федеральное государственное бюджетное образовательное
учреждение высшего образования
«Ивановский государственный энергетический университет
имени В.И. Ленина»

На правах рукописи



Муравьев Игорь Константинович

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ СИСТЕМ УПРАВЛЕНИЯ ГАЗОТУРБИННЫМИ УСТАНОВКАМИ ЭНЕРГОБЛОКОВ ПРИ ИЗМЕНЯЮЩИХСЯ РЕЖИМНЫХ И КЛИМАТИЧЕСКИХ ФАКТОРАХ

Специальность: 05.13.06 –

Автоматизация и управление технологическими процессами и производствами

(промышленность)

ДИССЕРТАЦИЯ
на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Научный руководитель:
доктор технических наук, профессор
Тверской Юрий Семенович

Иваново – 2016

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ……..5
ГЛАВА 1. О МЕТОДИЧЕСКОМ ПОДХОДЕ К ПРОБЛЕМЕ СОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ МНОГОФУНКЦИОНАЛЬНЫХ АСУТП ЭНЕРГОБЛОКОВ ТЭС…….....10
1.1. Предварительные замечания. О классификации НТД в области АСУТП….10
1.2. О методологии структурного синтеза САУ на основе обобщенного термодинамического анализа ……..……..……16
1.3. Особенности математического моделирования комплекса взаимосвязанного оборудования энергоблоков ПГУ …….....18
1.4. Особенности управления газотурбинными двигателями в структуре энергоблоков ПГУ ….…….……22
1.5. Общая постановка задачи исследования…….…….31
ГЛАВА 2. РАЗВИТИЕ МЕТОДОВ ОБОБЩЕННОГО ТЕРМОДИНАМИЧЕСКОГО АНАЛИЗА ДЛЯ ОЦЕНКИ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭНЕРГОБЛОКОВ С ПГУ…….32
2.1. Предварительные замечания. Методика обобщенного термодинамического анализа…….32
2.2. Обобщенный термодинамический анализ газотурбинной установки.....33
2.3. Обобщенный термодинамический анализ котла-утилизатора……...38
2.4. Обобщенный термодинамический анализ паровой турбины…….43
2.5. Анализ полученных результатов……..46
2.6. Особенности методики расчета КПД энергоблока с использованием методов обобщенного термодинамического анализа……..48
2.7. Результаты и выводы по 2 главе…….....52
ГЛАВА 3. РАЗРАБОТКА НЕЛИНЕЙНОЙ МАТЕМАТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ (ПОЛИМОДЕЛЬНОГО КОМПЛЕКСА) ЭНЕРГОБЛОКА С ПГУ ……..……53
3.1. Предварительные замечания…….53
3.2. Разработка математической модели газотурбинной установки…..…….56
3.3. Разработка математической модели котла-утилизатора.……...62

3.4. Разработка математической модели паровой турбины и конденсационной установки паровой турбины……..…….72
3.5. Методика построения многовариантной имитационной модели энергоблока ПГУ……...77
3.6. Результаты и выводы по 3 главе……...83
ГЛАВА 4. ОЦЕНКА МЕРЫ АДЕКВАТНОСТИ ПОЛИМОДЕЛЬНОГО КОМПЛЕКСА И ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ РЕЖИМНЫХ И ВНЕШНИХ ФАКТОРОВ НА ЭФФЕКТИВНОСТЬ РАБОТЫ ЭНЕРГОБЛОКА…...……..84
4.1. Оценка меры адекватности математической модели ПГУ при изменяющихся внешних и режимных условиях……..……84
4.2. Исследование влияния режимных факторов на параметры ПГУ посредством математической модели……...92
4.3. Исследование влияния изменений температуры наружного воздуха на параметры ПГУ посредством математической модели……...97
4.4. К вопросу о совершенствовании функции технической эффективности энергоблоков ПГУ в структуре АСУТП для информационной поддержки оператора……....100
4.5. Результаты и выводы по 4 главе……108
ГЛАВА 5. РАЗРАБОТКА И ИССЛЕДОВАНИЕ АВТОМАТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ РЕГУЛИРОВАНИЯ МОЩНОСТИ ГТУ И ПГУ С УЧЕТОМ ИЗМЕНЯЮЩИХСЯ РЕЖИМНЫХ И ВНЕШНИХ КЛИМАТИЧЕСКИХ ФАКТОРОВ……....110
5.1. Анализ способов регулирования подачи топлива и воздуха в камеру сгорания ГТУ...…….. ……..110
5.2. Способ управления мощностью ГТУ энергоблока ПГУ при обеспечении расчетной эффективности……..……...114
5.3. Методика параметрической оптимизации и результаты исследования АСР мощности ГТУ энергоблока ПГУ…….……..119
5.4. Оценка эффективности новых технических решений в рабочем диапазоне нагрузок газотурбинной установки……..……...136

5.5. Результаты и выводы по 5 главе……142
ЗАКЛЮЧЕНИЕ…..……...144
СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ И УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ…...……147
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ……...149
ПРИЛОЖЕНИЕ 1. ОСНОВА ДЛЯ КЛАССИФИКАЦИИ НТД В ОБЛАСТИ АСУТП ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ……...……168
ПРИЛОЖЕНИЕ 2. ВЫВОД ОСНОВНЫХ МАТЕМАТИЧЕСКИХ ВЫРАЖЕНИЙ ДЛЯ РАБОТ, СОВЕРШАЕМЫХ В ПГУ…...……..…….169
ПРИЛОЖЕНИЕ 3. ВЫВОД ОСНОВНЫХ УРАВНЕНИЙ МАТЕМАТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ ЭНЕРГОБЛОКА ПГУ……..…….176
ПРИЛОЖЕНИЕ 4. РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЯ АСР МОЩНОСТИ ГТУ ЭНЕРГОБЛОКА ПГУ…….....201
ПРИЛОЖЕНИЕ 5. РЕЗУЛЬТАТЫ РАБОТЫ САУ МОЩНОСТИ ПГУ (ГТУ И ПТУ) ПО ЛОКАЛИЗАЦИИ ВОЗМУЩЕНИЙ ПО ТЕМПЕРАТУРЕ НАРУЖНОГО ВОЗДУХА В РЕЖИМЕ ПОЛУБЛОКА…….....209
ПРИЛОЖЕНИЕ 6. ВНЕДРЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ИССЛЕДОВАНИЙ .....……..212

ВВЕДЕНИЕ

Современное развитие многофункциональных АСУТП на базе ПТК направлено на повышение уровня автоматизации и интеллектуализации выполняемых системой функций, что требует более полного учета изменяющихся режимных и разного рода внешних факторов, влияющих на технико-экономическую эффективность оборудования. Решение этой проблемы особенно актуально для энергоблоков ПГУ, расчетные значения КПД которых могут составлять 50-60 %. Однако опыт эксплуатации, экспериментальные исследования показывают, что в условиях реальной эксплуатации эффективность использования топлива в бинарных установках весьма чувствительна к изменениям нагрузки и температуры внешней среды. При этом фактические значения оценок КПД ПГУ энергоблоков могут изменяться в широком диапазоне и падать вплоть до значений паросиловых блоков [7, 23-26, 32, 58-60, 79, 86, 97, 111 и др.].

Степень разработанности проблемы эффективности ПГУ определяется прежде всего работами ведущих организаций страны (ОАО «ВТИ», ОАО «Фирма ОРГРЭС», НИУ «МЭИ», ФГУП «НПЦ газотурбостроения «САЛЮТ», УГАТУ, ИГЭУ и др.), а также зарубежными компаниями (Siemens Aktsiengezelshaft, Alstom, Mitsubishi Heavy Industries, General Electric и др.), которые ведут интенсивные исследования по решению задач управления работой газотурбинных двигателей, маневренности ПГУ при участии в регулировании общесистемных параметров, оценке влияния климатических факторов, разного рода технологических ограничений и др. Большое внимание при этом уделяется синтезу САУ газотурбинными двигателями. Однако, как показали результаты анализа проведенных патентно-информационных исследований, задачи поиска факторов, влияющих на потерю эффективности инновационного оборудования, обоснование путей и методов достижения расчетной (проектной) эффективности автоматизированного объекта в широком диапазоне нагрузок и изменяющейся температуры внешней среды до сих пор оставались не решенными. Поэтому

совершенствование многофункциональных АСУТП энергоблоков путем более полного учета режимных и внешних климатических факторов представляется актуальным и своевременным направлением освоения инновационного оборудования [2, 3, 5, 8, 10-12, 23-24, 48, 56, 60-63, 73, 76-79, 82-85, 93, 118, 123, 146, 147 и др.].

Целью диссертационной работы является повышение эффективности ПГУ энергоблоков с учетом изменяющихся режимных и внешних климатических факторов путем совершенствования систем управления газотурбинных установок.

Для достижения поставленной цели в работе решаются следующие **задачи.**

1. Анализ современной технологии создания многофункциональных АСУТП и определение путей и методов их совершенствования.

2. Развитие методов обобщенного термодинамического анализа эффективности тепломеханического оборудования (ТМО) энергоблока в аспекте теоретического обоснования вектора управляемых координат ТОУ с целью структурного синтеза САУ подачи топлива и воздуха в ГТУ.

3. Разработка всережимной математической и имитационной моделей ГТУ и ПГУ, включая расчет показателей технической эффективности ТМО, и методики ее многопараметрической настройки при изменяющихся внешних и режимных условиях.

4. Оценка меры адекватности математической модели в рабочем диапазоне нагрузок энергоблока и исследование влияния определяющих режимных и внешних климатических факторов на его эффективность. Разработка алгоритмических основ функции информационной поддержки оперативного управления.

5. Разработка способа управления мощностью ГТУ энергоблока ПГУ при изменяющихся внешних климатических и режимных условиях.

Научная новизна работы

1. Разработан способ управления мощностью ГТУ энергоблока ПГУ при изменяющихся внешних климатических и режимных условиях путем стабилизации массового расхода воздуха на заданном уровне и соответствующей

коррекции теплового потока за ГТУ путем изменения подачи топлива в камеру сгорания газовой турбины.

2. Разработаны устройство регулирования массового расхода воздуха в компрессор ГТУ и АСР мощности ГТУ энергоблока (подачи воздуха в компрессор и топлива в камеру сгорания ГТУ) и методика ее настройки.

3. Впервые дано теоретическое обоснование вектора управляемых координат ПГУ путем развития методики обобщенного термодинамического анализа эффективности тепломеханического оборудования энергоблоков.

4. Разработана нелинейная (всережимная) математическая модель энергоблока ПГУ, реализованная в виде открытого полимодельного комплекса с инвариантной и варьируемой частями, отличающаяся тем, что модель позволяет исследовать влияние изменяющихся внешних и режимных факторов на параметры энергоблока, в том числе технико-экономические и новые комплексированные показатели вектора управляемых координат сложного объекта управления.

5. Разработана методика оценки меры адекватности нелинейных математических моделей (полимодельных комплексов) с использованием реальных трендов из архива АСУТП промышленной эксплуатации энергоблока в широком диапазоне нагрузок энергоблока и изменяющихся внешних климатических факторах.

Практическая ценность результатов

1. Разработаны имитационная модель ПГУ энергоблоков и методика настройки полимодельного комплекса ПГУ при изменяющихся внешних климатических и режимных условиях, отличающаяся тем, что в процессе настройки модели уточняются параметры изменяемой (варьируемой) части, а ее инвариантная часть остается без изменений. Модель представляет собой автоматизированную систему постановки вычислительных экспериментов, что существенно сокращает время настройки сложных многопараметрических моделей на конкретный тип оборудования ПГУ энергоблока.

2. Разработанные математическая и структурированная имитационная модели энергоблоков (ПГУ-325 и ПГУ-450) используются при выполнении курсовых и научно-исследовательских работ по дисциплинам: «Технология создания АСУТП», «Локальные системы управления», «Обобщенный термодинамический анализ эффективности технических систем», «Междисциплинарный проект», а также выпускных квалификационных работ бакалавров и магистерских диссертаций.

Автор защищает:

- результаты обобщенного термодинамического анализа в аспекте решения физических проблем структурного синтеза САУ;

- всережимную динамическую математическую и имитационную модели ПГУ энергоблока с оперативным расчетом показателей технической эффективности и ее структурное построение;

- методику многопараметрической настройки нелинейной математической модели на заданный режим и оценки меры адекватности полимодельного комплекса при изменяющихся внешних и режимных условиях, результаты вычислительных экспериментов;

- способ стабилизации массового расхода воздуха на входе в компрессор ГТУ и результаты исследований эффективности управления ПГУ энергоблока.

Личный вклад автора

Все результаты исследований, выносимые на защиту и изложенные в тексте диссертации, получены лично автором либо при его непосредственном участии. Анализ и обсуждение полученных результатов проведены автором совместно с научным руководителем.

Обоснованность и достоверность полученных результатов подтверждается корректным применением методов теории автоматического управления, обобщенного термодинамического анализа, математического моделирования и вычислительного эксперимента, согласованностью результатов вычислительных экспериментов с данными промышленной эксплуатации.

Апробация работы. Основные положения и результаты диссертационной работы докладывались и обсуждались на международных научно-технических и научно-практических конференциях: «Моделирование – 2012» («SIMULATION – 2012») (Киев, 2012 г.), «Современные технологии в энергетике – основа повышения надежности, эффективности и безопасности оборудования ТЭС» (Москва, ВТИ, 2012 г.), «Энергия инновации – 2012, 2015» (Иваново), «Радиоэлектроника, электротехника и энергетика» (Москва, МЭИ, 2013 г.), «Состояние и перспективы развития электротехнологии» XVII, XVIII Бенардосовские чтения (Иваново, 2013, 2015 г.), «Математическое моделирование и информационные технологии» («Энергия – 2013, 2015, 2016») (Иваново), «Оптимизация и повышение эффективности работы ТЭС путем внедрения АСУТП» (Москва, ВТИ, 2014 г.), «Имитационное моделирование. Теория и практика» (ИММОД-2015) (Москва, ИПУ, 2015 г.), «Математические методы в технике и технологиях» (Санкт-Петербург, СГТУ, 2016 г.), а также на научных семинарах и заседаниях кафедры систем управления ИГЭУ.

Публикации. По теме диссертации опубликованы 19 научных работ, в том числе 4 статьи в журналах по списку ВАК, 1 патент РФ, 3 статьи в монографии «Теория и технология систем управления. Многофункциональные АСУТП тепловых электростанций», 7 статей в сборниках научных трудов.

Структура и объем работы. Диссертация состоит из введения, пяти глав, заключения, списка литературы, включающего 155 наименований, и шести приложений. Общий объем диссертации составляет: основной текст – 148 страниц, в том числе рисунков 59, таблиц 12, список литературы на 19 страницах, приложения на 48 страницах.

ГЛАВА 1. О МЕТОДИЧЕСКОМ ПОДХОДЕ К ПРОБЛЕМЕ СОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ МНОГОФУНКЦИОНАЛЬНЫХ АСУТП ЭНЕРГОБЛОКОВ ТЭС

1.1. Предварительные замечания. О классификации НТД в области АСУТП

Современные автоматизированные системы управления (АСУТП) электростанций – особый класс многофункциональных иерархически построенных сложных систем управления. Рассматриваемые системы управления технологическими процессами строятся на базе программно - технических комплексов (ПТК) сетевой иерархической структуры, которые служат системообразующим компонентом АСУТП энергоблока. Базовые ПТК АСУТП, включающие в себя контроллеры (нижний уровень), сетевой комплекс и рабочие станции (верхний уровень), образуют единую информационно-технологическую среду управления, в которой обеспечивается доступ к любой информации, единожды введенной в систему. Таким образом, современные АСУТП перестали быть вспомогательными средствами автоматизации производственного процесса и служат не только в качестве системы сбора и отображения информации в режиме текущего времени (on-line), но и позволяют осуществить управление всеми режимами работы оборудования ТЭС, а также вести анализ эффективности процессов управления [7-9, 26, 59, 89, 97-98, 105, 106, 111, 112, 121 и др.].

Развитие теории и технологии современных многофункциональных АСУТП затрагивает многие известные научные направления в области системного и обобщенного термодинамического анализа, теории многокритериальных систем управления и целый ряд других междисциплинарных задач и вопросов.

Особенно остро междисциплинарные проблемы проявились при освоении энергоблоков с парогазовыми установками (ПГУ) и решении вопросов обеспечения эффективности использования инновационных парогазовых технологий. Учитывая, что современные энергоблоки, построенные на базе парогазовых технологиях, существенно поднимают эффективность использования топливно-энергетических ресурсов (расчетные оценки КПД энергоблоков ПГУ достигают более 50-60 %), проблема обеспечения эффективности бинарных

энергоблоков в различных эксплуатационных режимах, представляется весьма актуальной. При этом естественные отклонения температуры наружного воздуха от расчетного значения ($+15^0$C) ведут к существенному снижению эффективности использования топлива и к неоправданным (до 10%) потерям [6, 24, 56, 60-62, 73, 76, 115, 148].

По данным Минэнерго ввод новых мощностей в 2012 году составил 6,47 ГВт, в 2013 году – 4 ГВт, в 2014 году – 7,48 ГВт, в 2015 году – более 4,6 ГВт [70, 91, 149]. Парогазовые установки, как технология нового типа зародилась в России, однако широкое применение получила сначала на Западе [91]. Результатом стало то, что современная ПГУ на российском энергетическом рынке на 30-50%, состоит из импортного оборудования, и связанная с этим, как будет показано ниже, непрозрачность исходных данных для решения задач математического моделирования и создания эффективных систем автоматического регулирования.

Исследованию особенностей режимов работы энергоблоков ПГУ, газотурбинных двигателей, котлов-утилизаторов с ПТ и их участия в регулировании общесистемных параметров уделяется серьезное внимание многими научно-исследовательскими организациями и университетами РФ (ОАО «ВТИ», ОАО «Фирма ОРГРЭС», НИУ «МЭИ», АО «НПЦ газотурбостроения «САЛЮТ», УГАТУ, ИГЭУ и др.), а также зарубежными компаниями (Siemens Aktsiengezelshaft, Alstom, Mitsubishi Heavy Industries, General Electric и др.), осуществляющих поставку инновационного оборудования на Российский рынок [2, 5, 8, 10-12, 23-24, 31, 48, 56, 60-63, 68, 73, 76-79, 82-85, 93, 118, 123, 146, 147].

Однако, решение этой актуальной комплексной научно-технической проблемы осложняется, во-первых, специфическими особенностями тепловой схемы энергоблоков с существенно различающимися динамическими свойствами совместно работающего тепломеханического оборудования (ГТУ, КУ, ПТ), а во-вторых, - революционными изменениями в технологии создания и эксплуатации системообразующей многофункциональной АСУТП [6, 7, 32, 97 и др.].

Технология создания многофункциональных АСУТП носит сквозной итерационный характер. В ее основе лежит жизненный цикл системы управления, включающий стадии ее создания и эксплуатации (рис. 1.1). При этом эффективность проектных решений существенным образом зависит от уровня развития наукоемких этапов процедур разработки АСУТП на ранних стадиях проектирования и, прежде всего, от совершенства фундаментальных автоматических систем регулирования (АСР), представляющих собой содержательную часть функционирования АСУТП энергоблоков. Конечным результатом сквозного проектирования считается введенная в эксплуатацию и готовая к сдаче заказчику система управления гарантированной технологической работоспособности [41, 58, 97-99, 107, 111, 112].

Совершенствование АСР неразрывно связано с задачами структурного синтеза локальных (контроллерный уровнь АСУТП) систем управления, решение которых осложняется высокой размерностью и переопределенностью многомерных многосвязных ТОУ в целом нелинейной нестационарной системы, а также значительным числом параметров, недоступных для непосредственного измерения. При этом имеет место проблема согласования частных критериев оптимизации множества локальных систем управления. Согласование критериев локальных АСР требует, чтобы на контроллерном уровне АСУТП имело место непротиворечивое решение, которое обеспечивает достижение глобального экстремума (КПД) функционирования системы в целом [3, 39, 43-45, 102, 105-107, 110].

Для рассматриваемых бинарных энергоблоков как особого класса объектов управления эта задача сводится к обеспечению эффективного управления энергоблоком ПГУ при изменяющихся режимных и внешних климатических факторов. Применение и развитие методов обобщенного термодинамического анализа эффективности объектов управления позволяет получить строгое решение этой сложной междисциплинарной задачи.

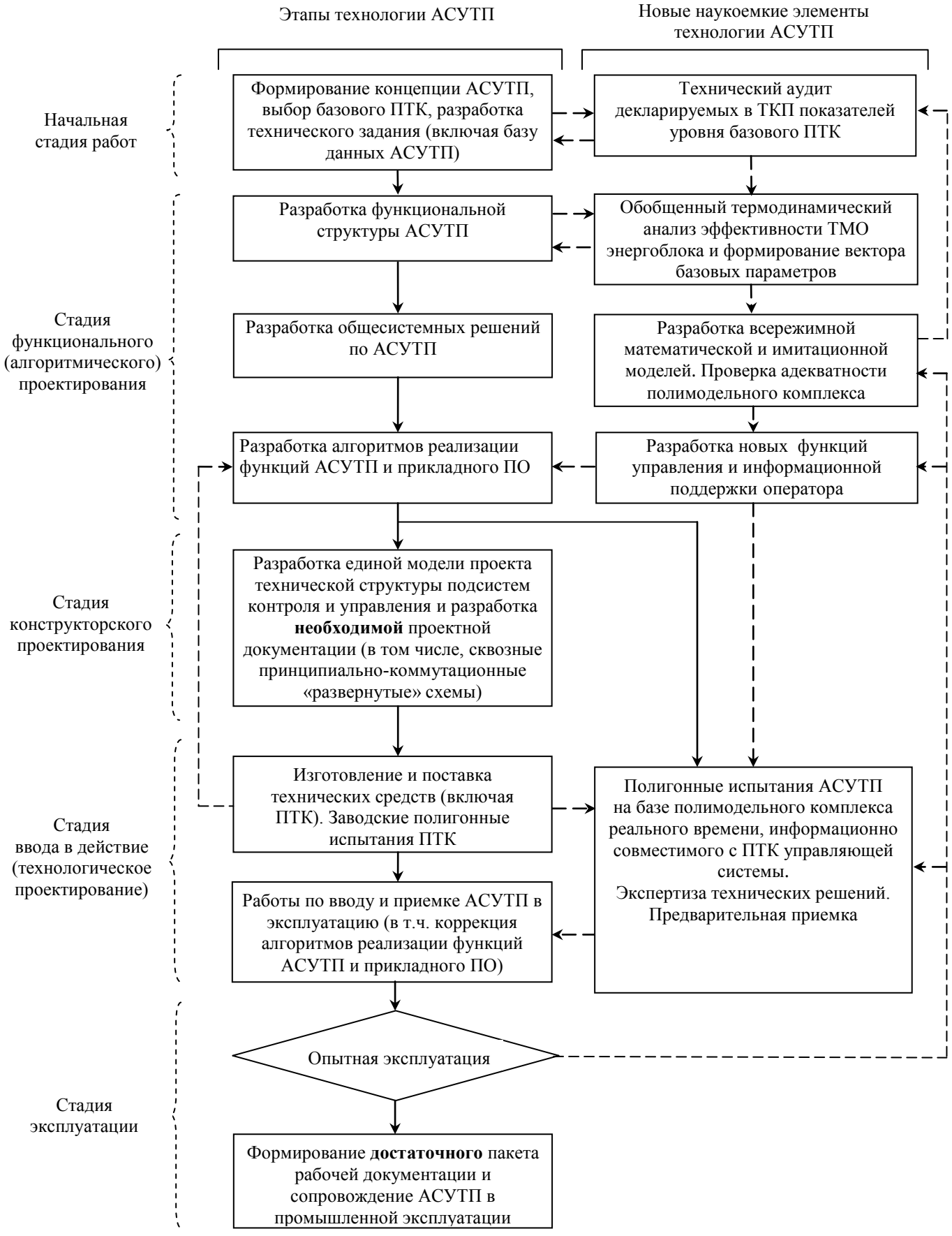


Рис.1.1. Технология создания многофункциональных АСУТП энергоблоков

Иными словами, совершенствование алгоритмов управления должно быть направлено на поиск путей достижения расчетной (проектной) эффективности автоматизированного объекта в условиях его реальной эксплуатации [5, 52*, 68*, 79].

Опыт ввода в действие современных многофункциональных АСУТП на базе ПТК сетевой иерархической структуры выявил на пути реализации новых сложных алгоритмов автоматического регулирования и логического управления существенные трудности, которые связаны с рисками решения этих задач в реальных условиях эксплуатации [32, 58, 59, 111]. Причины связывают с высокими вероятностями возможности возникновения аварийных ситуаций и повреждения дорогостоящего оборудования, а также с проблемами специфики работы функциональных подсистем в единой информационно-технологической среде ПТК АСУТП (невозможность выделения информационной части различных подсистем из ее общей структуры), уровня готовности алгоритмов управления и соответствующего прикладного ПО к моменту ввода АСУТП в действие, объема измерений, вносимых в алгоритмы управления на этапе ввода системы в действие, сроков освоения функциональных задач и др. Все это подтверждает, что фактор технологичности АСУТП в обеспечении возможности решения упомянутых выше алгоритмических задач реализации сложных функций управления оказывается одним из ключевых. Поэтому оценку принимаемых решений, которую, как правило, выполняют на стадии ввода системы в работу, рекомендуется осуществлять на более ранних стадиях разработки путем выполнения поисковых исследований на математических моделях. В рассматриваемом случае - математической модели блока ПГУ с оперативным расчетом показателей технико-экономической эффективности оборудования [17, 18, 24, 25, 32, 97, 109, 111, 122].

Объем необходимой автоматизации технологического оборудования ТЭС всегда определялся требованиями нормативно-технических документов (НТД), которые обобщают отечественный и зарубежный опыт эффективной эксплуатации энергетического оборудования [42, 110]. Однако в настоящее время

известные НТД, рекомендуемые методики и разного рода регламенты носят неупорядоченный рекомендательный характер. Однако известно, что обеспеченность энергетической отрасли едиными и качественными НТД является важнейшей предпосылкой создания совместимого в системообразующей структуре АСУТП автоматизированного оборудования, в том числе - высоко эффективных энергоблоков на основе ПГУ. Актуальность проблемы стандартизации и единых нормативных регламентов отмечалась на многих совещаниях специалистов и ученых [64, 71, 97, 144].

В настоящей работе предложено систематизировать известные нормативно-технические документы в области АСУТП электростанций в аспекте развиваемой новой сквозной технологии как методологической основы решения сложных междисциплинарных задач автоматизированного управления (рис. 1.2).

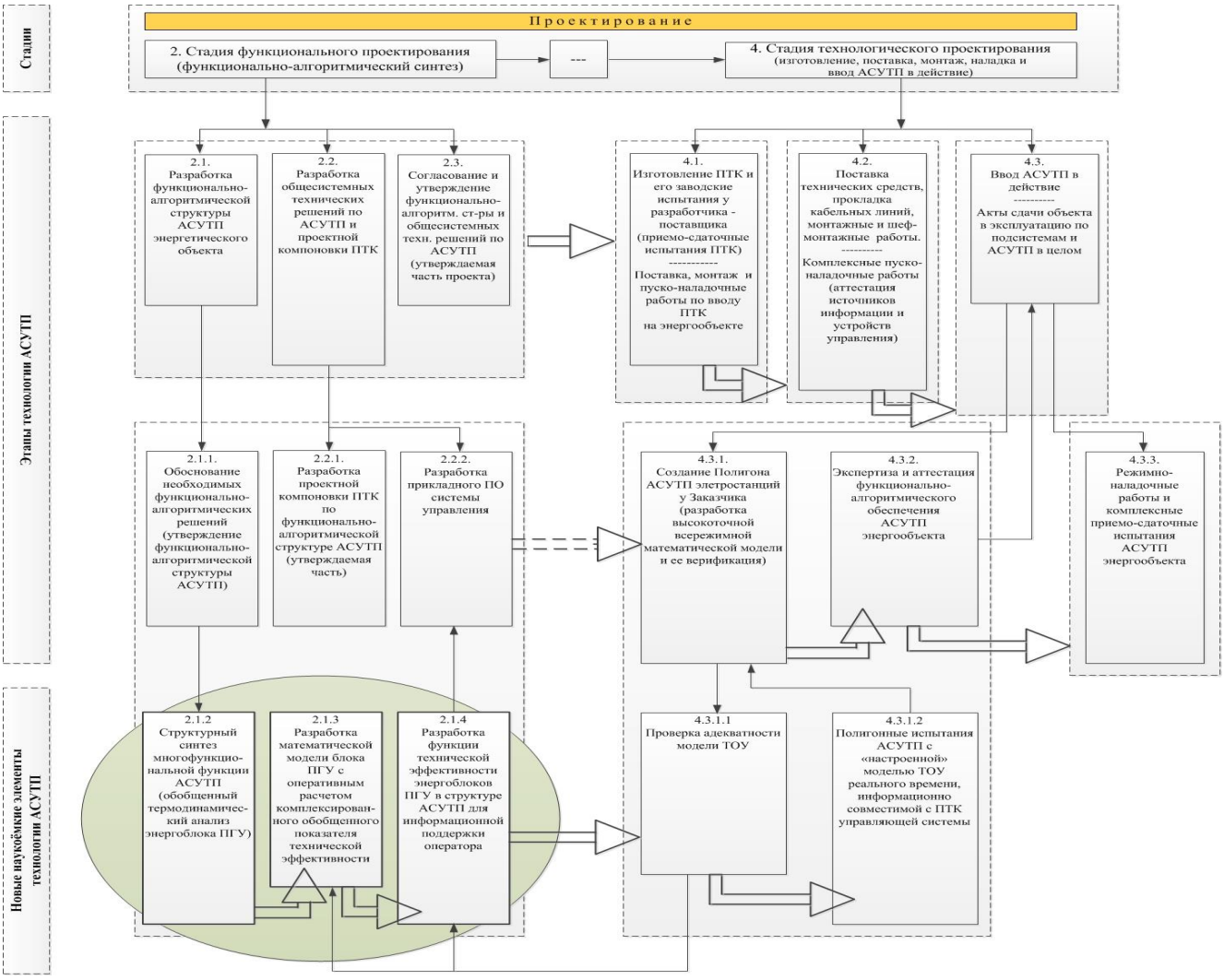


Рис. 1.2. Место разрабатываемой наукоемкой функции в общей структуре сквозной технологии создания АСУТП

Разрабатываемые задачи относятся как к ранним стадиям функционального проектирования, так и к стадии ввода АСУТП в штатную эксплуатацию (приложение 1).

Вместе с этим надо отметить, что кроме реализации отработанных базовых (типовых) функций, регламентированных нормативными документами, требуется, как правило, обеспечить работу инновационного оборудования с учетом дополнительных более жестких требований, определяемых Заказчиком. Таким образом, все требования к АСУТП целесообразно рассматривать как комплекс минимально необходимых (определяемых НТД) и достаточных (характеризующих требуемый уровень технико-экономической и/или экологической эффективности, конкурентоспособности) условий для эффективной эксплуатации технологического оборудования в энергетической системе.

1.2. О методологии структурного синтеза САУ на основе обобщенного термодинамического анализа

Опыт структурного синтеза локальных АСР технологическими объектами, экспериментальные исследования показывают, что отсутствие эффективного управления режимами энергоблоков, которое не позволяет обеспечить расчетную (проектную) технико-экономическую эффективность работы в данном случае ГТУ и блока ПГУ в целом на протяжении длительного жизненного цикла оборудования при естественных колебаниях температуры и давления наружного воздуха, определяется, по-видимому, прежде всего непредставительной информацией, используемой в контуре управления. Например, для паросиловых установок и пылеугольных котлов в работах [22, 132, 133, 143].

На энергоблоках ПГУ контролируется огромное количество параметров, т.е. значительный информационный масштаб системы, который составляет до 1-2 тыс. точек контроля [8, 27]. При этом вектор доступных для контроля параметров энергоблоков ПГУ ограничен и, как правило, имеет опытно-коммерческое происхождение, что, естественно, сказывается на качестве АСУТП и эффективности ведения режима на блоке в условиях реальной эксплуатации (при

вариации режимных и внешних факторов, разного рода технологических ограничений и др.) [97].

Экспериментальное исследование влияния большинства факторов в эксплуатационных условиях представляется весьма затруднительным, во-первых, по причине существенных рисков проведения экспериментальных работ, а во-вторых, вследствие невозможности непосредственного контроля многих определяющих технологических параметров. При этом используемые в НТД инженерные методы расчетов не позволяют получить достаточно строгую обобщенную оценку технической эффективности энергоблока [51*]. Объясняется это, по-видимому, несколькими причинами:

1) неэффективное использование значительного информационного масштаба измеряемых параметров на энергообъекте и сохраняющейся при всем при этом ограниченности в возможности непосредственного контроля многих технологических параметров. Неэффективность заключается в том, что отсутствует теоретическое обоснование вектора управляемых координат блока ПГУ, в котором базовой координатой, как показывает анализ литературы по теории двигателестроения летательных аппаратов [10, 57], служит некий комплексный параметр;

2) блоки ПГУ критичны к температуре окружающей среды. Ее отклонение от расчетной величины (принятой +15 ^{0}C) приводит к изменению параметров воздушного потока поступающего в компрессор ГТУ, при этом воздушный поток выступает как в роли окислителя (для процесса горения в камере сгорания ГТ), так и в роли охладителя/теплоносителя (для лопаток ГТД) и теплоносителя (для котла-утилизатора) [52*].

В настоящей работе решение задач структурного синтеза САУ и информационного совершенствования современных АСУТП энергоблоков ТЭС предложено выполнить путем развития методов обобщенного термодинамического анализа эффективности сложных систем и объектов. Основы методологии этого подхода разработаны в работах В.П. Бурдакова, А.И. Вейника, К.П. Гурова и других ученых [13, 14, 20, 100].

Термодинамические методы использованы при определении динамических свойств оборудования ТЭС в работах Е.П. Серова и Б.П. Королькова [92]; при создании математических моделей в работах А.С. Рубашкина [87, 99], Ю.С. Тверского [53*, 98, 104, 113, 117, 124*], при оценке эффективности пылеприготовительного оборудования и структурного синтеза многосвязных АСР пылесистем прямого вдувания котлов тепловых электростанций в работах Д.Ю. Тверского [103, 106, 113].

Методология обобщенного термодинамического анализа требует представить схему движения потоков массы (энергий) рабочего тела и расхода воздуха в виде поточной системы. В открытой поточной системе поток вещества входит в систему при некоторых начальных параметрах, совершает в установке определенную работу и теплообмен и выходит из системы в другом месте при конечных расчетных параметрах. Разработанная поточная структура модели , как правило, сохраняет свои функциональные связи вне зависимости от типа оборудования (например, газотурбинной установки) и вида топлива, т.е. является обобщенной.

Развитие методов обобщенного термодинамического анализа позволяет провести оценку эффективности энергоблока ПГУ и получить строгое теоретическое обоснование вектора управляемых координат сложного ТОУ, осуществить построение полноценных математических моделей тепломеханического оборудования.

1.3. Особенности математического моделирования комплекса взаимосвязанного оборудования энергоблоков ПГУ

Математическому моделированию теплоэнергетических объектов и расчету систем автоматического регулирования средствами вычислительной техники отводится значительное место на всех стадиях и этапах разработки АСУТП. Это позволяет значительно уменьшить затраты времени на подготовку и решение задач, повысить эффективность исследований, на более ранних стадиях

проектирования решить проблемы, возникающие в процессе создания и эксплуатации автоматизированного оборудования.

Несомненным достоинством использования математических моделей в проектировании и управлении является их достаточно точные описания процессов в основных узлах и агрегатах объекта управления. Модели позволяют решать большой круг задач по расчетам параметров на установившихся режимах работы; воспроизводят переходные процессы при действии внешних и внутренних возмущений; прогнозируют характер изменения процессов в нештатных ситуациях; позволяют проводить проверку влияния различных способов управления на эксплуатационные свойства оборудования; получать недостающую информацию о ходе протекания технологических процессов и др. [93, 100].

Вопросам математического описания рабочих процессов в ГТУ и блока ПГУ в целом уделяется большое внимание [2, 12, 23, 46, 58, 67, 77, 87, 99 и др.]. Так моделирования процессов в котлах-утилизаторах представлены в работах [2, 23, 77, 123 и др.], в газотурбинных установках [60, 88 и др.]. В большинстве случаев исходными данными для моделирования являются конструктивные и основные расчетные характеристики технологического оборудования, данные тепло-гидравлических расчетов. В конечном счете, на выходе моделируемого процесса или объекта получается результат с хорошей степенью адекватности. Однако в общем недостатком моделей является то, что они «заточены» строго под один объект управления (ОУ), их адаптация к новому ОУ достаточно трудоемкая и затратная по времени задача, в ряде случаев модели оказываются адекватными только на одном выбранном режиме работы и при определенных внешних условиях. Одним из главных недостатков также является то, что уравнения, заложенные в расчет математической модели, зачастую получены из регрессионных зависимостей, аппроксимации результатов полученных из опыта эксплуатации, статических уравнений. Поэтому использовать такие модели для решения задач управления сложным энергетическим оборудованием нельзя.

Ограничение, связанное с работой математических моделей ПГУ зачастую только на расчетном режиме можно объяснить тем, что необходимые для создания полноценной модели данные о ходе протекания процессов в сложном тепломеханическом оборудовании (ТМО) энергоблоков ПГУ (в компрессоре, камерах сгорания, газовой турбины и т.д.) отсутствуют. Поэтому любое отклонение режима работы блока от расчетного режима ограничивается возможностями модели. Это упрощение процессов проходящих в ГТУ, их идеализация, выхолащивают сущность процессов и снижают практическую ценность результата.

В настоящее время математические (имитационные) модели технологического оборудования активно используют при разработке компьютерных тренажерных комплексов [87, 99].

Эффективность результатов напрямую связана с полноценностью разрабатываемых моделей моделируемого тепломеханического оборудования и процессов управления, реализуемых в информационно-технологической среде, в том числе, реального ПТК.

Основная трудность моделирования теплоэнергетических объектов состоит в том, чтобы обоснованно выбрать приемлемую степень сложности модели для интеграции в структуру ПТК и адекватную решаемой задачи [49*, 51*].

Существуют различные классификации к построению математических моделей [98]:

- модель технологического объекта управления (ТОУ) динамическая или статическая;

- модель линейная (для окрестности заданного режима работы ТОУ) и нелинейная (всережимная);

- форма определения модели (передаточные функции отдельных каналов «вход-выход», система дифференциальных или алгебраических уравнений и др.).

В зависимости от характера математической модели ТОУ, а также имеющихся исходных данных определяется способ ее получения:

- аналитическое построение математической модели по заданным конструктивным и режимным данным ТОУ;

- решение задачи идентификации ТОУ по результатам экспериментального исследования статических или динамических характеристик.

Однако, несмотря на то, что за последние 20-30 лет выполнено достаточно большое число работ по моделированию ТМО энергоблоков ТЭС, в том числе блоков ПГУ, моделирования маневренных режимов работы остается наиболее сложной проблемной задачей [2, 23, 27, 77, 87, 88, 95, 99].

Поскольку выходные параметры объекта (например, газотурбинной установки) недоступны для непосредственного контроля, то возникает еще одна проблема – какому параметру (комплексу) отдать предпочтение в переопределенном векторе координат ТОУ с той целью, чтобы уже на ранней стадии проектирования не сделать принципиальных ошибок в формировании «полевой зоны» системы и структуры альтернативных схемных решений. Поэтому для аналитического конструирования высокоточных систем управления на ранних стадиях проектирования требуется разработка теории и методологии строгого определения вектора координат проектируемого управляемого технологического оборудования [106].

Построение высокоточных математических моделей ТМО на ранних стадиях функционального проектирования позволяет своевременно осуществить многофакторные исследования, получить оценку эффективности новых показателей состояния оборудования, которые в условиях единой информационно-технологической среды ПТК могут использоваться как в системах управления, так и системах диагностирования [105].

Использование в алгоритмах управления информации о параметрах ТМО, недоступных непосредственному контролю в самом объекте (например, в системе управления ПГУ) и получаемой от его математической модели, работающей в режиме реального времени, является основой нового развиваемого подхода в создании интеллектуальных АСУТП сложного технологического оборудования [25, 41, 105, 109].

Таким образом, на основании изложенного, в настоящей работе поставлена задача реализовать следующие требования, которые необходимо предъявлять к математическим моделям для их возможного использования в составе многофункциональных АСУТП [98]:

1) построение математической модели в своей основе должно базироваться на фундаментальных законах сохранения неравновесной термодинамики [13-15, 20, 36, 37, 80, 100, 113, 137];

2) структура математической модели должна быть открытой, т.е. технология ее построения должна предусматривать возможность простых переходов от упрощенных структур к более полным, с выделенными инвариантной и варьируемой частями, что позволяет моделировать работу агрегатов, например энергоблока, при различном составе оборудования [28, 98, 103, 104, 128];

3) математическая модель (полимодельный комплекс) должна быть реализуема универсальными и специальными инструментальными средствами имитационного моделирования в составе ПТК АСУТП [99, 121];

4) математическая модель (полимодельный комплекс) должна иметь оценку меры адекватности [4, 87, 88, 99, 110, 114].

В итоге математическая модель должна давать необходимое для выполнения исследований представление о ходе протекания технологических процессов, в том числе параметрам или комплексу параметров, которые в реальных условиях непосредственно контролировать не представляется возможным.

1.4. Особенности управления газотурбинными двигателями в структуре энергоблоков ПГУ

Технические результаты известных исследований ГТД направлены, прежде всего, на обеспечение безопасности работы двигателя, исключающие возникновение «помпажа»; обеспечения тяги двигателя во всех режимах работы; обеспечение устойчивости работы двигателя на неустановившихся режимах;

расширение регулировочного диапазона нагрузок энергоблоков ПГУ, а также на поддержание максимального значения коэффициента полезного действия (КПД) компрессора и его запасов газодинамической устойчивости.

В работах [11, 19, 21, 120, 123] приводятся результаты значимых конструкторских решений, таких как использование промежуточного охладителя воздуха в компрессоре для достижения максимального КПД ПГУ; впрыскивание в поток газов определенного количества воды (пара) (мокрый режим КС), что приводит к повышению мощности ГТУ; оснащение котла-утилизатора дожигающим устройством, что обеспечивает повышение и стабилизацию температуры газов перед поверхностями нагрева КУ, расширяет регулируемый диапазон его паропроизводительности.

Однако конструкторско-технологическое совершенствование тепловой схемы и элементов оборудования не всегда возможно реализовать на уже работающем оборудовании, при этом модернизация довольно сложная дорогостоящая процедура. Из опыта эксплуатации ТЭС также известно, что проблему оптимизации одними жесткими конструктивными решениями без совершенствования функций управления в широком диапазоне нагрузок выполнить невозможно [22, 107].

Активно развивается подход решения проблемы, связанной с повышением уровня автоматизации. Например, в работах [12, 25, 28, 65, 118] приводятся результаты, которые достигаются за счет внедрения более совершенных систем измерения, управления, диагностики и интеллектуализации, такие как автоматическое регулирование температуры охлаждающего воздуха во всех режимах работы ГТУ, чтобы снизить излишнее охлаждение проточной части ГТ для обеспечения расчетной производительности КУ [12]; автоматическое регулирование мощности парогазовой установки с воздействием на регулирующие органы газотурбинной установки и паровой турбины с целью повышения качества регулирования [65].

Вместе с этим в проводимых исследованиях явно недостаточно уделяется внимания совершенствованию функций АСУТП энергоблоков ПГУ с целью

обеспечения их эффективности в условиях длительной эксплуатации (при вариации режимных и внешних факторов, разного рода технологических ограничений и др.).

В основе большинства ГТУ, входящих в состав блоков ПГУ, используются достижения авиационного газотурбинного двигателестроения (АГТД). В то же время авиационные ГТД обладают рядом специфических качеств, не свойственных для ГТД энергетического назначения. Поэтому в случае использования продвинутых решений для авиационного двигателя в энергетических целях, необходимо его конвертировать, т. е. приспособить для нового назначения [16].

Важно отметить, что «уязвимость» ГТУ заключается, прежде всего, в использовании атмосферного воздуха, а также в том, что топливо непосредственно вводится и сгорает в объеме рабочего тела ГТУ [120]. Иными словами, ключевым фактором при эксплуатации энергоблоков ПГУ являются изменяющиеся климатические условия, и влияние этого фактора на особенности работы ГТУ и ПГУ требует дополнительных исследований.

Все современные энергетические ГТУ оснащаются автоматизированными системами управления. Автоматизированная система управления ГТУ выполняет ряд информационных и управляющих функций, автоматическое регулирование, функции технологических защит и блокировок, а также расчет технико-экономических показателей, диагностику технического состояния установки и др.

Система автоматического управления (САУ) ГТУ воздействует на устройства, которые регулируют: общий расход топлива; углы установки поворотных направляющих аппаратов на входе и в первых ступенях компрессора; положение антипомпажных клапанов; распределение топлива и воздуха в камеры сгорания. САУ ГТУ должна обеспечивать: устойчивое поддержание заданной электрической нагрузки и плавное изменение режима работы ГТУ; устойчивую работу ГТУ на холостом ходу при нормальной частоте вращения электрического генератора; удержание частоты вращения ротора при мгновенном сбросе максимальной нагрузке; поддержание температуры газов перед турбиной на

требуемом уровне и ограничение ее ниже предельного значения; надежную работу ГТУ на пусковых режимах и останов в аварийных ситуациях; беспомпажную работу компрессора. Регулируемыми величинами и корректирующими параметрами являются: частоты вращения, температуры газов, давления и перепады давления, нагрузки [62, 69].

Принципиальная схема энергоблока ПГУ (рис. 1.3) включает в свой состав одну или две ГТУ, каждая со своей газовой турбиной (ГТ), которая служит приводом компрессора и электрического генератора (ЭГ ГТ), а также паровую утилизационную часть, соответственно, один или два котла-утилизатора (КУ) и одну паротурбинную установку (ПТУ) с паровой турбиной (ПТ), питаемой паром от КУ и служащей приводом еще одного ЭГ ПТ. К ПТУ относятся все элементы вспомогательного оборудования паровой турбины (ВО ПТ). В состав ГТУ входят осевой компрессор (ОК), камера сгорания (КС), газовая турбина и электрический генератор (ЭГ ГТ). При работе ГТУ, как уже было отмечено, возникает необходимость в изменении частоты вращения при постоянной нагрузке (при работе на изолированную сеть), либо в изменении мощности при постоянной частоте вращения (в энергосистеме).

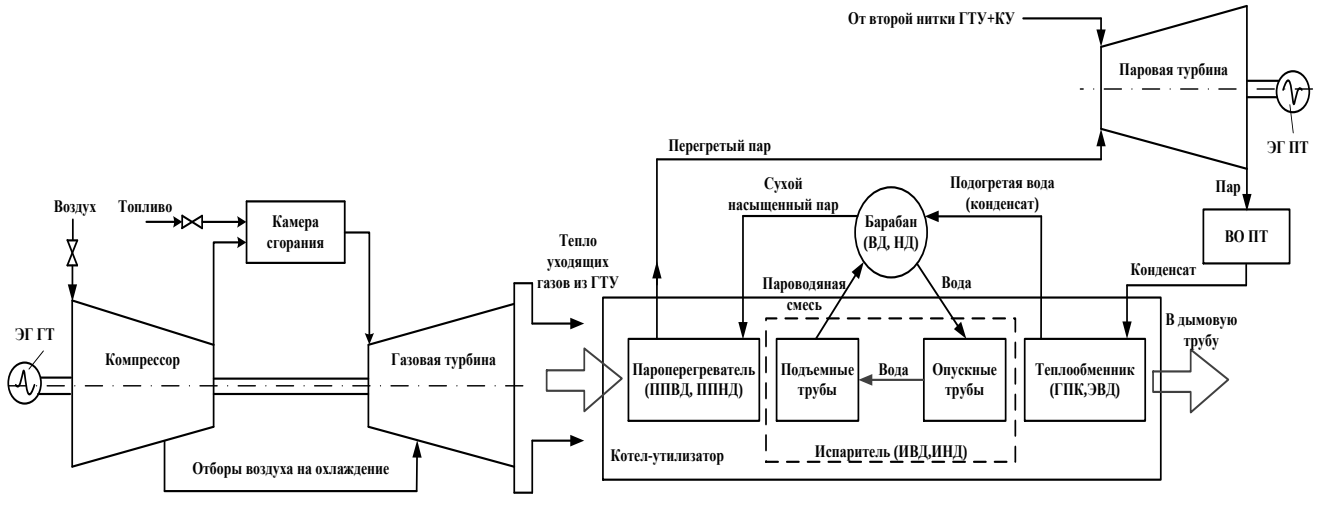


Рис.1.3. Принципиальная схема энергоблока ПГУ

Особенности ГТУ, как ТОУ, заключаются в следующем [62]:

- динамические свойства мощных энергетических ГТУ простого цикла определяются в основном моментом инерции ротора и изменениями крутящих моментов на валу;

- ГТУ, в которых электрический генератор (ЭГ) расположен на одном валу с компрессором, обладают известным саморегулированием [141];

- подача топлива в КС ограничивается в соответствии с фактическим расходом воздуха по давлению за компрессором, частоте вращения компрессорного вала или просто по времени.

Несмотря на то, что эффективность работы блока ПГУ во многом определяется эффективностью работы газотурбинной установки, обеспечить эффективное управление энергоблоком в целом достаточно сложная многокритериальная задача.

Во-первых, к важнейшим эксплуатационным показателям газотурбинных установок относят комплекс противоречивых требований по эксплуатационной надежности, экологические требования и экономичность установки. В связи с чем, работу энергоблока стараются поддерживать на максимально эффективном уровне, определяемом по таким параметрам, как:

- соотношение расходов топлива и воздуха (для поддержания полноты сгорания с меньшим выбросом NO_x, зависящего не только от температуры пламени, но и от времени нахождения газов при этой температуре [120]);

- температура уходящих газов перед ГТ (повышение которой ограничивается надежностью металла и повышением объема воздуха на охлаждение, чтобы избежать сгорания лопаток газовой турбины). В тоже время, высокие температуры газов на входе в ГТУ и низкие на выходе из ПТУ позволяют достичь высокой экономичности бинарного цикла [123];

- расход топлива (влияет на мощность ГТУ, но ограничивается техническими возможностями камеры сгорания и требованиями экономичности);

- температура уходящих газов за ГТ (держится постоянной предпочтительно на максимально допустимом уровне, чтобы обеспечить расчетную

паропроизводительность контуров высокого и низкого давлений котла-утилизатора) [12, 123].

Поскольку большинство этих параметров, так или иначе, взаимосвязаны по термодинамическому циклу и воздушногазовому тракту, и изменение одного из них влечет за собой изменение других параметров [120], то это заметно усложняет задачу эффективного управления энергоблоком и ответственность оператора за правильность принимаемых решений при дистанционном (оперативном) управлении (рис. 1.4).

КПД энергоблока ПГУ зависит от следующего комплекса факторов:

- от электрического КПД ГТУ ($\eta_{гту}$), который в свою очередь зависит от температуры уходящих газов на входе в ГТД ($T_{вх_гт}$), относительных внутренних КПД компрессора ($\eta_{oi_к}$) и газовой турбины ($\eta_{oi_гт}$);

- от КПД КУ ($\eta_{ку}$), значение которого связано с температурой уходящих газов на входе ($T_{ух.г}$), а вместе с ней и от минимального температурного напора ($\Delta t_{эк}$), температуры питательной воды ($t_{п.в.}$), схемы КУ, температуры пара ($\Theta_п$);

- от КПД ПТУ ($\eta_{пту}$), который в свою очередь зависит от давления ($p_п$) и температуры ($\Theta_п$) пара, наличия промежуточного перегрева, давления в конденсаторе ($p_к$), системы регенеративного подогрева питательной воды, относительного внутреннего КПД ПТ ($\eta_{oi_пт}$).

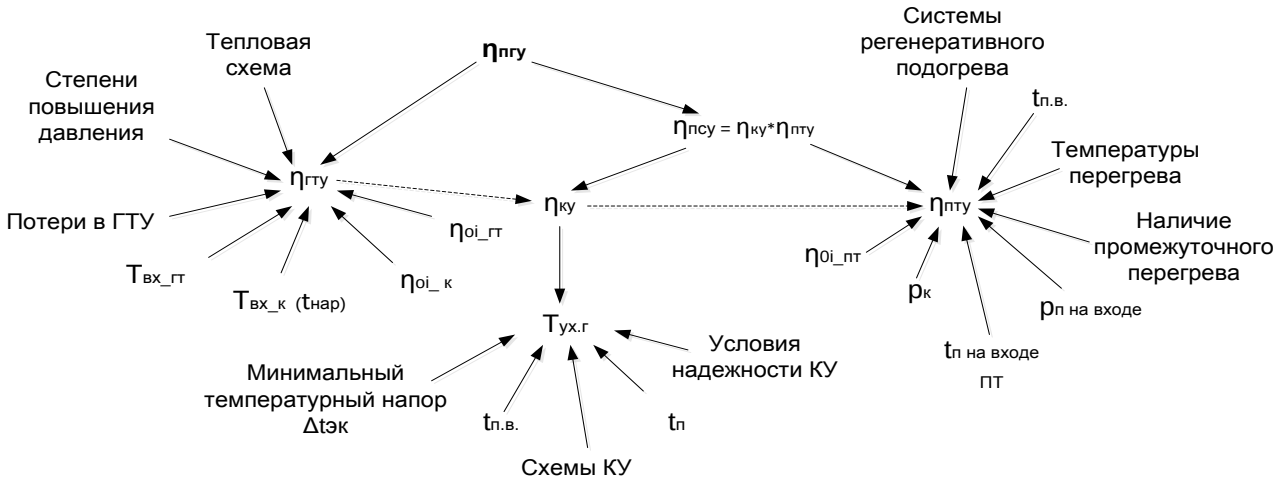


Рис 1.4. Анализ факторов влияния на КПД энергоблока ПГУ

Однако, такие меры повышения КПД ПТУ, как наличие системы регенерации и повышение температуры питательной воды, не приводят к существенному изменению КПД энергоблока ПГУ в целом, поскольку расход теплоты котла-утилизатора не зависит от температуры питательной воды, при этом ПГУ с КУ, как правило, не имеют регенеративных отборов в ПТ [126].

Во-вторых, как уже был отмечено, ГТУ критична к климатическим факторам (в зависимости от температуры наружного воздуха меняется нагрузка на компрессор).

В-третьих, блок ПГУ как объект управления является переопределенным: на два регулирующих органа (подачи топлива и воздуха, m=2) на входе имеем множество n-параметров на выходе (расход и температура газов, электрическая мощность, экологические показатели, КПД и др., n>>m) (рис. 1.5).

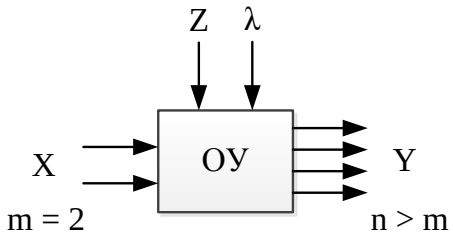


Рис.1.5. Структура объекта управления:
X – вектор входных параметров; Z – вектор режимных возмущений;
λ – вектор внешних возмущений; Y – вектор управляемых координат

В-четвертых, обращает на себя внимание отсутствие единой методики расчета эффективности работы оборудования энергоблоков ПГУ. Существуют различные методы расчета КПД энергоблока ПГУ [40, 81, 101, 142].

В классическом понимании КПД выражается как отношение полезной работы к затраченной на ее производство энергии [92]:

$$\eta^{КПД} = \frac{N_Э^{ПГУ}}{Q_{КС1} + Q_{КС2}}, \qquad (1.1)$$

где $N_э^{пгу}$– электрическая мощность ПГУ, кВт; $Q_{кс1}$, $Q_{кс2}$ – тепло, подводимое с топливом в КС ГТУ1 и ГТУ2 соответственно, кВт.

В АСУТП энергоблока с ПГУ расчет КПД выполняется по выражению [134]:

$$\eta^{КПД} = \frac{N_{Э}^{ПГУ} \cdot 1000}{\left[\left(F_{г} \cdot 0,716\right)/3600\right] \cdot \left[49664,7 + \left(2,265 + 0,0028 \cdot t_{г}\right) \cdot t_{г}\right]}, \quad (1.2)$$

где $t_г$ – максимальная из температур топливного газа перед ГТД1 и ГТД2, ^{0}С; $F_г$ – суммарный расход газа к ГТ1 и ГТ2, м^3/ч.

Согласно [116], коэффициенты полезного действия полублока ПГУ утилизационного типа, газовой турбины, котла-утилизатора и паровой турбины рассчитываются по следующим формулам:

$$\eta_{ПГУ} = \eta_{ГТУ} + (1 - \eta_{ГТУ}) \cdot \eta_{КУ} \cdot \eta_{ПТУ}, \quad (1.3)$$

$$\eta_{гту} = \frac{Э_{гту}}{Q_{кс}}; \quad (1.4)$$

$$\eta_{ку} = \frac{T_{г}^{"} - T_{ух}}{T_{г}^{"} - T_{н.в.}}; \quad (1.5)$$

$$\eta_{пту} = \frac{Э_{пту}}{Q_{пту}}, \quad (1.6)$$

где $Э_{гту}$ – количество электроэнергии, полученной в ГТУ, МВт·ч; $Q_{кс}$ – количество теплоты, полученной в КС ГТУ, МВт·ч; $T"_г$, $T_{ух}$ – температуры уходящих газов за ГТУ и КУ, соответственно; ^{0}С; $T_{н.в.}$– температура наружного воздуха, ^{0}С; $Э_{пту}$ – количество электроэнергии, полученной в ПТУ, МВт·ч; $Q_{пту}$ – количество теплоты, поступающей в ПТУ, МВт·ч.

Согласно РД 34.08.552-95 (п.43) [142] КПД брутто котлов, %, по прямому балансу определяется по формуле:

$$\eta_{к}^{бр(пр)} = \frac{Q_{к}^{бр}}{B \cdot Q_{ут} + Q_{вн}} \cdot 10^2, \quad (1.7)$$

где $Q^{бр}_к$ – выработка тепла брутто котлами, Гкал (ГДж); В – количество топлива в условном исчислении, сожженного котлами, т; $Q_{ут}$ – теплота сгорания условного топлива, равная 7 Гкал/т (29,31 ГДж/т); $Q_{вн}$ – количество тепла, Гкал (ГДж), дополнительно (сверх химического тепла топлива) внесенного в топку и включающее, например, в себя тепло, полученное воздухом при его предварительном подогреве; физическое тепло предварительно подогретого топлива и др.

Таким образом, при управлении энергоблоком ПГУ критерий эффективности его работы может служить глобальным критерием для настройки и согласования локальных критериев базовых АСР. Функция АСУТП по расчету ТЭП ведет расчет, в том числе, значений КПД блока. С учетом расчетных значений КПД ГТУ, КУ, ПТ и блока в целом и их реальными показателями можно оценить потери связанные с неэффективным управлением.

Поэтому проблему совершенствования сложных алгоритмов управления предлагается решать путем разработки математической модели блока ПГУ с оперативным расчетом комплексного обобщенного показателя технической эффективности, соответствующий наукоемкий элемент включен в жизненный цикл системы на стадии функционального (алгоритмического) проектирования, параллельно с этапом разработки общесистемных технических решений по АСУТП и его нового наукоемкого этапа – разработка проектной компоновки ПТК по функционально-алгоритмической структуре АСУТП (см. рис. 1.2, блок 2.1.3).

Проблему достижения глобального экстремума функционирования системы в целом, связанную с обеспечением проектной эффективности энергоблоков ПГУ предлагается решать путем совершенствования функции технической эффективности (ТЭП) энергоблоков ПГУ в структуре АСУТП для информационной поддержки оператора. Соответствующий наукоемкий элемент включен в жизненный цикл системы также на стадии функционального (алгоритмического) проектирования, параллельно с этапом разработки алгоритмов реализации функций АСУТП и прикладного ПО (см. рис. 1.2, блок 2.1.4).

Таким образом, тенденцией развития АСУТП является не только внедрение или модернизация ПТК, но прежде всего, строго обоснованный уровень автоматизации объекта, направленный на достижение всережимного эффективного автоматизированного управления, которое формирует, в том числе, оператору блока как юридически ответственному лицу, полную необходимую и достаточную информационную поддержку.

1.5. Общая постановка задачи исследования

Анализ особенностей технологии создания системообразующих многофункциональных АСУТП энергоблоков и управления газотурбинными двигателями, результаты патентно-информационных исследований (ПИИ) позволяют сформулировать общую постановку задачи исследования как задачу повышения эффективности ПГУ энергоблоков с учетом изменяющихся режимных и внешних климатических факторов путем совершенствования систем управления газотурбинных установок при заданных требованиях и ограничениях.

Для ее решения необходимо:

- теоретическое обоснование вектора управляемых координат ПГУ путем развития методики обобщенного термодинамического анализа эффективности ТМО энергоблоков;

- разработать всережимную математическую и имитационную модели ГТУ и ПГУ, включая расчет показателей технической эффективности ТМО, и методики ее многопараметрической настройки при изменяющихся внешних и режимных условиях;

- выполнить оценку меры адекватности математической модели в рабочем диапазоне нагрузок энергоблока и исследовать влияние определяющих режимных и внешних климатических факторов на его эффективность;

- разработать алгоритмические основы функции информационной поддержки оперативного управления;

- разработать способ управления мощностью ГТУ энергоблока ПГУ при изменяющихся внешних климатических и режимных условиях.

В качестве объектов исследования выбраны: отечественный дубль-блок ПГУ-325 и получивший широкое распространение дубль-блок ПГУ-450.

ГЛАВА 2. РАЗВИТИЕ МЕТОДОВ ОБОБЩЕННОГО ТЕРМОДИНАМИЧЕСКОГО АНАЛИЗА ДЛЯ ОЦЕНКИ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭНЕРГОБЛОКОВ С ПГУ

2.1. Предварительные замечания. Методика обобщенного термодинамического анализа

Общую информационно-функциональную структуру АСУТП и ее локальных подсистем определяет число контролируемых параметров. При этом вектор доступных для измерения параметров энергоблоков ПГУ ограничен и в целом теоретически не обоснован, что, в конечном счете, сказывается на качестве АСУТП и эффективности эксплуатации оборудования (при вариации режимных и внешних факторов, разного рода технологических ограничений и др.). Поэтому в настоящей работе впервые для блоков ПГУ сделана попытка обоснования вектора управляемых координат переопределенного ТОУ путем развития методов обобщенного термодинамического анализа эффективности сложного объекта управления (ОУ) [13, 14, 15, 103, 113].

Методика обобщенного термодинамического анализа эффективности сложных технологических систем разработана профессором Вейником А.И. [13, 15] и в исследованиях научной школы профессора Тверского Ю.С. [103, 106, 113 и др.] развивается в аспекте решения физических проблем структурного синтеза локальных САУ. Для энергоблока ПГУ, который охватывает комплекс тепломеханического оборудования (ТМО) и электротехнического оборудования (ЭТО): газотурбинная установка с соответствующим двигателем-генератором, котел-утилизатор, паровая турбина с генератором, конденсационная установка и ряд вспомогательного оборудования, – методика сводится к следующим основным положениям. Одной группе переменных, характеризующих установку как термодинамическую систему, приписан содержательный смысл обобщенного потенциала - X_i, а другой группе переменных – смысл обобщенных термодинамических координат - x_i. При этом $X_i dx_i$ должно иметь смысл элементарной работы и выполняться требование сохранения размерности, Дж:

$$dA_i = X_i \cdot dx_i \qquad (2.1)$$

Обобщенная физическая величина X_i (обобщенный потенциал) является количественной мерой интенсивности процесса обмена. Обобщенная физическая величина x_i рассматривается как объект переноса и является координатой состояния системы. Важно, что в выборе координат существует известная свобода, а, следовательно, существует известная свобода в выборе и сопряженных с ними потенциалов. Корректность выбора потенциалов по имеющимся зарядам проверяют по формуле:

$$X_i = \frac{\partial A}{\partial x_i}, \qquad (2.2)$$

где $A = \sum_i A_i$ – сумма элементарных работ.

Таким образом, анализ физических проблем структурного синтеза систем управления энергоблоком с ПГУ связан с определением вектора управляемых параметров объекта управления, для строгого определения которых в настоящей работе использованы методы обобщенного термодинамического анализа эффективности сложных систем.

2.2. Обобщенный термодинамический анализ газотурбинной установки

Методика обобщенного термодинамического анализа эффективности газотурбинной установки требует выполнения следующих шагов [13, 15, 103, 68*].

Шаг 1. Разработка обобщенного потокового графа работ и передаваемых энергий в ГТУ.

Анализ технологических особенностей основных вариантов принципиальных схем газотурбинных установок (рис. 2.1 – пример для ГТУ 110 МВт) позволяют представить схему движения потоков массы рабочего тела и расхода воздуха в виде поточной системы с обозначением совершаемых работ и передаваемых энергий в ГТУ (рис. 2.2).

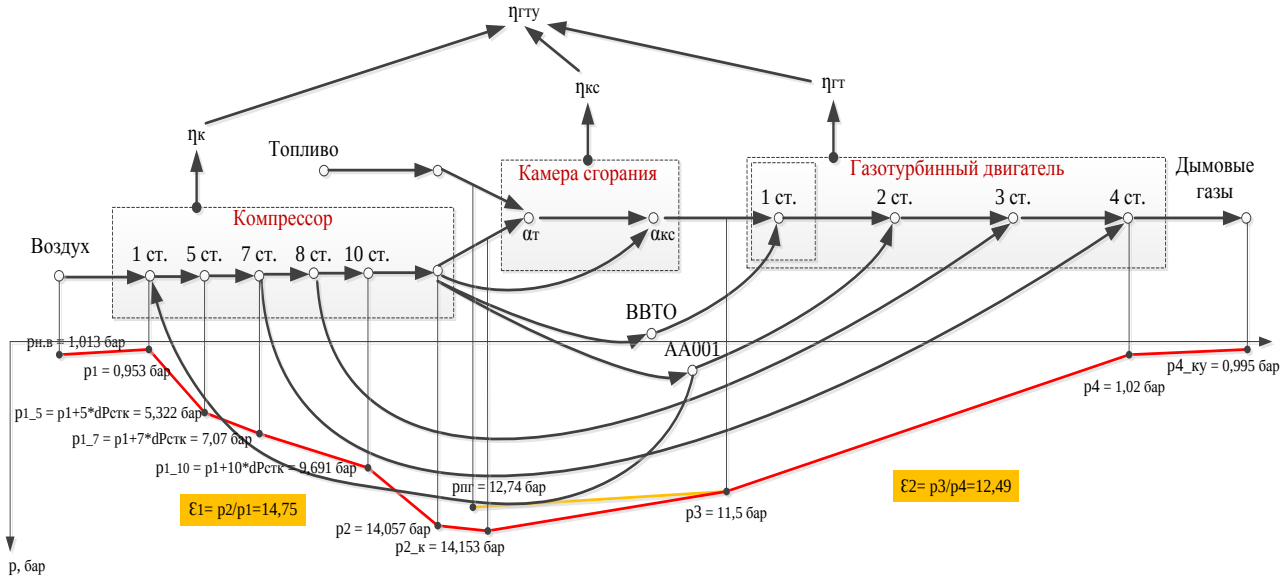


Рис. 2.1. Схема движения потоков топлива и воздуха в газотурбинной установки с перепадами давлений на ее участках

В открытой поточной системе поток вещества входит в систему при некоторых начальных параметрах, совершает в установке определенную работу и теплообмен и выходит из системы в другом месте при конечных расчетных параметрах [13, 14, 36, 37, 103]. Представленная схема поточной структуры модели газотурбинной установки сохраняет свои функциональные связи вне зависимости от типа газотурбинной установки и вида топлива, т.е. является обобщенной.

В газотурбинной установке имеют место быть следующие переменные работы: кинетические работы перемещения воздуха и дымовых газов ($E_к$), работа по преобразованию потенциальной энергии давления ($E_р$) (сжатия воздуха ($E_{р_сж}$) и расширения дымовых газов ($E_{р_расш}$)), работа по изменению теплоты (Q^r), внесенной с топливом ($Q^r_т$) и поступающим воздухом ($Q^r_в$), механические работы ротора компрессора ($E_{мех_к}$) и турбины ($E_{мех_т}$), механическая работа ротора передаваемая генератору ГТ ($E_{мех_ген}$).

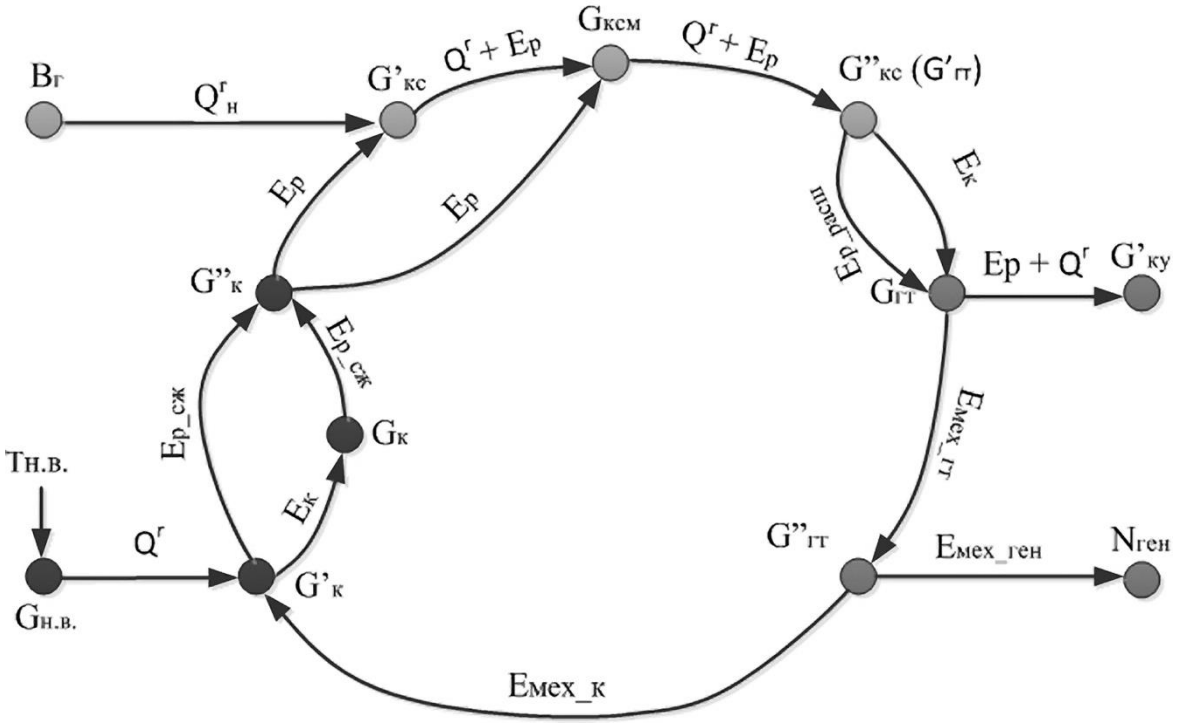


Рис. 2.2. Обобщенный потоковый граф работ и передаваемых энергий в ГТУ

Обозначено: $B_г$ – расход топлива; $T_{н.в.}$ – температура наружного воздуха; $G_{н.в.}$ – расход наружного воздуха; $G'_к$, $G''_к$ – расходы воздуха на входе и выходе компрессора соответственно; $G_к$ – расход воздуха в промежуточной точке компрессора; $G'_{кс}$, $G''_{кс}$ – расходы воздуха на входе и выходе камеры сгорания соответственно; $G_{ксм}$ – расход воздуха в камеру смешения; $G'_{гт}$, $G''_{гт}$ – расходы дымовых газов на входе и выходе газовой турбины соответственно; $G_{гт}$ – расход дымовых газов в промежуточной точке газовой турбины; $G'_{ку}$ – расход дымовых газов на входе в котел-утилизатор; $N_{ген}$ – электрическая мощность генератора.

Шаг 2. Анализ физических работ совершаемых в ГТУ.

Атмосферный воздух с начальным тепловым потоком засасывается в осевой компрессор. Засасываемый компрессором воздух сжимается в нем за счет передачи механической энергии ротора компрессора, который вращает газовая турбина, потоку воздуха. При этом энергия, получаемая рабочим колесом ротора компрессора, также расходуется на увеличение кинетической энергии и на преодоление гидравлических потерь в каналах между рабочими лопатками. Затем поток воздуха попадает в спрямляющий аппарат компрессора, где кинетическая энергия расходуется на совершение работы сжатия воздуха, на поворот потока

воздуха и на преодоление гидравлических потерь в каналах спрямляющего аппарата.

С выхода компрессора при соответствующих параметрах поток воздуха вводится в камеру сгорания (КС). Сюда же под давлением форсунками впрыскивается топливо (природный газ). В результате реакции горения топлива (в передней части жаровой трубы) имеет место выделение тепловой энергии. Затем продукты сгорания направляются в зону смешения жаровой трубы, в которой происходит перемешивание «относительно холодного» воздуха из компрессора с продуктами сгорания.

Далее продукты сгорания (дымовые газы) направляются в газовую турбину, где происходит процесс их расширения за счет преобразования тепловой энергии потока и давления дымовых газов в механическую работу ротора газовой турбины. При этом сначала происходит преобразование потенциальной энергии давления газов в кинетическую энергию (в сопловом аппарате), которая затем преобразуется в механическую работу (в рабочих лопатках) [57, 62].

Таким образом, важной особенностью характеристик компрессора ГТУ является их зависимость от параметров и физических свойств воздуха. Поэтому изменение, например температуры наружного воздуха, ведет к изменению теплового потока воздуха поступающего в каналы, образуемые лопатками входного направляющего аппарата (ВНА) и далее к лопаткам рабочего колеса компрессора. Соответственно изменяется производительность компрессора, что вызывает изменение потенциальной энергии давления на выходе компрессора. При этом нарушается заданный режим работы ГТУ, вследствие чего механическая энергия, затраченная на привод компрессора, также изменится.

Шаг 3. Определение основных потенциалов и обобщенных термодинамических координат ГТУ как объекта управления.

Результаты обобщенного термодинамического анализа ГТУ энергоблока ПГУ представлены в таблице 2.1.

Таблица 2.1. Основные обобщенные потенциалы и координаты ГТУ

№ п/п	Вид работы	Обозначение	Потенциал		Координата		Примечание
			X_i	разм.	x_i	разм.	
1	2	3	4	5	6	7	8
1.	Работа изменения кинетической энергии	$А_{кин}$	$\frac{V_p}{2}$	$м^3$	$\frac{G_m^{\ 2}}{\rho \cdot S_0^2}$	Па	Процесс изменения энергии на входе в компрессор
2.	Работа по преобразованию потенциальной энергии давления	$А_{пот}$	V_p	$м^3$	P	Па	Процесс сжатия воздуха в компрессоре и расширения газов в турбине
3.	Механическая работа вращения ротора	$А_{мех}$	$\frac{M_{рот} \cdot D_{рот}^2 \cdot \pi^2}{2}$	$кг \cdot м^2$	ν^2	$1/с^2$	
4.	Работа, связанная с изменением теплоты, внесенной с топливом	$А_{терм_топл}$	$Q_н^p$	Дж/кг	m_t	кг	$B_г$, (кг/с) изменение m_t в единицу времени
5.	Работа, связанная с изменением теплоты, внесенной с воздухом	$А_{терм_в}$	$c_в \cdot T_в$	Дж/кг	$m_в$	кг	G_m, (кг/с) изменение $m_в$ в единицу времени
6.	Работа, связанная с изменением теплоты, выносимой из КС с продуктами сгорания	$А_{терм_кс}$	$c_{г_кс} \cdot T_{г_кс}$	Дж/кг	$m_{г_кс}$	кг	$G_{г_кс}$, (кг/с) изменение $m_{г_кс}$ в единицу времени
7.	Работа, связанная с изменением теплоты, выносимой из ГТ с продуктами сгорания	$А_{терм_гт}$	$c_{г_гт} \cdot T_{г_гт}$	Дж/кг	$m_{г_гт}$	кг	$G_{г_гт}$, (кг/с) изменение $m_{г_гт}$ в единицу времени

Обозначено: $M_{рот}$ – масса ротора, кг; $D_{рот}$ – диаметр маховика ротора, м; V_p – рабочий объем, $м^3$; G_m – массовый расход воздуха, кг/с; $G_г$ – расход дымовых газов, кг/с; S_0 – площадь сечения, $м^2$; ρ – плотность среды, $кг/м^3$; P – давление среды, Па; $c_{г_кс}$, $c_{г_гт}$ – теплоемкость дымовых газов за камерой сгорания и газовой турбиной соответственно, $Дж/(кг \cdot {}^0С)$; $c_в$ – теплоемкость воздуха, $Дж/(кг \cdot {}^0С)$; ν – частота вращения ротора, 1/с; T – температура среды, $^0С$;

$Q^p_н$ – низшая теплота сгорания топлива, Дж/кг; $B_г$ – расход топлива, кг/с; m_t, $m_в$, $m_г$ – массы топлива, воздуха и продуктов сгорания соответственно, кг.

Вывод основных математических выражений для работ, совершаемых в ГТУ, представлен в приложении 2 [68*].

Нетрудно видеть, что обобщенными координатами, характеризующими состояние ГТУ как термодинамической системы, служат режимные параметры энергоблока: давление в установке, расход топлива, а также обобщенные (комплексированные) координаты – массовый расход воздуха, квадрат частоты вращения ротора, массовый расход дымовых газов и квадрат массового расхода воздуха нормированный по отношению к произведению плотности воздуха и квадрату площади сечения (входного окна компрессора).

Анализируя полученные результаты обобщенного термодинамического анализа ГТУ в аспекте влияния внешних климатических факторов, становится понятно, что изменение температуры наружного воздуха вызывает изменение его плотности и, следовательно, массового расхода воздуха, что наглядно показывает обобщенная координата изменения кинетической энергии потока воздуха на входе в компрессор ГТ. Иными словами, энергетическая установка реагирует на изменение параметров наружного воздуха, что требует необходимой стабилизация режима работы компрессора при заданной нагрузке в условиях изменяющихся внешних климатических факторов.

2.3. Обобщенный термодинамический анализ котла-утилизатора

Методика обобщенного термодинамического анализа эффективности котла-утилизатора (КУ) требует выполнения следующих шагов.

Шаг 1. Разработка обобщенного потокового графа работ и передаваемых энергий в КУ.

Анализ технологических особенностей основных вариантов принципиальных схем КУ (рис. 2.3) позволяет представить схему движения

потоков массы рабочего тела и расхода уходящих газов в виде поточной системы с обозначением совершаемых работ и передаваемых энергий в КУ (рис. 2.4).

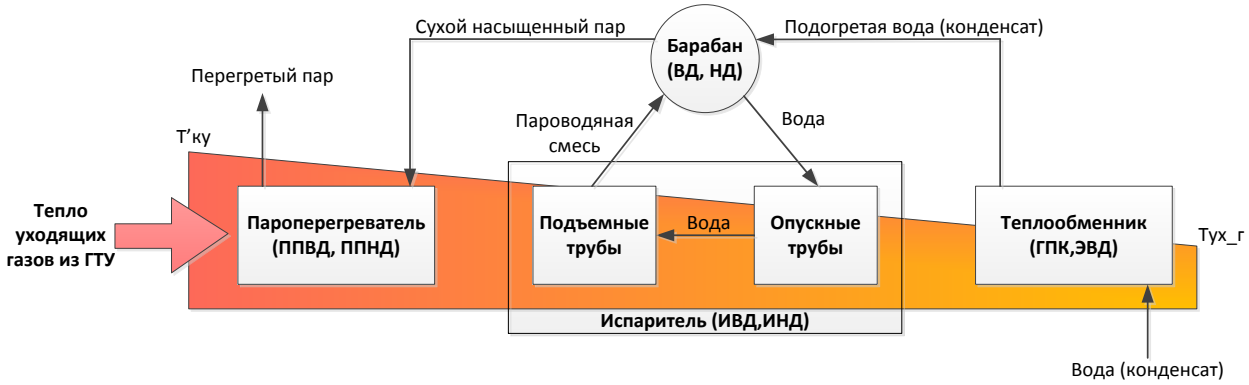


Рис. 2.3. Обобщенная принципиальная потоковая схема котла-утилизатора

Котел-утилизатор (КУ) – котел, который не имеет собственной топки, принцип его работы простой и эффективный, он основан на использовании теплоты, которая выделяется во время технологических промышленных процессов при работе (в нашем случае) газотурбинной энергетической установки. Котел-утилизатор предназначен для получения перегретого пара высокого и низкого давлений и подогрева конденсата паровой турбины. Котлы-утилизаторы могут быть как горизонтального, так и вертикального профиля с естественной или принудительной циркуляцией в испарительных контурах [30, 116, 123].

Котел-утилизатор представляет собой шахту прямоугольного сечения, в которой размещены поверхности нагрева, образованные оребренными трубами, внутрь которых подается рабочее тело паротурбинной установки (вода или пар) [116].

В КУ имеют место быть следующие переменные работы: кинетические работы перемещения конденсата, питательной воды, пароводяной смеси и пара ($E_к$), работа по преобразованию потенциальной энергии давления дымовых газов ($E_р$), работа по изменению теплоты (Q^r) (нагрева ($Q^r_{нагр}$) и парообразования ($Q^r_{пар}$)), гидродинамическая работа ($E_г$).

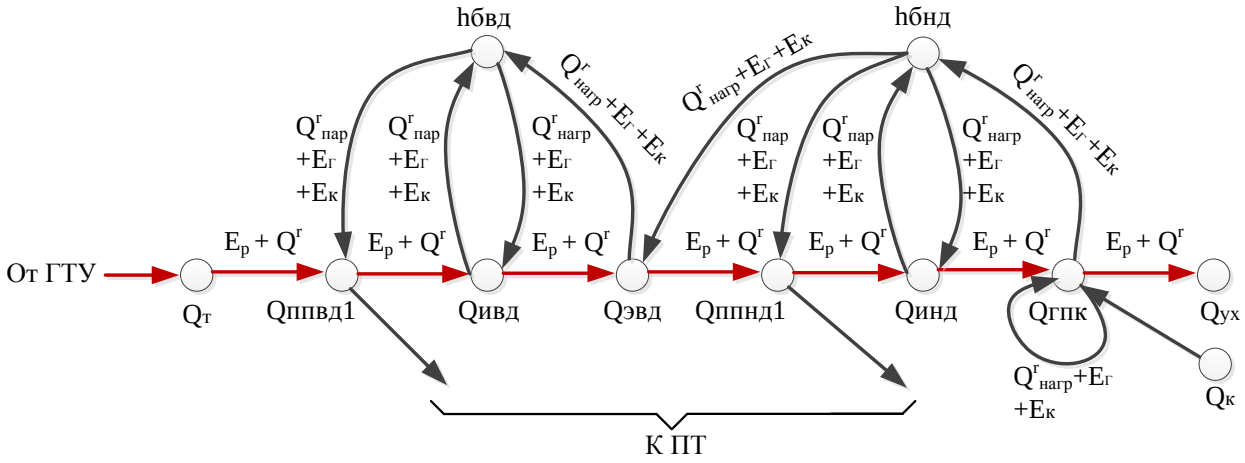


Рис. 2.4. Обобщенный потоковый граф работ и передаваемых энергий в КУ

Обозначено: $Q_т$ – тепловой поток перед КУ; $Q_{ппвд1}$ – тепловой поток за пароперегревателем высокого давления первой нитки (ГТУ+КУ); $Q_{ивд}$ – тепловой поток за испарителем высокого давления; $Q_{эвд}$ – тепловой поток за экономайзером высокого давления; $Q_{ппнд1}$ – тепловой поток за пароперегревателем низкого давления первой нитки (ГТУ+КУ); $Q_{инд}$ – тепловой поток за испарителем низкого давления; $Q_{гпк}$ – тепловой поток за газовым подогревателем конденсата; $Q_{ух}$ – тепловой поток за КУ (направляемый в дымовую трубу); $Q_к$ – тепловой поток от конденсатора ПТ; $h_{бвд}$ – уровень в барабане высокого давления; $h_{бнд}$ – уровень в барабане низкого давления.

Шаг 2. Анализ физических работ совершаемых в КУ.

Процесс передачи тепловой энергии в КУ в общем случае характеризуются следующими видами работ (см. рис. 2.4) [97-99, 53*, 68*]:

- кинетической работой (в связи с наличием неоднородного поля скоростей в потоке жидкости появляется и неоднородное поле кинетической энергии, обусловленное этим полем скоростей, при этом полная удельная энергия потока равна сумме удельной кинетической и удельной потенциальной (давления и положения) энергий потока);

- работой гравитационных сил (при вертикальной компоновке КУ);

- гидродинамической работой (при движении жидкости всегда возникает сила сопротивления, обусловленная непрерывным переносом и обменом

количества движения между слоями жидкости, имеющими разные скорости, при этом перенос происходит вследствие турбулентного перемешивания жидкости);

- термической работой нагрева (при наличии теплообмена температура частиц жидкости в ядре и пристенном слое различна, поэтому при турбулентном обмене одновременно с переносом количества движения происходит также перенос теплоты);

- термической работой парообразования и конденсации (изменение фазового состояния вещества, т.е. переход из одного его физического состояния в другое (например, испарение), всегда приводит к изменению энтальпии).

Шаг 3. Определение основных потенциалов и обобщенных термодинамических координат КУ как объекта управления.

Результаты обобщенного термодинамического анализа КУ энергоблока ПГУ представлены в таблице 2.2.

Таблица 2.2. Основные обобщенные потенциалы и координаты котла-утилизатора

№ п/п	Вид работы	Обозначение	Потенциал		Координата		Примечание
			X_i	разм.	x_i	разм.	
1	2	3	4	5	6	7	8
1.	Работа изменения кинетической энергии	$А_{кин}$	$\frac{V_p}{2}$	$м^3$	$\frac{\rho \cdot G_V{}^2}{S_0^2}$	Па	Процесс изменения энергии конденсата, воды, водопаровой смеси и пара
2.	Работа по преобразованию потенциальной энергии давления дымовых газов	$А_{пот}$	V_p	$м^3$	P	Па	
3.	Работа гравитационных сил	$А_{грав}$	V_p	$м^3$	$\rho \cdot g \cdot h$	Па	При вертикальной компоновке КУ
4.	Гидродинамическая работа	$А_{гидр}$	V_p	$м^3$	P	Па	
5.	Работа, связанная с изменением теплоты, внесенной с дымовыми газами на входе в КУ	$А_{терм_г}$	$c_г \cdot T_г$	Дж/кг	$m_г$	кг	$G_г$, (кг/с) изменение $m_г$ в единицу времени (для дымовых газов)

Продолжение таблицы 2.2.

1	2	3	4	5	6	7	8
6.	Работа, связанная с изменением теплоты в процессе нагрева рабочей среды	$A_{терм_нагр}$	$c_{ср} \cdot T_{ср}$	Дж/кг	$m_{ср}$	кг	$G_{ср}$, (кг/с) изменение $m_{ср}$ в единицу времени (для конденсата, воды)
7.	Работа, связанная с изменением теплоты в процессе парообразования	$A_{терм_парообр}$	$c_{п} \cdot T_{п}$	Дж/кг	$m_{п}$	кг	$G_{п}$, (кг/с) изменение $m_{п}$ в единицу времени (для пара)

Обозначено: $V_р$ – рабочий объем, м^3; G_v – объемный расход среды, м^3/с; $G_г$, $G_{ср}$, $G_п$ – массовые расходы дымовых газов, рабочей среды и пара соответственно, кг/с; S_0 – площадь сечения, м^2; ρ – плотность среды, кг/м^3; Р – давление среды, Па; $c_г$, $c_{ср}$, $c_п$ – теплоемкости дымовых газов, рабочей среды и пара соответственно, Дж/(кг·^{0}С); $T_г$, $T_{ср}$, $T_п$ – температуры дымовых газов, среды и пара соответственно, ^{0}С; $m_г$, $m_{ср}$, $m_п$ – массы дымовых газов, рабочей среды и пара соответственно, кг.

Вывод основных математических выражений для работ, совершаемых в КУ, представлен в приложении 2 [68*].

Нетрудно видеть, что обобщенными координатами, характеризующими состояние КУ как термодинамической системы, служат режимные параметры энергоблока: давления в установке, а также обобщенные (комплексированные) координаты – массовый расход рабочей среды, массовый расход пара и квадрат объемного расхода рабочей среды, нормированный по отношению к произведению плотности среды и квадрату площади сечения (трубопровода).

Анализируя полученные результаты обобщенного термодинамического анализа КУ в аспекте влияния внешних климатических и режимных факторов, становится понятно, что изменение температуры наружного воздуха и/или нагрузки ГТУ вызывает изменение теплового потока на входе в КУ. Поэтому для эффективной работы энергоблока ПГУ необходимо тепловой поток дымовых газов на входе в КУ поддерживать на постоянном, предпочтительно максимальном уровне.

2.4. Обобщенный термодинамический анализ паровой турбины

Методика обобщенного термодинамического анализа эффективности паровой турбины (ПТ) требует выполнения следующих шагов.

Шаг 1. Разработка обобщенного потокового графа работ и передаваемых энергий в ПТ (рис. 2.5).

В ПТ имеют место быть следующие переменные работы: кинетическая работа перемещения пара ($E_к$), работа по преобразованию потенциальной энергии давления пара ($E_р$) (расширения пара ($E_{р_расш}$)), работа по изменению теплоты (Q^r), механическая работа ротора ПТ ($E_{мех}$).

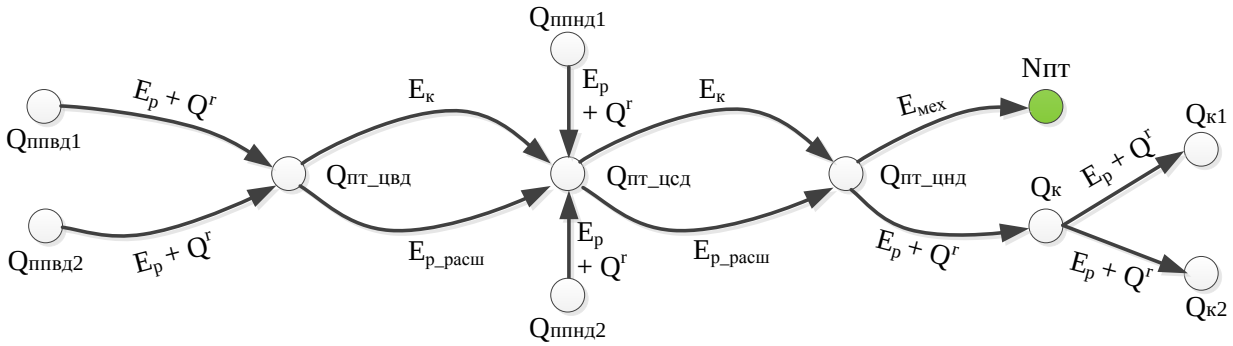


Рис. 2.5. Обобщенный потоковый граф работ и передаваемых энергий в ПТ

Обозначено: $Q_{ппвд1}$, $Q_{ппвд2}$ – тепловой поток за пароперегревателем высокого давления первой и второй нитки (ГТУ+КУ) соответственно; $Q_{ппнд1}$, $Q_{ппнд1}$ – тепловой поток за пароперегревателем низкого давления первой и второй нитки (ГТУ+КУ) соответственно; $Q_{пт_цвд}$ – тепловой поток за цилиндром высокого давления ПТ; $Q_{пт_цсд}$ – тепловой поток за цилиндром среднего давления ПТ; $Q_{пт_цнд}$ – тепловой поток за цилиндром низкого давления ПТ; $N_{пт}$ – электрическая мощность ПТ; $Q_к$ – тепловой поток за конденсатором ПТ; $Q_{к1}$, $Q_{к2}$ – тепловой поток за конденсатором ПТ для первой и второй ниток (ГТУ+КУ) соответственно.

Шаг 2. Анализ физических работ совершаемых в ПТ.

В основе работы паровой турбины лежит процесс перехода потенциальной энергии расширяющегося пара в механическую энергию вращения ротора путем взаимодействия струи пара и лопаток ротора. Получаемая механическая энергия

далее переходит в электрическую энергию. Поскольку парогенераторы выдают пар с высокой потенциальной энергией, а не кинетической, то в турбинах используются сопла, проходя через которые пар расширяется, вследствие чего его скорость возрастает, то есть происходит переход части потенциальной энергии в кинетическую. Пар, поступающий в турбину, проходит стопорные и регулирующие клапаны. Протекание пара через них сопровождается потерями давления, что связано с дросселированием пара, т.е. совершается гидравлическая работа [94, 125, 126, 68*].

Таким образом, можно выделить следующие виды работы, совершаемые в паровой турбине:

1) расширение пара, кинетическая работа и работа трения (в сопловых лопатках турбины);

2) кинетическая работа, механическая работа ротора ПТ и различные потери: потеря энергии на трения, вентиляционные потери, утечка пара через зазоры (в рабочих лопатках турбины);

3) гидравлическая работа (в стопорных и регулирующих клапанах турбины).

Шаг 3. Определение основных потенциалов и обобщенных термодинамических координат ПТ как объекта управления.

Результаты обобщенного термодинамического анализа ПТ энергоблока ПГУ представлены в таблице 2.3.

Обозначено: $M_{рот}$ – масса ротора ПТ, кг; $D_{рот}$ – диаметр маховика ротора ПТ, м; $V_р$ – рабочий объем, $м^3$; G_m – массовый расход пара, кг/с; S_0 – площадь сечения, $м^2$; ρ – плотность пара, $кг/м^3$; P – давление пара, Па; $c_{п_вд}$, $c_{п_нд}$, $c_к$ – теплоемкости пара высокого и низкого давлений, и конденсата соответственно, $Дж/(кг\cdot{}^0C)$; $T_{п_вд}$, $T_{п_нд}$, $T_к$ – температуры пара высокого и низкого давлений, и конденсата соответственно, ^0C; $m_{п_вд}$, $m_{п_нд}$, $m_к$ – массы пара высокого и низкого давлений, и конденсата соответственно, кг.

Таблица 2.3. Основные потенциалы и координаты паровой турбины

№ п/п	Вид работы	Обозначение	Потенциал		Координата		Примечание
			X_i	разм.	x_i	разм.	
1	2	3	4	5	6	7	8
1.	Работа изменения кинетической энергии	$А_{кин}$	$\frac{V_p}{2}$	$м^3$	$\frac{G_m^{\ 2}}{\rho \cdot S_0^2}$	Па	
2.	Работа по преобразованию потенциальной энергии давления	$А_{пот}$	V_p	$м^3$	P	Па	Процесс расширения пара в турбине
3.	Механическая работа вращения ротора	$А_{мех}$	$\frac{M_{рот} \cdot D_{рот}^2 \cdot \pi^2}{2}$	$кг{\cdot}м^2$	ν^2	$1/с^2$	
4.	Работа, связанная с изменением теплоты, внесенной с паром высокого давления	$А_{терм_вд}$	$c_{п_вд} \cdot T_{п_вд}$	Дж/кг	$m_{п_вд}$	кг	$G_{п_вд}$, (кг/с) изменение $m_{п_вд}$ в единицу времени
5.	Работа, связанная с изменением теплоты, внесенной с паром низкого давления	$А_{терм_нд}$	$c_{п_нд} \cdot T_{п_нд}$	Дж/кг	$m_{п_нд}$	кг	$G_{п_нд}$, (кг/с) изменение $m_{п_нд}$ в единицу времени
6.	Работа, связанная с изменением теплоты, выносимой из ПТ с конденсатом	$А_{терм_к}$	$c_к \cdot T_к$	Дж/кг	$m_к$	кг	$G_к$, (кг/с) изменение $m_к$ в единицу времени

Нетрудно видеть, что обобщенными координатами, характеризующими состояние ПТ как термодинамической системы, служат режимные параметры энергоблока: давление в установке, а также обобщенные (комплексированные) координаты – массовый расход пара высокого и низкого давлений, квадрат частоты вращения ротора, массовый расход конденсата и квадрат массового расхода пара нормированный по отношению к произведению плотности пара и квадрату площади сечения.

Анализируя полученные результаты обобщенного термодинамического анализа ПТ в аспекте влияния внешних климатических и режимных факторов, становится понятно, что изменение температуры наружного воздуха и/или нагрузки ГТУ вызывает изменение теплового потока на выходе из КУ (перед ПТ).

Поэтому для эффективной работы энергоблока ПГУ необходимо тепловой поток перегретого пара высокого давления на выходе из КУ поддерживать на постоянном, предпочтительно расчетном (заданном) уровне.

2.5. Анализ полученных результатов

По результатам рассмотренных выше работ (см. рис. 2.2, 2.4, 2.5), совершаемых в парогазовой установке, сформируем обобщенный потоковый граф (рис. 2.6).

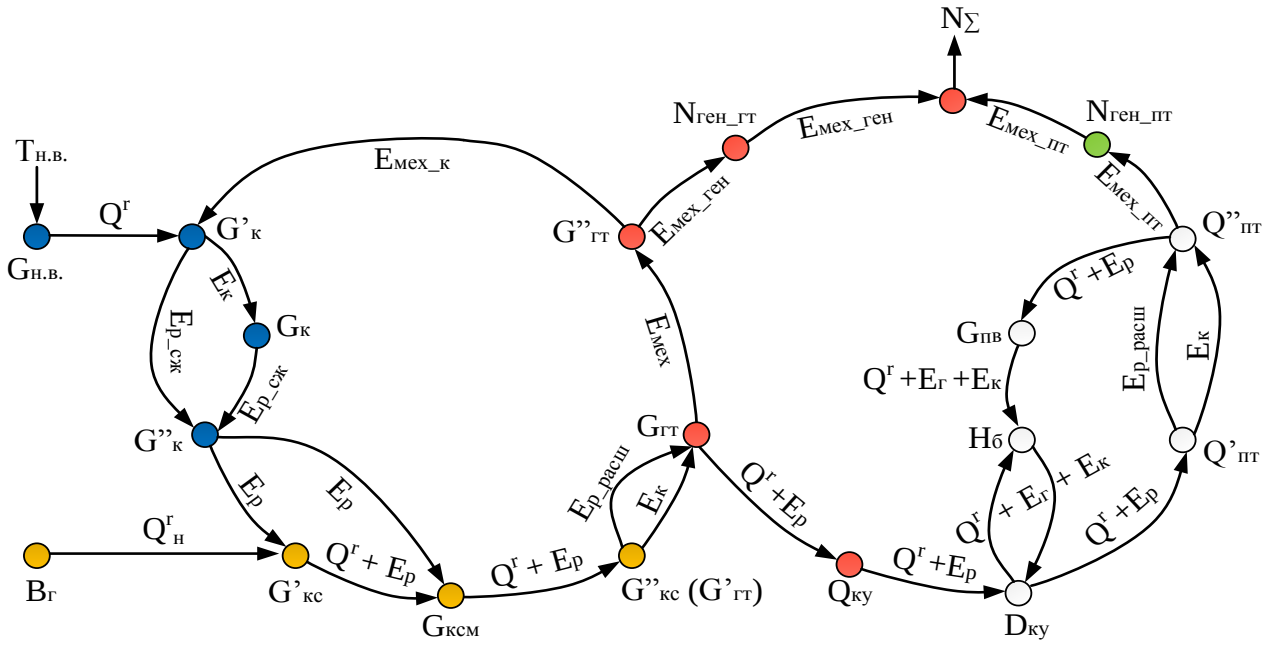


Рис. 2.6. Обобщенный потоковый граф работ и передаваемых энергий в ПГУ

Обобщенный потоковый граф позволяет выполнить анализ системы, выделить наиболее важные параметры, определить необходимые конструктивные характеристики объектов проектирования и обоснованно принять решение о совершенствовании систем управления ГТУ и энергоблока в целом.

При этом обобщенный потоковый граф (см. рис. 2.6) может быть представлен в виде обобщенного сигнального графа (рис. 2.7), который дает не только наглядность влияния всех параметров друг на друга, но и позволяет определить зависимость любой переменной величины (сигнала) через остальные переменные непосредственно по конфигурации графа.

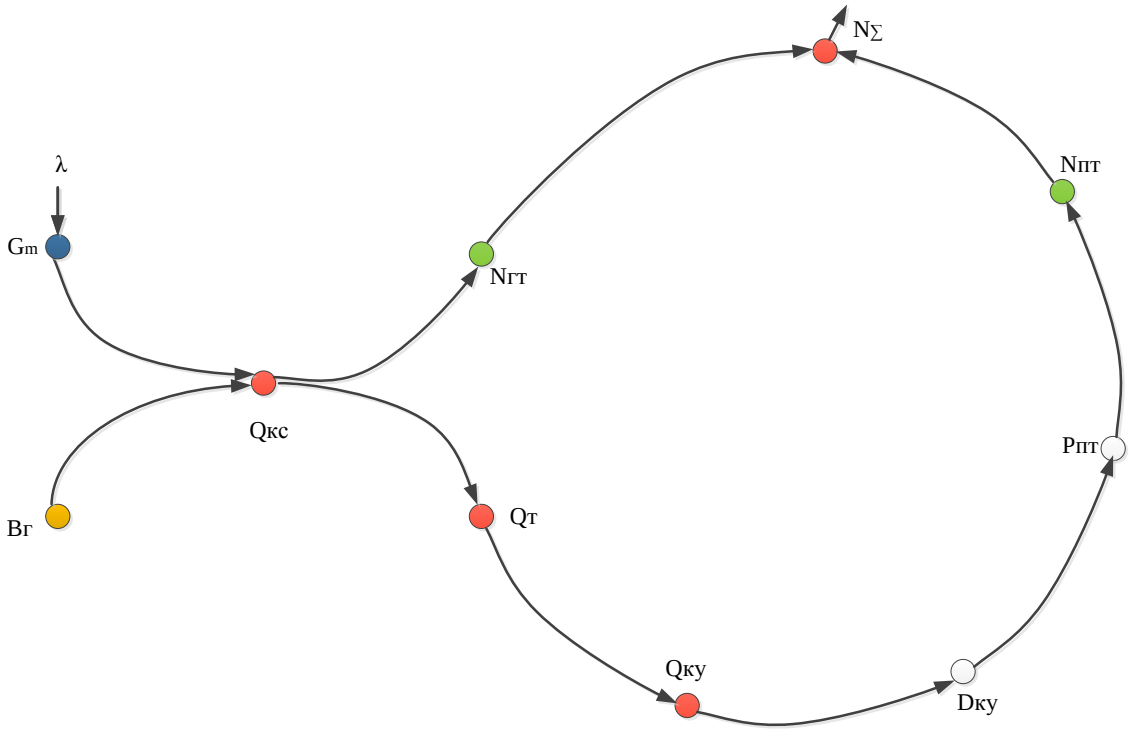


Рис. 2.7. Обобщенный сигнальный граф ПГУ

Сигнальный граф (см. рис. 2.7) представлен в виде узлов (теоретически обоснованные параметры – координаты), соединенных направленными ветвями (графическое представление дифференциальных уравнений, описывающих работу системы).

Обозначено: $B_г$ – расход топлива подаваемый в КС, кг/с; G_m – массовый расход воздуха подаваемый в КС посредством компрессора, кг/с; λ – внешние факторы; $N_{гт}$ – электрическая мощность ГТ, Вт; $Q_т$ – тепловой поток дымовых газов на выходе ГТ, Дж; $Q_{кс}$ – тепловой поток продуктов сгорания, Дж; $Q_{ку}$ – тепловой поток дымовых газов на входе в КУ, Дж; $D_{ку}$ – расход пара, кг/с; $P_{пт}$ – давление пара на входе в ПТ, МПа; $N_{пт}$ – электрическая мощность ПТ, Вт; $N_{\sum}$ – суммарная электрическая мощность ПГУ, Вт.

Таким образом, полученные результаты могут служить строгой теоретической основой решения обозначенных выше междисциплинарных задач связанных с обеспечением эффективного управления энергоблоком ПГУ при изменяющихся режимных и внешних климатических факторов.

2.6. Особенности методики расчета КПД энергоблока с использованием методов обобщенного термодинамического анализа

Оценка экономической эффективности автоматизированного технологического оборудования является одной из важнейших задач АСУТП [26, 97, 101, 134]. Оценка экономической эффективности энергоблоков с ПГУ в современных АСУТП рассчитывается с соответствие с методическими указаниями по составлению энергетических характеристик оборудования ТЭС [81].

Методика расчета КПД энергоблока ПГУ с использованием методов обобщенного термодинамического анализа отличается, во-первых, наличием точных конструктивных данных по оборудованию энергоблока; во-вторых, известными параметрами процессов; в-третьих, учетом особенностей конструктивных решений по каждому из объектов управления.

Так к первой группе особенностей относятся, например, такие конструктивные данные, как диаметр и вес маховика компрессора и газовой турбины, диаметр и вес маховика паровой турбины. Отсутствие точных конструктивных данных[1] не позволяют получить истинные значения КПД энергоблока и его технологических элементов.

Ко второй группе особенностей относятся, например, параметры воздушного потока, поступающего из компрессора ГТ в газотурбинный двигатель. При этом воздушный поток является как окислителем (для процесса горения в камере сгорания ГТ), так и охладителем/теплоносителем (для лопаток ГТД) и теплоносителем (для котла-утилизатора). Поэтому количественное распределение массового расхода воздуха по ТМО ГТУ является определяющим фактором в обеспечении оптимального теплового состояния, как в камере сгорания ГТ, так и на выходе из газотурбинного двигателя. Здесь важным является также конструктивное решение по ГТУ. Так, например, если ГТУ является одновальной, когда осевой компрессор и газовая турбина находятся на

[1] Фирмы разработчики не склонны публиковать эти данные, декларируя, что это «секреты» фирмы.

одном валу и при работе компрессор и ГТ имеют одну и ту же частоту вращения, то возникает сложность в определении полезной энергии газотурбинного двигателя, что заметно осложняет расчет КПД ГТУ. Этот фактор относится к третьей группе особенностей методики расчета КПД энергоблока ПГУ.

Выполним расчет КПД энергоблока с использованием методов обобщенного термодинамического анализа. В качестве объекта исследования здесь принят отечественный дубль-блок ПГУ-325. В первом приближении зададимся следующими данными для расчета: средний диаметр ротора компрессора ($d_к$ = 2 м), масса ротора компрессора ($G_к$ = 1520 кг), средний диаметр ротора газовой турбины ($d_{гт}$ = 2 м), масса ротора газовой турбины ($G_{гт}$ = 2725 кг), частота вращения ротора ГТ ($\nu_{гт}$ = 3000 об/мин), средний диаметр ротора паровой турбины ($d_{пт}$ = 2,2 м), масса ротора паровой турбины ($G_{гт}$ = 1000 кг), частота вращения ротора ПТ ($\nu_{пт}$ = 3000 об/мин). Значения исходных данных сопоставимы с габаритными размерами газотурбинного двигателя и его общей массой (рис. 2.8).



Параметры	ГТД-110
Мощность номинальная, МВт	114,5
КПД (по ISO 2314), %	36,0
Частота вращения выходного вала, об/мин	3 000
Расход топлива, кг/час • топливный газ • жидкое топливо	 23 000 27 300
Температура газа за турбиной, °С	517
Расход газа на выходе, кг/с	362
Габариты (L x B x H), м	7,1 x 3,6 x 4,3
Масса, тонн	55

Рис. 2.8. Конструкция и технические характеристики ГТД-110[2]

[2] Информация по конструктивным данным взята с официального сайта НПО «Сатурн» от 2011 г.

Тогда коэффициенты полезного действия энергоблока и его технологических элементов будут следующими.

1) Газотурбинная установка.

А) Компрессор: полезная работа – потенциальная энергия сжатия воздуха

$$E_{пот} = V \cdot p = \frac{G_m}{\rho} \cdot p \text{, Дж;} \quad (2.3)$$

затраченная работа – механическая энергия компрессора

$$E_{мех_к} = \frac{G_к \cdot D_к^{\,2} \cdot \pi^2}{2} \cdot \nu_{гт}^{\,2} \text{, Дж;} \quad (2.4)$$

КПД компрессора $\eta_к = \frac{E_{пот}}{E_{мех_к}} = 0{,}84.$ (2.5)

Б) Камера сгорания: полезная работа – внутренняя энергия уходящих газов

$$E_{внутр} = h - p \cdot V = c \cdot T - G_V \cdot p = c \cdot T - \frac{G_m}{\rho} \cdot p \text{, Дж;} \quad (2.6)$$

затраченная работа – внутренняя энергия топлива $E_{п0} = Q_p^н \cdot B_г$ и потенциальная энергия сжатия

$$E_{п1} = p \cdot V = p \cdot \frac{G_m}{\rho} \text{, Дж;} \quad (2.7)$$

КПД камеры сгорания $\eta_{кс} = \frac{E_{внутр}}{E_{п0} + E_{п1}} = 0{,}97.$ (2.8)

В) Газовая турбина: полезная работа – механическая энергия газовой турбины

$$E_{мех_гт} = \frac{G_{гт} \cdot D_{гт}^{\,2} \cdot \pi^2}{2} \cdot \nu_{гт}^{\,2} \text{, Дж;} \quad (2.9)$$

затраченная работа – внутренняя энергия газов

$$E_{внутр} = h - p \cdot V = c \cdot T - G_V \cdot p = c \cdot T - \frac{G_m}{\rho} \cdot p \text{, Дж;} \quad (2.10)$$

КПД газовой турбины $\eta_{гт} = \frac{E_{мех_гт}}{E_{внутр}} = 0{,}91.$ (2.11)

Г) Полный КПД ГТУ:

$$\eta_{гту_эл} = \frac{E_{полез}}{E_{затр}} = \frac{E_{мех_гт} - E_{мех_к}}{E_{внутр_топл} + E_{мех_к}} = 0,35 \qquad (2.12)$$

или

$$\eta_{гту} = \frac{(h_3 - h_4)\cdot\eta_{гт} - \frac{h_2 - h_1}{\eta_к}}{\frac{h_3 - h_2}{\eta_{кс}}} = 0,35 \qquad (2.13)$$

2) Котел-утилизатор: полезная работа – тепловая энергия пара

$$Q_{полез} = D_{вд}\cdot(c_{вд}\cdot\theta_{вд} - c_к\cdot\theta_к) + D_{нд}\cdot(c_{нд}\cdot\theta_{нд} - c_к\cdot\theta_к), \text{ Дж}; \qquad (2.14)$$

затраченная работа – разница между теплосодержаниями газов, поступающих в котел и выходящих из него через дымовую трубу

$$Q_{затр} = G_{ух.г.}\cdot(c'_{г_ку}\cdot\theta'_{г_ку} - c''_{г_ку}\cdot\theta''_{г_ку}), \text{ Дж}; \qquad (2.15)$$

КПД котла-утилизатора $\eta_{ку} = \frac{Q_{полез}}{Q_{затр}} = 0,85.$ (2.16)

3) Паровая турбина: полезная работа – механическая энергия паровой турбины $E_{мех_пт} = \frac{G_{пт}\cdot D_{пт}{}^2\cdot\pi^2}{7200}\cdot\nu_{пт}{}^2, \text{ Дж}; \qquad (2.17)$

затраченная работа – тепловая энергия пара

$$Q_{вд} = D_{вд}\cdot c_{вд}\cdot\theta_{вд} \text{ и } Q_{нд} = D_{нд}\cdot c_{нд}\cdot\theta_{нд}, \text{ Дж}; \qquad (2.18)$$

КПД паровой турбины $\eta_{гт} = \frac{E_{мех_пт}}{Q_{вд} + Q_{нд}} = 0,325.$ (2.19)

4) Полный электрический КПД ПГУ

$$\eta_{пгу_эл} = \frac{E_{полез}}{E_{затр}} = \frac{2\cdot(E_{мех_гт} - E_{мех_к}) + E_{мех_пт}}{2\cdot(E_{внутр_топл} + E_{мех_к})} = 0,512 \qquad (2.20)$$

Таким образом, аналитически по развиваемой методике определены значения КПД энергоблока и его технологических участков: ГТУ, КУ и ПТ, которые практически совпадают с экспериментальными значениями [29, 30, 84] ($\eta_к = 0,87$; $\eta_{гт} = 0,91$; $\eta_{кс} = 0,97$; $\eta_{пт} = 0,32$; $\eta_{пгу} = 0,51 \div 0,52$) и результатами исследовательских работ [74, 123] ($\eta_к = 0,84$; $\eta_{гт} = 0,9$; $\eta_{ку} = 0,76 \div 0,85$).

2.7. Результаты и выводы по 2 главе

1. Впервые разработана методика обобщенного термодинамического анализа эффективности энергоблока с ПГУ. Разработана схема обобщенного потокового графа работ и передаваемых энергий в энергоблоке с ПГУ.

2. Впервые получены результаты обобщенного термодинамического анализа эффективности ПГУ энергоблока в аспекте теоретического обоснования вектора управляемых координат ТОУ, которые могут быть использованы при синтезе систем автоматического регулирования ТМО ТЭС. Показано, что обобщенными координатами служат режимные параметры энергоблока: давление в установке, расход топлива, а также обобщенные (комплексированные) показатели – массовый расход воздуха, квадрат частоты вращения ротора и др. Сформированные в виде соответствующих сигналов-параметров и/или сигналов-комплексов, эти показатели представляют обоснованный вектор параметров переопределенного объекта управления энергоблока ПГУ.

Аналитически по развиваемой методике определены значения КПД энергоблока и его технологических участков: ГТУ, КУ и ПТ, практически совпадающие с экспериментальными значениями.

3. Результаты обобщенного термодинамического анализа показали, что ГТУ реагирует на изменение параметров наружного воздуха, что требует необходимой стабилизация режима работы компрессора при заданной нагрузке в условиях изменяющихся внешних климатических факторов. Поэтому для обеспечения эффективной работы энергоблока ПГУ необходимо тепловой поток дымовых газов на входе в КУ поддерживать на постоянном, предпочтительно максимальном уровне, чтобы тепловой поток перегретого пара высокого давления на выходе из КУ был на расчетном (заданном) уровне.

ГЛАВА 3. РАЗРАБОТКА НЕЛИНЕЙНОЙ МАТЕМАТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ (ПОЛИМОДЕЛЬНОГО КОМПЛЕКСА) ЭНЕРГОБЛОКА С ПГУ

3.1. Предварительные замечания

Математическое моделирование теплоэнергетических объектов позволяет многие проблемные вопросы, возникающих в процессе создания и эксплуатации автоматизированного оборудования, решать своевременно на более ранних стадиях проектирования [97 - 99]. Приведенные выше результаты обобщенного термодинамического анализа эффективности энергоблоков ПГУ, определили полноту разработки математической и имитационной моделей энергоблока (с оперативным расчетом показателей технической эффективности).

При разработке математической модели применен феноменологический подход, который в своей теоретической основе базируется на законах сохранения неравновесной термодинамики и результатах обобщенного термодинамического анализа эффективности энергоблока ПГУ. Это позволило использовать фундаментальную физико-математическую основу и строго оценить влияние принимаемых допущений на качество конечного результата. При этом уравнения состояния определяются конструктивными и режимными параметрами оборудования [13, 49-51, 55, 90, 92, 95, 98, 99, 100].

Система уравнений распределенной элементарной математической модели в общем виде записывается в виде законов сохранения массы, количества движения и энергии:

$$\begin{cases} \dfrac{\partial \rho}{\partial t} = -div\rho\omega \\ \dfrac{\partial \rho\omega}{\partial t} = -div\left(\rho \mathrm{F} + P\right) \\ \dfrac{\partial \rho e}{\partial t} = -divJe \end{cases} \qquad (3.1)$$

где ρ – суммарная плотность потока переносимой массы в элементарном объеме, кг/м^3;

ω – средняя скорость центра-масс элементарного объема потока переносимой массы, м/с;

P – тензор давлений, Па;

F – внешняя сила, прикладываемая к единице массы, Н/кг;

e – общая удельно-массовая энергия единицы объема, Дж/кг;

Je – удельно-массовый поток энергии, Вт/м^2.

В качестве исходных данных для разработки математической модели ПГУ служат:

- тепловая схема энергоблока и PI-диаграммы технологического оборудования (рис. 3.1);

- конструктивные и основные расчетные характеристики технологического оборудования, результаты тепло-гидравлических расчетов;

- заводские инструкции управления тепломеханическим оборудованием и эксплуатационные режимные карты, отражающие наиболее эффективное (оптимальное) управление блоком;

- нормативно-технические документы;

- тренды входных и выходных параметров в различных режимах реальной эксплуатации.

Математическая модель энергоблока с ПГУ как комплекса взаимосвязанного оборудования включает следующее оборудование и процессы в них протекающие:

- компрессор ГТУ (процесс сжатия воздуха, расчеты объема поступающего воздуха, распределения воздуха на охлаждения газовой турбины);

- камера сгорания ГТУ (химические процессы сжигания топлива, расчеты объема окислителя для топлива, параметров выходящих дымовых газов);

- газовая турбина ГТУ (процесс расширения дымовых газов, расчеты неконтролируемых и нерегулируемых «присадок» холодного воздуха из компрессора);

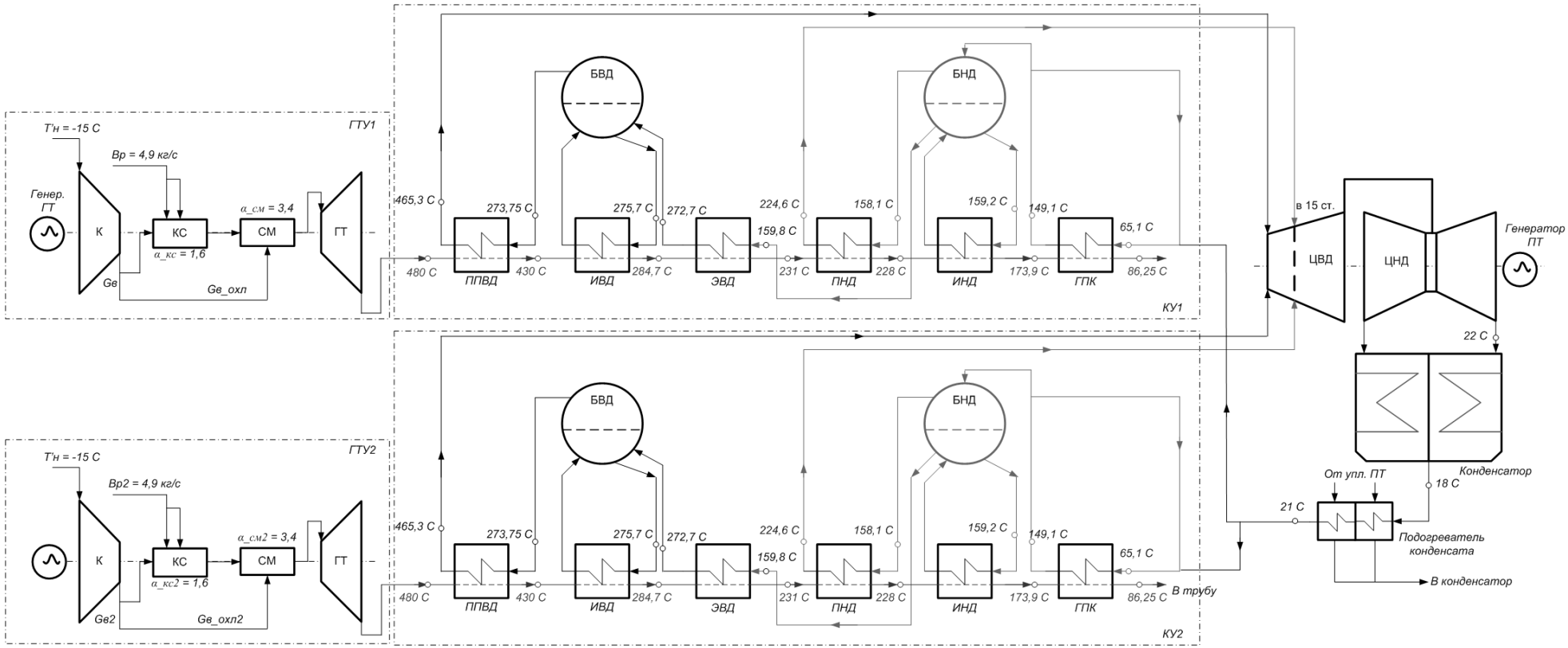


Рис.3.1. Расчетная структура тепловой схемы энергоблока ПГУ

- котел-утилизатор (границы образования пароводяной смеси в поверхностях нагрева, рециркуляция конденсата, материальные балансы воды и пара в барабанах высокого и низкого давлений);

- паровая турбина (процесс расширения пара);

- конденсационная установка (процесс конденсации пара).

Разработанная структура математической модели является открытой, т.е. технология ее построения предусматривает возможность простых переходов от упрощенных структур к более полным. Для того чтобы модель могла быть использована на разных блоках ПГУ при различном составе оборудования, она структурирована путем выделения инвариантной и варьируемой частей. В работе рассмотрены математические модели отечественного дубль-блока ПГУ-325 и получившего широкое распространение дубль-блока ПГУ-450.

3.2. Разработка математической модели газотурбинной установки

Одновальная газотурбинная установка (ГТУ) работает по простому термодинамическому циклу. Расчетные гарантированные показатели ГТУ при базовом (номинальном) режиме работы в составе ПГУ, а также расчетные внешние условия, которые используются при моделировании процесса, приведены в таблице 3.1 [29, 30, 74].

В процессе разработки математическая модель ГТУ представляется как единый энергетический двигатель (компрессор – камера сгорания – камера смешения – газовая турбина), при этом расчет модели выполняется с привлечением проектных данных. Скорость нагружения определяется программатором задания скорости изменения расхода топлива, в соответствии с инструкцией по эксплуатации. С учетом тепловой схемы энергоблока и инструкции по эксплуатации ГТ [29], сформирована принципиальная структура распределения воздуха на охлаждение ГТУ (рис.3.2).

Таблица 3.1. Расчетные показатели ГТУ-110

№ п/п	Наименование параметра	Обозначение	Значение	Размерность
1.	Номинальная частота вращения ротора	f	50	об/сек
2.	Расход топлива (природный газ)	$B_г$	6.28	кг/с
3.	Электрическая мощность ГТУ	$N_в$	110000	кВт
4.	Давление наружного воздуха	$p_{нв}$	0.1013	МПа
5.	Потеря давления на всасе	$p_{вс}$	0.005	МПа
6.	Степень сжатия воздуха в компрессоре (P_2/P_1)	ε_1	14.75	-
7.	Температура наружного воздуха	$T_в$	15	^{0}C
8.	Низшая теплота сгорания топлива	$Q_{нр}$	49664.7	кДж/кг
9.	Температура уходящих газов	$T''_г$	517	^{0}C
10.	Тепловой КПД КС	$\eta_{кс}$	0.974	-
11.	Теплоемкость воздуха до компрессора	$c_в$	1.008	кДж/(кг*К)
12.	Коэффициент полезного действия турбины	$\eta_Т$	0.91	-
13.	Относительный внутренний КПД компрессора	η_{oi}^k	0.87	-
14.	Степень расширения газов в турбине (P_3/P_4)	ε_2	12.49	-

Особенности разработанной математической модели ГТУ:

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

2) в зависимости от температуры и давления наружного воздуха рассчитываются массовый и объемный расход поступающего в компрессор воздуха;

3) учтена инерционность датчика измерения температуры уходящих (выхлопных) газов за ГТ в виде апериодического звена первого порядка с постоянной времени T = 15 с.;

4) учтены инерционности процессов изменения мощности ГТУ (апериодическим звеном первого порядка с постоянной времени T = 6 с.) и массового расхода воздуха (апериодическим звеном первого порядка с постоянной времени T = 0,5 с.). При этом значения постоянных времени рассчитаны исходя из маховых моментов компрессора и газовой турбины.

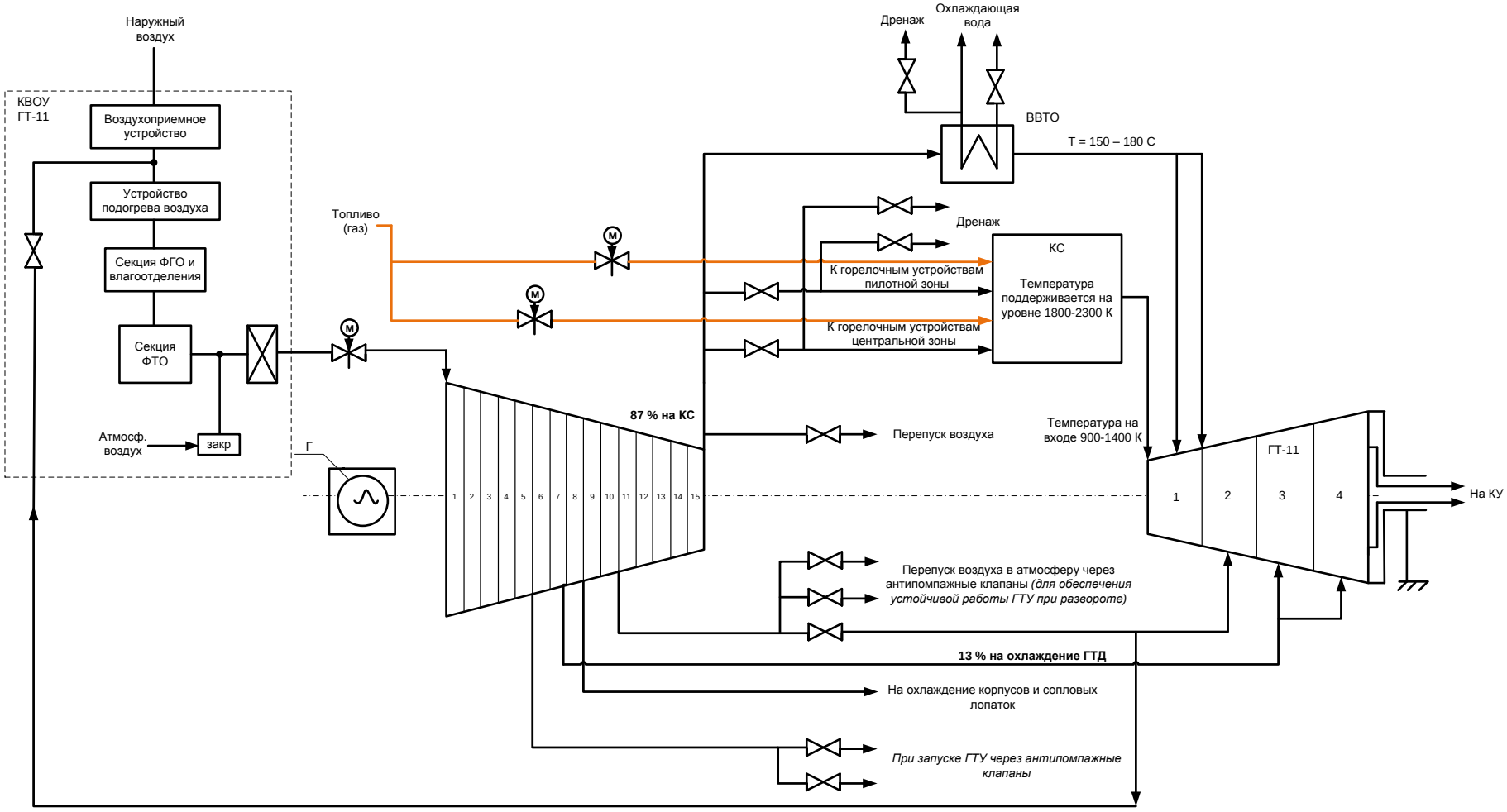


Рис. 3.2. Принципиальная структура ГТУ с учетом распределения воздуха на охлаждение

Математическая модель газотурбинной установки описывается следующей системой уравнений [29, 51*, 57, 68*, 74, 129* и др.]:

$$
\begin{cases}
G_{г0} = B_{\text{г}} + G_{\text{в_общ}} \\
G_{в_общ} = k \cdot \dfrac{p_{в}^{*}}{\sqrt{T_{в}^{*}}} \cdot q(\lambda_{в}) \cdot F_{в} \\
F_{в} = -0,001842 \cdot \alpha_{вна}^{2} + 0,025 \cdot \alpha_{вна} + 11,097 \\
G_{в_общ} = G_{в_охл} + G_{в_кс} \\
\text{c}_{\text{В}} = 0,9963 + 0,0001867 \cdot \text{t}_{\text{В}} \\
\varepsilon_1 = \dfrac{p_2}{p_1} \\
T_{в}^{''} = T_{в}^{'} \cdot \varepsilon_1^{m_1} \\
\text{c}_{\text{г}} = 1,053 + 0,00024 \cdot \text{t}_{\text{г}} \\
p_4 = \dfrac{p_{\text{Н}}}{\varepsilon_{дгт}} = \dfrac{p_{\text{НВ}} - \Delta p_{\text{ГВТ}}}{\varepsilon_{дгт}} \\
\varepsilon_2 = \dfrac{p_3}{p_4} \\
G_{в_кс} = G_{кс1} + G_{кс2(см)} \\
\alpha_{кс} = \dfrac{(G_{в_кс} - B_{\text{г}}) \cdot L_0}{B_{\text{г}}} \\
\dfrac{dT_{кс}}{dt} = \dfrac{G_{кс1} \cdot c_{в}^{''} \cdot T_{в}^{''} + B_{г} \cdot Q_{нр} - (G_{кс1} + B_{г}) \cdot c_{кс}^{''} \cdot T_{кс}}{M_{кс}} \\
\dfrac{dT_{г}^{'}}{dt} = \dfrac{(G_{кс1} + B_{г}) \cdot c_{кс}^{''} \cdot T_{кс} + (G_{см} + G_{ов15}) \cdot c_{в}^{''} \cdot T_{в}^{''} - (G_{см} + G_{ов15} + G_{кс1} + B_{г}) \cdot c_{г}^{'}}{M_{кс}} \\
T_{г}^{''} = K_{Tg} \cdot \left[t_{г}^{'} - T_{г}^{'} \cdot (1 - \dfrac{1}{\varepsilon_2^{m_3}}) \cdot \eta_{\text{oi_гт}} \right] \\
Q_{гт}^{'} = G_{в_общ} \cdot c_{в}^{'} \cdot T_{в}^{'} \\
Q_{гт}^{''} = G_{г0} \cdot c_{г}^{''} \cdot T_{г}^{''} \\
\text{l}_{\text{k}} = c_{в}^{'} \cdot T_{в}^{'} \cdot (\varepsilon_1^{m_1} - 1) / \eta_{oi}^{k} \\
N_K = G_{в_общ} \cdot \text{l}_{\text{k}} \\
\text{l}_{\text{Т}} = c_{\Gamma}^{'} \cdot T_{Г}^{'} \cdot (1 - \varepsilon_2^{-m_3})
\end{cases}
\tag{3.2}
$$

$$\begin{cases} N_T = K_N \cdot G_{г0} \cdot \mathrm{l_T} \cdot \eta_T \\ \mathrm{N_B} = \mathrm{N_T} - \mathrm{N_K} \\ M_K = \dfrac{(G_{\text{в_кс}} + G_{\text{в_ввто}}) \cdot c_в'' \cdot \left(T_в'' - T_в'\right)}{\omega} \\ M_T = \dfrac{G_{г0} \cdot c_г'' \cdot \left(T_г' - T_г''\right)}{\omega} \\ \dfrac{d\omega}{dt} = \dfrac{M_T - M_K - M_{ВН} \cdot \omega^2 - M_{ТР} \cdot \omega^2}{I_K + I_T} \\ \eta_{гту} = \dfrac{N_B}{Q_{\text{кс}}} \\ \eta_{гту} = \dfrac{(h_3 - h_4) \cdot \eta_{\text{oi_гт}} - \dfrac{h_2 - h_1}{\eta_{oi}^k}}{\dfrac{h_3 - h_2}{\eta_{кс}}} \\ \eta_{гту_эл} = \dfrac{E_{полез}}{E_{затр}} = \dfrac{E_{мех_гт} - E_{мех_к}}{E_{внутр_топл} + E_{мех_к}} \end{cases},$$

где $G_{г0}$ – расход уходящих газов, кг/с; $B_{\text{г}}$ – расход топлива (природный газ), кг/с; $G_{\text{в_общ}}$ – расход воздуха через компрессор, кг/с; k=0,0404 (кг·К/Дж)^{0,5} – размерный коэффициент, зависящий от показателя адиабаты и газовой постоянной воздуха; $\mathrm{F_в}$ – площадь проточной части на входе в двигатель, м^2; $q(\lambda_в)$ – относительная плотность потока; $T_в^*$ – полная температура воздуха, К; $p_в^*$ – полное давление воздуха, Па; $\alpha_{\text{вна}}$ – угол открытия ВНА, град; $G_{\text{в_охл}}$ – расход воздуха на охлаждение, кг/с; $G_{\text{в_кс}}$ – расход воздуха в КС, кг/с; $c_в$ – теплоемкость воздуха, кДж/(кг·К); $\mathbf{t_в}, \mathbf{T_в}$ – температура наружного воздуха, соответственно в ^{0}С и К; ε_1 – степень необратимого адиабатного сжатия воздуха в компрессоре (относительное давление); $p_1 = p_{\text{НВ}} - \Delta p_{BC}$ – давление воздуха на всасе в 1-ю ступень компрессора, МПа; $p_{нв}$ – давление наружного воздуха ($p_{нв}$ = 0,1013), МПа; $\Delta p_{вс}$ – потеря давления на всасе ($\Delta p_{вс}$ = 0,005), МПа; p_2 - давление воздуха за компрессором, МПа; $T_в'$, $T_в''$ – температура воздуха на входе и выходе компрессора соответственно, К; $c_г$ – удельная изобарная теплоемкость дымовых

газов, кДж/(кг·К); $m_1 = (k-1)/k$, значение k – среднее значение показателя изоэнтропы компрессора, принимаем равным 1,4 (k =1,4); $t_г$, $T_г$ – температура дымовых газов, соответственно в ^{0}С и К; p_4 – давление газов за последней ступенью ГТ, МПа; $p_Н$ – давление газов за выходным диффузором ГТД, МПа; $\Delta p_{ГВТ}$ – перепад давлений в газовом тракте “выхлоп ГТД – атмосфера” ($\Delta p_{ГВТ} = 0.0017$); $\varepsilon_{дгт}$ – степень повышения давления в диффузоре ГТД ($\varepsilon_{дгт} = 1,01$); ε_2 – степень расширения газов в турбине; p_3, p_4 – давления перед и за газовой турбиной соответственно, МПа; $G_{кс1}$ – расход воздуха непосредственно в КС (составляет 57% от $G_{в_кс}$ – определено экспериментально), кг/с; $G_{кс2(см)}$ – расход воздуха за КС (составляет соответственно 43% от $G_{в_кс}$), кг/с; $\alpha_{кс}$ – коэффициент избытка воздуха в камере сгорания; L_0 – количество воздуха (минимального) необходимого для полного сгорания топлива при α =1 ($L_0 = 16,174$ кг/с); t – время, с; $T_{кс}$ – температура выхлопных газов в КС ГТУ, ^{0}С; $Q_{нр}$ – низшая теплота сгорания топлива, Дж/кг; $M_{кс}$ – термическая масса камеры сгорания ($M_{кс}$ =71474.3), Дж/^{0}С; $c''_{кс}$ – теплоемкость газов в КС, Дж/(кг·К); $t'_г$, $T'_г$ - температура выхлопных газов перед газовой турбиной, соответственно в ^{0}С и К; $G_{ов15}$ – расход воздуха на охлаждение, отбираемый за 15 ступенью компрессора, кг/с; $G_{см}$ – расход воздуха на охлаждение температуры выхлопных газов на выходе из КС, кг/с; $t''_г$, $T''_г$ – температура газов за турбиной, соответственно в ^{0}С и К; $\eta_{oi_гт}$ – относительный внутренний КПД газовой турбины ($\eta_т = 0,91$); $m_3=(k_2-1)/k_2$, k_2 – среднее значение показателя изоэнтропы газовой турбины, принимаем равным 1.36; K_{Tg} – коэффициент, подобранный в соответствии с учетом охлаждения воздухом ступеней ГТД, в зависимости от расхода воздуха на охлаждение ($G_{в_охл}$), принимаем равным 0,966; $Q'_{гт}$, $Q''_{гт}$ – теплота дымовых газов перед и за ГТ соответственно, Дж/с; $l_к$ – удельная работа компрессора, кДж/кг; η^k_{oi} - коэффициент полезного действия компрессора (η^k_{oi} = 0,8); $N_к$ – мощность, затраченная на привод компрессора, кВт; $l_т$ – удельная работа турбины, кДж/кг; $N_т$ – мощность газовой турбины, кВт;

$\eta_т$ – коэффициент полезного действия турбины ($\eta_т$ = 0.91); K_N – коэффициент, подобранный в соответствии с учетом охлаждения воздухом степеней ГТД (в турбину охлажденный воздух поступает не сразу весь, поэтому введен поправочный коэффициент); $N_в$ – электрическая мощность ГТД, кВт; $M_к$ – крутящий момент компрессора; ω – угловая скорость вращения ротора, рад/с; $G_{ввто}$ – расход воздуха на охлаждение отбираемый для ВВТО (составляет 4,42% от $G_{в_общ}$), кг/с; $M_т$ – крутящий момент, создаваемый турбиной; $M_{вн}$ – внешний крутящий момент; $M_{тр}$ – крутящий момент нагрузки на трение; I_K – момент инерции компрессора; I_T – момент инерции турбины, кг·м^2; $\eta_{гту}$ – коэффициент полезного действия ГТУ, %; $Q_{кс}$ – тепло, подводимое с топливом в КС ГТУ, кВт; h_1, h_2 – энтальпия воздуха на входе и на выходе компрессора ГТ соответственно, Дж/кг; h_3, h_4 – энтальпия дымовых газов на входе и на выходе ГТ соответственно, Дж/кг; $E_{полез}$ – полезная энергия, Дж; $E_{затр}$ – затраченная энергия, Дж; $E_{внутр_топл}$ – внутренняя энергия топлива, Дж; $E_{мех_гт}$, $E_{мех_к}$ – механическая энергия газовой турбины и компрессора соответственно, Дж.

Выводы основных уравнений математической модели ГТУ представлены в приложении 3.

3.3. Разработка математической модели котла-утилизатора

Основные конструктивные характеристики поверхностей нагрева котла-утилизатора (КУ) П-88, которые используются при моделировании процессов, приведены в таблице 3.2 [30].

Согласно основным исходным данным (см. табл. 3.2) рассчитываются следующие недостающие данные (на примере ППВД):

А) Расчет конструктивных коэффициентов поверхностей нагрева.

- рабочий объем теплообменника:

$$V_{\text{ППВД}} = \frac{\pi \cdot d_{\text{вн}}^2}{4} \cdot l \cdot n = 16,34\,(\text{м}^3) \qquad (3.3)$$

где $d_{\text{вн}}$ – внутренний диаметр трубы, м; l – длина трубы, м; n – число труб в теплообменнике.

- объем газохода:

$$V_{\text{г}} = l \cdot b \cdot h - \text{объем газохода}, \text{м}^3; \qquad (3.4)$$

$$V_{\text{г_ППВД}} = V_{\text{г}} - V_{\text{ППВД}} - \text{рабочий объем газохода}, \text{м}^3 \qquad (3.5)$$

где b – ширина газохода, м; h – высота газохода, м.

Таблица 3.2. Конструктивные характеристики поверхностей нагрева котла-утилизатора П-88

№ п/п	Наименование величины	Поверхности нагрева котла-утилизатора					
		ПВД	ИВД	ЭВД	ПНД	ИНД	ГПК
1.	Количество секций	4	7	5	1	5	10
2.	Число рядов труб по ходу газов	8	14	10	2	10	20
3.	Число труб в ряду по ширине газохода	118	118	118	118	118	118
4.	Наружный диаметр труб, мм	38	38	32	38	38	38
5.	Толщина стенки, мм	3	3	4	3	3	3
6.	Марка стали труб	12Х1МФ	20	20	20	20	20
7.	Поперечный шаг труб, мм	86	86	96	86	86	86
8.	Продольный шаг, мм	84	84	84	84	84	84

- наружная и внутренняя площади обогреваемого теплообменника (для одной секции):

$$F_{\text{нар}} = \pi \cdot d_{\text{нар}} \cdot l \cdot n = 2027,5\,(\text{м}^2), \qquad (3.6)$$

где $d_{\text{н}}$ – наружный диаметр трубы, м;

$$F_{\text{вн}} = \pi \cdot d_{\text{вн}} \cdot l \cdot n = 1867,42\,(\text{м}^2); \qquad (3.7)$$

- определение теплоемкости и массы металла:

$$c_{\text{м}}(\text{марка стали} - 12\text{Х1МФ}) = 480\,(\text{Дж} / \text{кг} \cdot {}^0\text{C}),$$

$$M_{\text{М_ППВД}} = \rho_{\text{М}} \cdot l \cdot n \frac{\pi \cdot (d_{\text{нар}}^2 - d_{\text{вн}}^2)}{4} = 22609,93(\text{кг}) \qquad (3.8)$$

где $\rho_{\text{м}}$ – плотность металла, кг/м^3;

- определение коэффициента гидравлического сопротивления:

$\xi_1 = \frac{\xi}{2 \cdot g \cdot f^2}$ – эквивалентный коэффициент гидравлического сопротивления;

$$\xi_1 = \frac{(p' - p'') \cdot \rho}{D^2}, \tag{3.9}$$

где D – расход среды, кг/с; p', p'' – давления на входе и выходе соответственно, Па.

Число труб в теплообменнике определяется как произведение числа труб в ряду на число рядов труб.

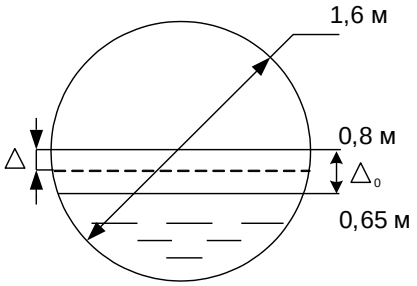


Рис. 3.3. Барабан высокого давления

Для испарителей высокого и низкого давлений принимаются допущения по рабочему объему теплообменника. Полный объем контура высокого давления (к примеру) составляет 70 м^3, а объем барабана – 18,89 м^3, тогда на опускные и подъемные трубы приходится 51,11 м^3 (в опускных трубах – вода, объем – 25,55 м^3; в подъемных трубах – вода и пар, соотношение объемов следующее – 1/3 (8,51 м^3) вода и 2/3 (17,045 м^3) пар).

Б) Расчет конструктивных коэффициентов барабанов высокого и низкого давлений:

- продольное сечение барабана, м^2:

$$F_{сеч}=2 \cdot r \cdot l_б ; \tag{3.10}$$

- объем барабана, м^3:

$$Vб= \pi \cdot r^2 \cdot l_б ; \tag{3.11}$$

где r – радиус барабана, м; $l_б$ – длина цилиндрической части барабана, м.

- масса барабана, кг:

$$M_б=\rho^{'}\cdot V^{'}+\rho^{''}\cdot V^{''}\ ; \qquad (3.12)$$

- объем, занимаемый водой, м^3:

$$V^{'}=V_б/2 - \Delta\cdot d_б\cdot l_б\ ; \qquad (3.13)$$

- объем, занимаемый паром, м^3:

$$V^{''}= V_б - V^{'}, \qquad (3.14)$$

где $\rho^{'}$ – плотность воды, кг/м^3; $\rho^{''}$ – плотность пара, кг/м^3; $d_б$ – диаметр барабана, м.

Основные расчётные характеристики котла-утилизатора при атмосферном давлении 101,0 кПа и относительной влажности окружающего воздуха φ=60% приведены в табл. 3.3 [30], где: величины давления свежего пара указаны в случае параллельной работы двух ГТУ (КУ) с равными нагрузками; гарантийные режимы – обозначены звездочкой (*); максимально-допустимая температура выхлопных газов ГТУ на входе в КУ 580°С.

За основные расчётные режимы при выборе конструкций поверхностей нагрева приняты режимы при температурах наружного воздуха плюс 15°С и минус 30°С (режим максимальной тепловой нагрузки ВВТО), нагрузке КУ 100% и работе ГТУ на природном газе [30].

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 (см. рис. 3.1). При этом барабаны вынесены за пределы котла, а остальные поверхности греются уходящими газами из газовой турбины, что позволяет рассматривать их в качестве пассивных теплообменников.

Таблица 3.3. Основные расчётные характеристики котла-утилизатора П-88

№	Наименование параметра	Величина параметров							
1	Температура окружающего воздуха, °С	-30	-3,9	+3,3	+15	+15	+15	+15	+15
2	Тип топлива	Газ	Газ	Газ	Газ	Газ	Газ	Газ	ДТ
3	Нагрузка КУ, %	100	100*	100	100*	75	50	25	100
4	Контур высокого давления								
4.1	Паропроизводительность, т/ч	143,2	154	157,3	156,5	130,4	90,1	50,0	153,7
4.2	Давление в барабане ВД, абс. МПа	6,797	7,443	7,604	7,541	6,242	4,109	2,17	7,61
4.3	Давление пара на выходе, абс. МПа	6,431	7,054	7,208	7,151	5,903	3,868	2,04	7,23
4.4	Температура пара на выходе, °С,	463	491	493	502	493	408	309	501
4.5	Температура воды на входе в ЭВД, °С,	167	168	169	167	159	149	137	167
4.6	Давление воды на входе в ЭВД, МПа	7,245	7,897	8,06	7,995	6,684	5,037	3,093	8,063
5	Контур низкого давления								
5.1	Паропроизводительность, т/ч	38,0	36,7	37,4	35,2	29,9	30,5	26,5	33,3
5.2	Давление в барабане НД, абс. МПа	0,716	0,736	0,752	0.726	0,588	0,458	0,33	0,725
5.3	Давление пара на выходе, абс. МПа	0,669	0,693	0,707	0,686	0,552	0,410	0,28	0,69
5.4	Температура пара на выходе, ° С,	233	232	233	233	222	214	199	232
5.5	Расход через ГПК, т/ч	388,7	343,8	324,1	334,3	324,0	322,5	320,5	479
5.6	Расход рециркуляции ГПК, т/ч	205,6	151,2	134,6	152,2	162,1	207,0	295,3	290
5.7	Давление на входе ГПК, МПа	1,07	1,07	1,07	1,05	0,88	0,73	0,73	1,17
5.8	Температура на входе ГПК , °С	60	60	68	81	81	94	110	105
5.9	Тепловая нагрузка ВВТО, МВт	13,5*	8,6	6,7	3,8	3,8	3,8	3,8	0
6	Газовый тракт								
6.1	Температура газов на входе в КУ, °С	480	515	518	528	512	413	310	528
6.2	Температура газов на выходе из КУ, °С	83	85	94	101	95	105	117	114
6.3	Расход газов через КУ, кг/с	397,5	377,9	383,7	364,7	317,8	317	315,4	365,7
6.4	Перепад полных давлений в газовом тракте (в границах проектирования), Па	3004	2790	2897	2664	2021	1891	1925	2671

Особенностью разработанной модели КУ является то, что элементы технологического оборудования включены согласно расчетной схемы (см. рис. 3.1), а исходные данные принимались по конкретным проектным характеристикам оборудования, в определенной зависимости от температуры наружного воздуха, нагрузки ГТУ и КУ. При этом:

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

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

- полагаем, что в ходе работы модели уровни воды в барабанах ВД и НД поддерживаются на заданных значениях высокоточными АСР питания.

Математическая модель КУ представляет собой систему нелинейных дифференциальных уравнений, описывающих физические законы сохранения массы, количества движения и энергии [104]. Полагая при этом, что каждый из элементов расчетной схемы представлен в виде модели с сосредоточенными параметрами (подробнее переход показан в приложение 3) [77, 87, 92]. В этих моделях все параметры системы не зависят от пространственных координат и являются лишь функцией времени. Тогда математическая модель котла утилизатора описывается следующей системой обыкновенных дифференциальных уравнений [1, 34, 51*, 54*, 68*, 92, 95, 121, 129*]:

$$\begin{cases} \dfrac{dT_м(t)}{dt} = \dfrac{\alpha_1 F_н (T_г(t) - T_м(t)) - \alpha_2 F_{вн}(T_м(t) - \theta''(t))}{M_м c_м} \\ \dfrac{d\theta''(t)}{dt} = \dfrac{c'(t)D'(t)\theta'(t) - c''(t)D''(t)\theta''(t) + \alpha_2 F_{вн}(T_м(t) - \theta''(t))}{\rho''(t)c''(t)V} \\ \dfrac{d\rho_{вд}}{dt} = \dfrac{D_{\text{ПВБНД}} + D''_{ИНД} - D'_{ЭКО} - D'_{ИНД} - D_{ППНД}}{V_{в_вд}} \\ \dfrac{d\rho_{нд}}{dt} = \dfrac{D''_{\text{ЭКО}} - D'_{ПВД} - D'_{ИВД} + D''_{ИВД}}{V_{в_нд}} \end{cases} \quad (3.15)$$

$$\begin{cases} \xi_1 \dfrac{D'^2(t)}{2\rho'(t)\cdot g\cdot f^2} = p'(t) - p(t) \\ \xi_2 \dfrac{D''^2(t)}{2\rho''(t)\cdot g\cdot f^2} = p(t) - p''(t) \\ p(t) = f(\rho(t), \theta(t)) \\ H_б = \dfrac{V_в}{F_{сеч}} \\ \eta_{ку1} = \dfrac{T_г^{'} - T_{ух}}{T_г^{'} - T_{н.в.}} \\ \eta_{ку2} = \dfrac{Q_{полез}}{Q_{затр}} \end{cases} \quad (3.15)$$

где t – время, с; $T_М$ – температура металла, ^{0}С; α_1 – коэффициент теплоотдачи от уходящих газов к металлу, Дж/(м^2·с·^{0}С); $F_н$ – площадь внешней поверхности металла, м^2; $F_{вн}$ – площадь внутренней поверхности металла, м^2; $T_г$ – температура уходящих газов, ^{0}С; α_2 – коэффициент теплоотдачи от металла к среде, Дж/(м^2·с·^{0}С); $\theta^{"}$ – температура среды на выходе, ^{0}С; $M_М$ – масса металла, кг; c_M – теплоемкость металла, Дж/кг ^{0}С; $c^{'}$, $c^{"}$ – теплоёмкость среды на входе и выходе соответственно, Дж/кг·^{0}С; $D^{'}, D^{"}$ – расход среды на входе и выходе соответственно, кг/с; $\rho^{'}, \rho^{"}$ – плотность среды на входе и выходе соответственно, кг/м^3; V – объем среды, м^3; $D_{ПВБНД}$ – расход питательной воды в БНД, кг/с; $D^{'}_{ИНД}, D^{"}_{ИНД}$ – расход пароводяной смеси на входе и выходе ИНД соответственно, кг/с; $D^{'}_{ЭКО}, D^{"}_{ЭКО}$ – расход питательной поды на входе и выходе в ЭКО соответственно, кг/с; $D_{ППНД}$ – расход пара в ППНД, кг/с; $V_{в_вд}$, $V_{в_нд}$ – объем воды в БВД и БНД соответственно, м^3; $\rho_{вд}$, $\rho_{нд}$ – плотность воды в БВД и БНД соответственно, кг/м^3; $D^{'}_{ИВД}, D^{"}_{ИВД}$ – расход пароводяной смеси на входе и выходе ИВД соответственно, кг/с; $D^{'}_{ПВД}$ – расход пара на входе в ППВД, кг/с; ζ – коэффициент гидравлического сопротивления поверхности нагрева;

f – площадь сечения, м^2; g – ускорение свободного падения, м/с^2; р – давление среды, Па; $Н_б$ – уровень воды в барабане, мм; $F_{сеч}$ – площадь сечения барабана, м^2; $\eta_{ку}$ – КПД КУ, %; $T_г^{'}$ – температура уходящих газов перед КУ, ^{0}С; $T_{ух}$ – температура уходящих газов за КУ, ^{0}С; $Т_{н.в.}$ – температура наружного воздуха, ^{0}С; $Q_{полез}$ – полезная теплота, Дж; $Q_{затр}$ – затраченная теплота, Дж.

К вопросу определения минимально необходимого числа разбиений поверхностей нагрева

Известно, что на корректность (адекватность) результатов моделирования технологических процессов влияет точность (сложность) разработки математической модели, которая, в том числе, определяется необходимым количеством разбиений поверхностей нагрева КУ на элементарные объемы, при этом, как правило, возникает проблема обеспечения устойчивости системы [121].

Полагая, что в дальнейшем математическая модель энергоблока ПГУ будет интегрирована в среду реального времени ПТК АСУТП, поэтому в данной работе число разбиений теплообменника определяется исходя из минимально необходимых требований для корректного моделирования термодинамических процессов в котле-утилизаторе с использованием имеющихся инструментальных средств (программный комплекс VisSim).

Так, например, известно уравнение теплового баланса, согласно которому отданное тепло равняется теплу полученному: $Q_1 = Q_2$,

где $Q_1 = \alpha_1 \cdot F_н \cdot (T_г^{"} - T_м)$ – количество тепла, воспринимаемое металлом от уходящих газов, Дж/с; $Q_2 = \alpha_2 \cdot F_{вн} \cdot (T_м - \theta^{"})$ – количество тепла, отдаваемое металлом нагреваемой среде, Дж/с.

Тогда получаем, что при: $\alpha_1 \cdot F_н \cdot (T_г^{"} - T_м) > 0$ и $\alpha_2 \cdot F_{вн} \cdot (T_м - \theta^{"}) > 0$,

$(\alpha_1 \cdot F_н)$ и $(\alpha_2 \cdot F_{вн})$ всегда неотрицательные. Поэтому, чтобы уравнение имело решение необходимо выполнение следующего неравенства:

$$\theta^{"} < T_м < T_г^{"} \qquad (3.16)$$

Таким образом, критерий для определения минимально необходимого числа разбиений теплообменников задается неравенством (3.16).

Рассмотрим пример разбиения пароперегревателей высокого (ППВД) и низкого давлений (ППНД). Результат разбиений остальных поверхностей нагрева представлен в приложении 3. Отметим, что значения температур уходящих газов и нагреваемой среды на входах и выходах каждого из теплообменников задались исходя из данных [85].

А) Пароперегреватель высокого давления (ППВД).

Без разбиения (рис. 3.4): решения нет.

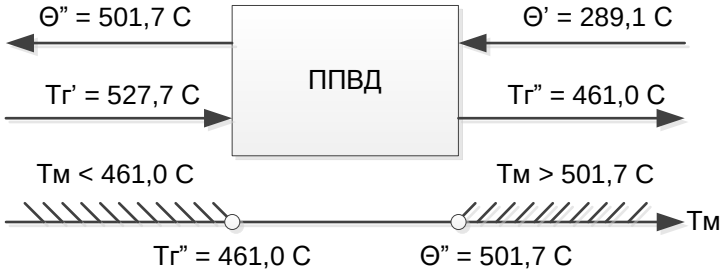


Рис. 3.4. ППВД без разбиения

Если выполнить разбиение на 2 равные части (рис. 3.5): 1 часть решения не имеет.

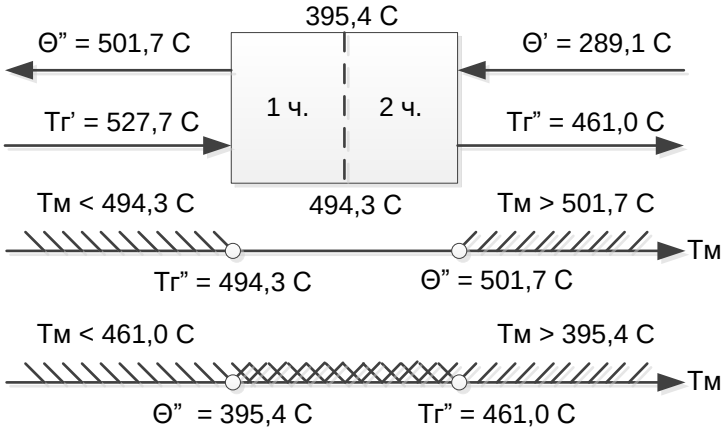


Рис. 3.5. ППВД при разбиении на 2 равные части

Если выполнить разбиение на 3 равные части (рис.3.6): 1 часть имеет очень малую область решения в 3,8 ^{0}С, при этом 3 часть имеет область решения в 99 ^{0}С, что значительно осложнит моделирование процессов.

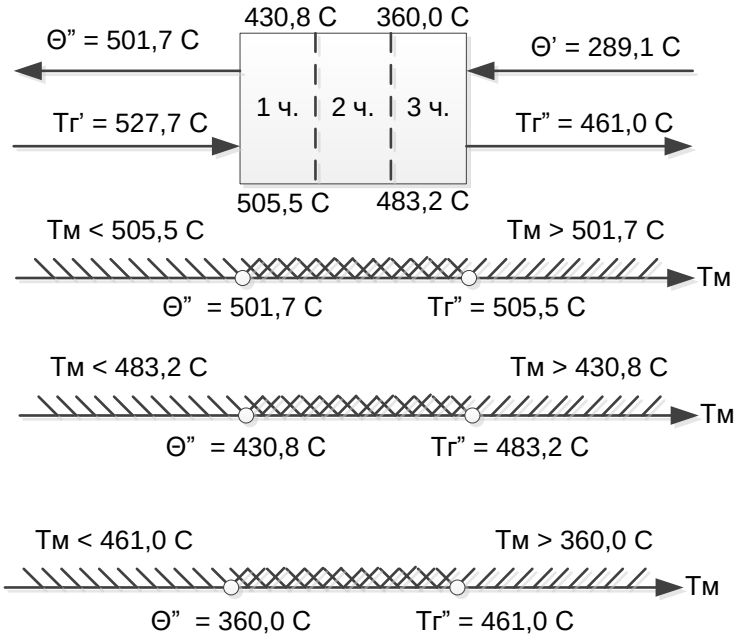


Рис. 3.6. ППВД при разбиении на 3 равные части

Если выполнить разбиение на 3 части следующим образом (рис. 3.7): все части имеют решение.

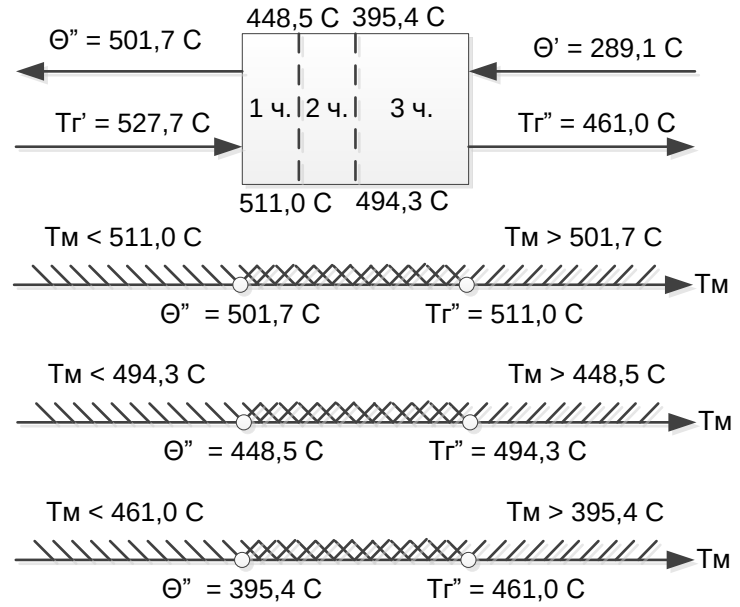


Рис. 3.7. ППВД при разбиении на 3 части

Б) Пароперегреватель низкого давления (ППНД).

Без разбиения (рис.3.8): решение есть.

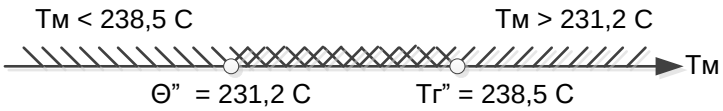


Рис. 3.8. ППНД без разбиения

Таким образом, в целях повышения точности математической модели ПГУ для модели котла-утилизатора выполнено исследование и определено минимально необходимое число разбиений поверхностей нагрева: ППВД – 4, ИВД – 1, ЭВД – 4, ППНД – 1, ИНД – 1 и ГПК – 4, показана устойчивость получаемых решений.

3.4. Разработка математической модели паровой турбины и конденсационной установки паровой турбины

3.4.1. Модель паровой турбины

Паровая турбина представляет собой одновальный двухцилиндровый агрегат. Пар в турбину подводится от 2-х барабанных котлов-утилизаторов, каждый из которых имеет по два парообразующих контура: высокого и низкого давления. Параметры пара определяются режимом работы двух газотурбинных агрегатов [30]. При работе с одним котлом-утилизатором паровая турбина обеспечивает мощность 53,55 МВт при параметрах, указанных в таблице 3.4.

Таблица 3.4. Расчетные показатели паровой турбины К-110-6,5

№ п/п	Наименование параметра	Размерность	Значение
1.	Расход пара ВД	т/ч	161,58
2.	Давление пара перед СК ВД, абс.	МПа	3,8
3.	Температура пара перед СК ВД	^{o}C	496,5
4.	Расход пара перед СК НД	т/ч	30,22
5.	Давление пара перед СК НД, абс.	МПа	0,31
6.	Температура пара НД	^{o}C	207,6
7.	Давление пара в конденсаторе, абс.	кПа	3,6

Модель паровой турбины (ПТ), как термодинамической системы, состоит из двух подсистем: непосредственно пара и оболочки канала, по которому движется рабочее тело (пар) [33, 34, 94]. Расчет математической модели ПТ выполняется по

значениям паропроизводительности, давлению и температуре пара контуров высокого и низкого давления КУ. Основным выходным параметром в модели является мощность генератора паровой турбины.

Математическая модель ПТ, как правило, разрабатывается на основе уравнений состояния [1, 54*, 68*, 74, 84, 126]:

$$\begin{cases} N_{\text{ПТ_исх}} = 0,4187 \cdot D_{\text{ВД}} - 13,043 \\ \Delta N_{ПТ}^{твд} = 0,1307 \cdot t_{\text{ППВД}} - 64,016 \\ \Delta N_{ПТ}^{тнд} = 0,00362 \cdot t_{\text{ППНД}} - 0,7891 \\ D_{НД}^{(x)} = 0,3459 \cdot D_{\text{ВД}} - 17,517 \\ \Delta N_{ПТ}^{D_{НД}} = 0,1625 \cdot (D_{\text{НД}} - D_{НД}^{(x)}) \\ D_{К} = 0,985 \cdot (D_{\text{ВД}} + D_{\text{НД}}) \\ N_{ПТ} = N_{ПТ_исх} + \Delta N_{ПТ}^{твд} + \Delta N_{ПТ}^{Dнд} + \Delta N_{ПТ}^{тнд} + \Delta N_{ПТ}^{P_к} \\ Q_{Э_ПТ} = (D_{ВД} \cdot h_{ВД} + D_{НД} \cdot h_{НД} - G_{ОК} \cdot h_{ОК}) / 3600 \\ \eta_{ПГУ} = \dfrac{2 \cdot (E_{мех_гт} - E_{мех_к}) + E_{мех_пт}}{2 \cdot (E_{внутр_топл} + E_{мех_к})} \\ h_{ВД} = f(t_{\text{ВД}}; P_{\text{ВД}}) \\ h_{НД} = f(t_{\text{НД}}; P_{\text{НД}}) \\ G_{ОК} = 1,01 \cdot D_{\text{ВД}} + D_{\text{НД}} \\ t_{К} = f(P_{К}) \\ t_{ОК} = \Delta t_{КПУ} + t_{К} \\ h_{ОК} = 4,19 \cdot t_{ОК} \\ \eta_{ПТ} = \dfrac{100 \cdot N_{ПТ}}{Q_{Э_ПТ}} \end{cases} \quad (3.17)$$

где $N_{ПТ_ИСХ}$ – исходная мощность ПТ, МВт; $D_{\text{ВД}}$ – расход пара контура ВД, т/ч; $\Delta N_{ПТ}^{твд}$, $\Delta N_{ПТ}^{тнд}$ – поправка к мощности ПТ на отклонение температуры пара перед СК ВД и НД, соответственно, от принятой при построении характеристики, МВт; $t_{\text{ППВД}}$, $t_{\text{ППНД}}$ – температура пара перед СК ВД и НД соответственно, ^{0}С; $D_{НД}^{(x)}$ – расход пара контура НД принятый при построении характеристики, т/ч; $\Delta N_{ПТ}^{D_{НД}}$ – поправка к мощности ПТ на отклонение расхода пара контура НД от

принятого при построении характеристики, МВт; $D_{\text{НД}}$ – расход пара контура НД, т/ч; D_K – расход пара в конденсатор ПТ, т/ч; $N_{ПТ}$ – мощность на клеммах генератора ПТ, МВт; $\Delta N_{ПТ}^{P_к}$ – поправка к мощности ПТ на отклонение давления в конденсаторе от принятого при построении характеристики, МВт; $h_{ВД}$, $h_{НД}$ – энтальпия пара перед СК ВД и НД соответственно, кДж/кг; $P_{\text{ВД}}$, $P_{\text{НД}}$ – давление пара перед СК ВД и НД соответственно, МПа; $G_{ОК}$ – расход основного конденсата за КПУ, т/ч; t_K – температура основного конденсата за конденсатором ПТ, ^{0}С; P_K – давление отработавшего пара в конденсаторе ПТ, кПа; $t_{ОК}$ – температура основного конденсата за КПУ, ^{o}С; $\Delta t_{К\ П}$ – нагрев основного конденсата в КЭН и КПУ, ^{o}С; $h_{ОК}$ – энтальпия основного конденсата за КПУ, кДж/кг; $Q_{Э_ПТ}$ – полный расход тепла на производство электроэнергии ПТ, МВт; $\eta_{ПТ}$ – КПД ПТ «брутто», %; $E_{мех_пт}$ – механическая энергия ПТ, Дж/с.

Разработанная математическая модель ПТ показала высокую точность в статическом режиме. Однако математическая модель (3.17) не учитывает динамические свойства объекта, связанные с прогревом металла турбины, динамикой ротора турбины, который находится на одном валу с электрогенератором и др.

Поэтому с целью повышения точности разработана математическая модель ПТ, отличающаяся тем, что в математической модели (3.18) учтена динамика изменений: температур металла и моменты инерции ротора и статора турбины, давлений пара перед каждым паровым объемом ступеней турбины и вращательного момента турбины. Тогда математическая модель ПТ описывается следующей системой уравнений:

$$\begin{cases} G_i = \gamma_i \sqrt{\dfrac{p_i^2 - (p_{i+1}^{'})^2}{p_i \nu_i}} \\ G_{otbi} = \psi_i F_i \sqrt{\rho_i (p_i - p_{otb_i})} \\ p_i = p_i^{'} - \dfrac{k-1}{k\nu_i^{'}} \dfrac{Q_{mi}}{G_i} \\ \dfrac{dp_i^{'}}{dt} = \dfrac{(G_{i+1} - G_i \pm G_{otbi(k_sm)}) \cdot \nu_i^{'}}{b_p \cdot V_i} \end{cases} \qquad (3.18)$$

$$
\begin{cases}
h_i^{'} = h_i - (h_{i-1} - h_{it}(p_i^{'}, s_{i-1})) \cdot \eta_i \\
h_i = h_i^{'} - Q_{mi} / G \\
Q_{mi} = [K_{\alpha sti} \cdot (t_{ip} - \overline{t_{sti}}) + K_{\alpha roti} \cdot (t_{ip} - \overline{t_{roti}})] \cdot G_i^{0,8} \\
\dfrac{d\overline{t_{sti}}}{dt} = K_{мsti} \cdot G_i^{0,8} \cdot (t_{ip} - \overline{t_{sti}}) - K_{м}^{voz} \cdot G_i^{0,8} \cdot (\overline{t_{sti}} - t_{voz}) \\
\dfrac{d\overline{t_{roti}}}{dt} = K_{мroti} \cdot G_i^{0,8} \cdot (t_{ip} - \overline{t_{roti}}) \\
\dfrac{d\omega_{rot}}{dt} = \dfrac{M_{turb} - \sum M_{prot}}{I_{rot}} \\
N_{turb} = \sum_{n=1}^{i} N_{otsЦВД} + \sum_{m=1}^{j} N_{otsЦНД} \\
N_{otsЦВДi} = G_i \cdot \Delta J_i \cdot \eta_t \\
N_{otsЦНДj} = G_j \cdot \Delta J_j \cdot \eta_t \\
\dfrac{d\varphi}{dt} = \omega - \Omega_0
\end{cases}
\qquad (3.18)
$$

где G_i – расхода пара через i - тый турбинный отсек (формула Флюгеля), кг/с; γ, ψ – конструктивная характеристика арматуры; p, ρ – давление и плотность пара внутри парового объема (Па, кг/м^3); p' – давление пара за отсеком ступеней, Па; ν – удельный объем пара в паровом объеме, м^3/кг; p_{otb} – давление пара в отборе, Па; p_i – давления пара в i - том паровом объеме, Па; k – показатель изоэнтропы; ν' – удельный объем пара за группой ступеней (на входе в паровой объем); Q_{mi} – количество тепла от пара к металлу парового объема, Дж; V – объем паровой камеры, м^3; b_p – коэффициент сжимаемости: $b_p = 1/p_i k_i$. h_i – энтальпии пара на входе в i - тый паровой объем, кДж/кг; h – энтальпия пара в паровом объеме, кДж/кг; s – энтропия пара в паровом объеме, кДж/кг*^{0}C; η – коэффициент полезного действия (КПД) группы ступеней, %; Q_{mi} – тепловой поток от пара к металлу турбины i - того промежутка (основа – формула Ньютона - Римана), Дж/с; $K_{\alpha st}$, $K_{\alpha rot}$ – константы для каждого из блоков ступеней; t_{st}, t_{rot} – средние температуры металла статора и ротора, ^{0}C; t_p – средняя температура пара в паровом объеме, ^{0}C; $K_{мst}$, $K_{м}^{voz}$ – константы для каждого из блоков ступеней; t_{voz} – температура воздуха в машинном отделении, ^{0}C; $K_{мrot}$ – константа;

I_{rot} – суммарный момент инерции ротора турбины и генератора; ω_{rot} – угловая скорость вращения ротора, рад/с; M_{turb} – вращательный момент турбины; M_{prot} – противодействующий вращательный момент; N_{turb} – внутренняя мощность турбины, Вт; ΔJ – теплоперепад отсека, кДж/кг; η_t – КПД турбины, %; Ω_0 – угловая скорость вращения м. поля статора, задается частотой сети (рад/с).

3.4.2. Модель конденсационной установки

Математическая модель построена на основании законов сохранения массы, количества движения и энергии [34, 92, 95] при следующих допущениях:

- пренебрегаем работой эжекторной установки. Полагаем, что весь пар конденсируется; система циркуляционной воды полностью отводит тепло, полученное при конденсации пара;

- расход циркуляционной воды постоянен;

- поперечное сечение конденсатора в конденсатосборнике постоянно.

Расчетные гарантированные показатели конденсатной установки при базовом (номинальном) режиме работы в составе ПГУ, которые используются при моделировании процесса, приведены в таблице 3.5.

Таблица 3.5. Расчетные показатели конденсационной установки 110КП-10000-1

№ п/п	Наименование параметра	Обозначение	Значение	Размерность
1.	Объем конденсатора	$V_к$	5,8	$м^3$
2.	Внутренняя площадь конденсатора	$F_{вн.к}$	9503,8	$м^2$
3.	Наружная площадь конденсатора	$F_{н.к}$	11616	$м^2$
4.	Расход пара на входе	$D'_п$	99	кг/с
5.	Расход конденсата на выходе	$D''_к$	99	кг/с
6.	Температура пара на входе	$\Theta'_п$	22	^0C
7.	Температура конденсата на выходе	$\Theta''_к$	22	^0C
8.	Теплоемкость пара на входе	$c'_п$	1901	Дж/кг·^{0}C
9.	Теплоемкость конденсата на выходе	$c''_к$	4148,42	Дж/кг·^{0}C
10.	Плотность конденсата на выходе	$\rho''_к$	997,95	$кг/м^3$
11.	Теплоемкость металла	$c_{м.к}$	470	Дж/кг·^{0}C
12.	Масса металла	$M_{м.к}$	213100	кг
13.	Температура металла	$T_{м.к}$	19	^0C
14.	Коэффициент теплоотдачи от охлаждающей воды к металлу	$\alpha_{1к}$	2500	Дж/$м^2$·с·^{0}C
15.	Коэффициент теплоотдачи от металла конденсату	$\alpha_{2к}$	1310	Дж/$м^2$·с·^{0}C
16.	Температура охлаждающей воды на выходе	$T''_В$	19	^0C

Математическая модель конденсаторной установки описывается следующей системой обыкновенных дифференциальных уравнений [1, 34, 51*, 68*, 92, 95]:

$$\begin{cases} \dfrac{dT_{м.к}(t)}{dt} = \dfrac{\alpha_{1к} F_{н.к}(T_{в}^{"}(t) - T_{м.к}(t)) - \alpha_{2к} F_{вн.к}(T_{м.к}(t) - \theta_{к}''(t))}{M_{м.к} c_{м.к}} \\ \dfrac{d\theta_{к}''(t)}{dt} = \dfrac{c_{п}'(t) D_{п}'(t) \theta_{п}'(t) - c_{к}''(t) D_{к}''(t) \theta_{к}''(t) + \alpha_{2к} F_{вн.к}(T_{м.к}(t) - \theta_{к}''(t))}{\rho_{к}''(t) c_{к}''(t) V_{к}} \\ c_{к}(t) = f(p_{к}(t), \theta_{к}(t)) \\ \rho_{к}(t) = f(\theta_{к}(t), p_{к}(t)) \end{cases} \quad (3.19)$$

Таким образом, математическая модель конденсатора ПТ позволяет проследить зависимость расхода конденсата на входе в ГПК КУ от изменения расходов пара на выходе ПТ.

3.5. Методика построения многовариантной имитационной модели энергоблока ПГУ

3.5.1. Технология разработки многовариантной модели энергоблока ПГУ

Таким образом, разработана с учетом принятых допущений математическая модель ТМО энергоблока ПГУ, которая представлена в виде системы нелинейных дифференциальных уравнений и уравнений состояния. В целом математическая модель является многопараметрической. Определяющее порядок модели общее число дифференциальных уравнений более 100.

Технология построения модели энергоблока ПГУ как полимодельного комплекса состоит из следующих этапов.

1. Разработка принципиальной расчетной схемы энергоблока ПГУ.

2. Декомпозиция объекта управления на отдельные технологические подсистемы (ПГУ на ГТУ, КУ, ПТ и др.) согласно расчетной схемы.

3. Определение особенностей реализации математических моделей каждого технологического элемента (включенного согласно расчетной схемы).

4. Формирование концепции разрабатываемой математической модели (определение основных систем дифференциальных уравнений, задание степени

сложности модели – определяется необходимое число разбиений поверхностей нагрева, возможные допущения в ходе разработке модели и т.п.).

5. Формирование исходных данных модели по конкретным проектным характеристикам оборудования.

5.1. Формирование исходных данных расчетных характеристик: мощности, расходов топлива и воздуха, температур, давлений и др. (из инструкций по эксплуатации).

5.2. Определение конструкторских характеристик: диаметры труб, марки стали, число труб в ряду и др.

6. Расчет недостающих данных.

6.1. Расчет конструктивных коэффициентов поверхностей нагрева: рабочий объем теплообменников, масса металла, коэффициент гидравлического сопротивления и т.п.

6.2. Расчет конструктивных коэффициентов особенных элементов конструкции согласно тепловой схемы.

7. Формирование исходных данных по принятым допущениям: расчет перепадов давлений на входе и выходе каждого теплообменника, расчет коэффициентов температуропроводности и др. (параметры, которые в виду определенных причин не смогли быть смоделированы и заданы как коэффициенты модели).

8. Определение начальных условий для интеграторов (в целях корректного и согласованного «разворота» математической модели на заданный режим).

9. Определение входных параметров модели: температура наружного воздуха $T_{н.в.}$, давление наружного воздуха $p_{вх}$, расхода топлива $B_г$, угол открытия ВНА компрессора $\alpha_{вна}$ и др.

10. В среде имитационного моделирования реализация математической модели (интеграция единой модели объекта управления из ее элементов, связь между собой законов сохранения, определение шага симуляции, выбор метода интегрирования и т.д.).

3.5.2. Методика разработки многовариантной имитационной модели энергоблока ПГУ

Многовариантные модели отличаются от классических тем, что позволяют моделировать работу агрегата, например энергоблока, при различном составе оборудования. Такие модели позволяют сократить время настройки модели на конкретный тип оборудования, определить его оптимальный состав для заданных требований к поведению объекта, изучить влияние составных частей агрегата на динамические характеристики каналов управления и др. [98, 124*, 128*], могут быть отнесены к классу АСНИ.

Методика разработки многовариантной имитационной модели энергоблока ПГУ реализована на примере ПГУ-325 и ПГУ-450 (рис. 3.9; приложение 3, разд. П.3.4). Принципиальная структура многовариантной модели представляет собой неизменяемую (инвариантную) часть и набор вариантов оборудования, входных и выходных параметров.

Таким образом, для многовариантной модели энергоблока ПГУ вариативными частями являются (см. приложение 3, разд. П.3.4): условия среды (температура, давление), тип компрессора (соответствие угла открытия ВНА подаваемому расходу воздуха), тип камеры сгорания (диапазон изменения расхода топлива), схема водопарового тракта котла утилизатора (выносной или встроенный деаэратор), режим работы паровой турбины (конденсационный, теплофикационный или смешанный), типы датчиков и другие.



Рис. 3.9. Блок-схема методики разработки многовариантной имитационной модели энергоблока ПГУ

3.5.3. Основной результат

Математическая модель разработана в универсальной среде имитационного моделирования VisSim (рис. 3.10).

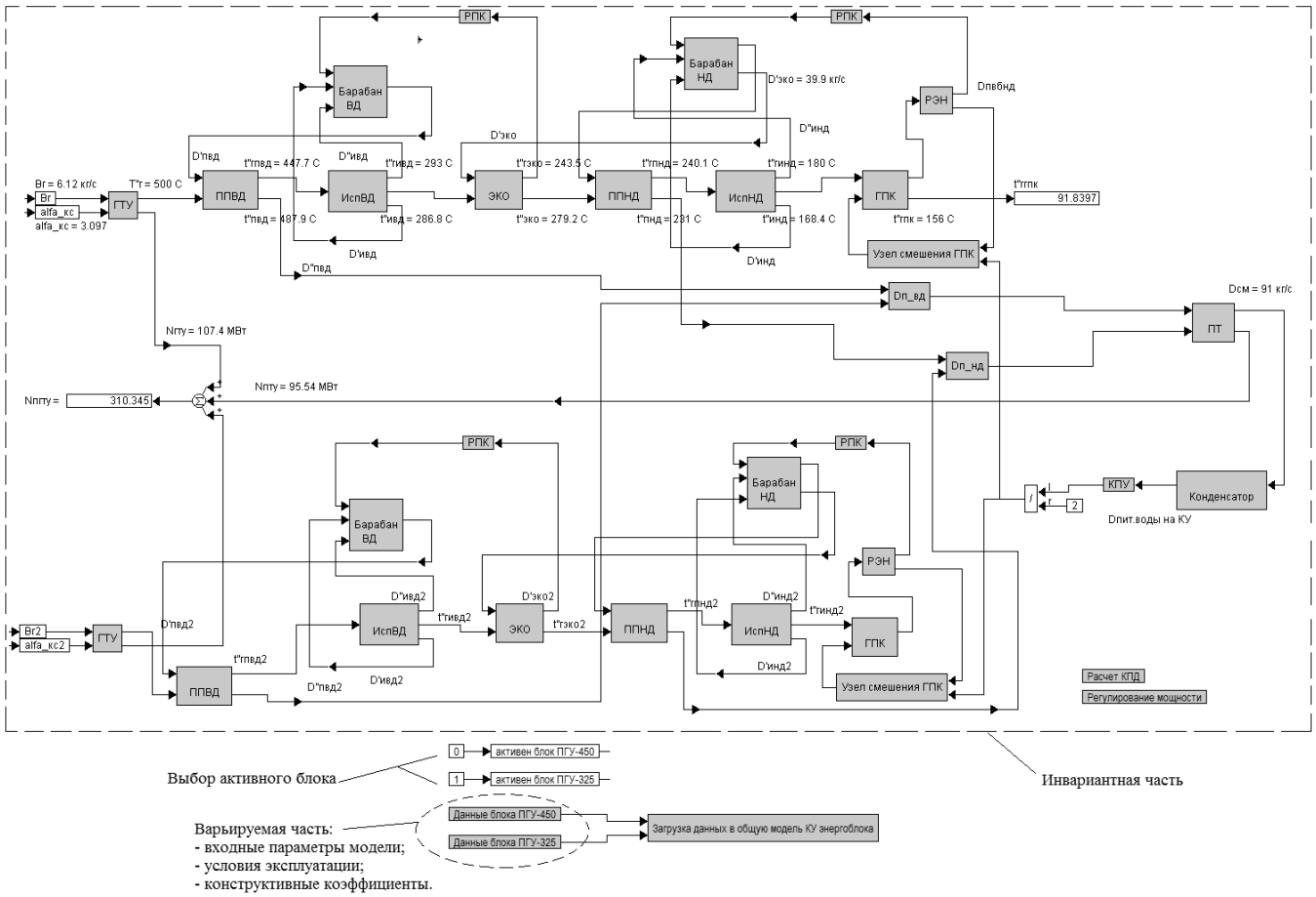


Рис. 3.10. Имитационная модель энергоблока ПГУ

Интеграция большой модели ПГУ выполняется путем сборки согласно расчетной схемы (см. рис. 3.1), при этом две нити ГТУ+КУ приняты одинаковыми. Модель формируется из разработанных макроблоков технологических объектов: ГТУ, КУ, ПТУ и конденсатора с учетом физических законов.

В общем случае комплекс имитационного моделирования VisSim позволяет задать следующие методы интегрирования при расчетах: Эйлера (с запаздыванием), трапецеидальный, Рунге-Кутты 2-го порядка, Рунге-Кутты 4-го порядка, адаптивный (Рунге-Кутты 5-го порядка), адаптивный Булирша-Штёра и Эйлера (с предикцией-коррекцией).

Для решения систем дифференциальных уравнений выбран неявный метод Рунге-Кутты 2-го порядка. Выбранный метод решения является модифицированным методом Эйлера «с пересчетом». Шаг интегрирования определяется настройками и задан постоянным (0,01 с.). Опробованы также методы численного решения Эйлера «с запаздыванием» и трапецеидальный, которые не обеспечивают решения системы дифференциальных уравнений построенного полимодельного комплекса. Одношаговые явные методы Рунге-Кутты 4-го и 5-го порядков показали, в условиях функционирования разработанной модели, такую же точность расчетов, что и метод Рунге-Кутты 2-го порядка, но при этом скорость вычислений оказалась значительно ниже [75*].

Вычислительные трудности работы имитационной модели в режиме реального времени, которые удалось преодолеть, связаны:

- с первоначальным порядком модели, необходимым для ее запуска;
- с увеличением разбиений поверхностей для первоначальной проверки адекватности;
- с проверкой адекватности модели;
- с увеличением числа разбиений и анализом методов интегрирования заложенных в имитационной модели (критерий – режим реального времени).

Таким образом, разработана имитационная модель энергоблока ПГУ, отличающаяся тем, что обладает единой структурой с инвариантной и варьируемой частями. В целом многовариантная имитационная модель дает возможность организовать удобную среду для постановки вычислительных экспериментов для разных бинарных энергоблоков (ПГУ), что существенно сокращает время настройки модели на конкретный тип оборудования, и использовать ее на ранних стадиях проектирования, например, при проведении тендера по закупке ГТУ.

3.6. Результаты и выводы по 3 главе

1. Разработана многопараметрическая нелинейная (всережимная) динамическая математическая модель, отличающаяся тем, что:

- при ее построении использованы результаты обобщенного термодинамического анализа эффективности сложных систем (ПГУ энергоблоков) и фундаментальные законы согласно положениям неравновесной термодинамики;
- представлена в виде системы нелинейных дифференциальных уравнений и соответствующих уравнений состояния, дополнительно включающая в себя расчет комплексированных параметров – тепловых потоков дымовых газов и массового расхода воздуха, поступающего в компрессор ГТУ;
- в целом реализована в виде открытого полимодельного комплекса, включающего в себя модели ГТУ, КУ, ПТ и конденсационной установки, имеющего инвариантную и варьируемую составляющие (новое структурное построение);
- позволяет оперативно рассчитывать технико-экономические показатели (ТЭП) энергоблока и его технологического оборудования.

2. Разработана имитационная модель реального времени энергоблока ПГУ, отличающаяся тем, что обладает единой структурой и определенной инвариантной частью, позволяющей моделировать работу энергоблока, при различном составе оборудования.

3. Разработана методика и технология построения многовариантной имитационной модели энергоблока с ПГУ. В целом многовариантная имитационная модель дает возможность организовать удобную среду для постановки вычислительных экспериментов для разных бинарных энергоблоков (ПГУ), что существенно сокращает время настройки модели на конкретный тип оборудования.

ГЛАВА 4. ОЦЕНКА МЕРЫ АДЕКВАТНОСТИ ПОЛИМОДЕЛЬНОГО КОМПЛЕКСА И ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ РЕЖИМНЫХ И ВНЕШНИХ ФАКТОРОВ НА ЭФФЕКТИВНОСТЬ РАБОТЫ ЭНЕРГОБЛОКА

4.1. Оценка меры адекватности математической модели ПГУ при изменяющихся внешних и режимных условиях

4.1.1. Методика оценки адекватности математической модели энергоблока по результатам тепло гидравлического расчета

Методика оценки адекватности математической модели осуществлялась в три шага [51*, 75*, 129* и др.].

Шаг 1. Разработанная математическая модель ПГУ выводится на режим, соответствующий тепловому расчету завода-изготовителя КУ (ЗИО).

Для этого уточняются коэффициенты модели согласно статическим данным, полученным по результатам тепло гидравлических расчетов котла-утилизатора Е-155/35-7,3/0,7-501/232 (П-88) для ПГУ-325 ОАО “Ивановские ПГУ” (выполненного ОАО «Инжиниринговой компанией ЗИОМАР») при нагрузке ГТУ 75% [85], а также определяются начальные условия для интеграторов.

Шаг 2. Разработанная математическая модель ПГУ выводится на режим, соответствующий тепловому расчету ЗИО при нагрузке ГТУ равной 100% [85].

Шаг 3. Тестируются переходные процессы при изменении нагрузки ГТУ с 75 до 100%.

Расход топлива изменяется согласно заданной скорости, которая ограничивается максимально допустимой скоростью нагружения ГТ.

Сформируем исходные данные модели (табл. 4.1).

Результаты работы модели и значения расчетов ЗИО (на один КУ) сведены в таблице 4.2. При этом математическая модель ГТУ выносится за рамки моделирования, т.к. требуется реализация режима ее испытания, в связи с этим параметры ГТУ для расчета здесь заданы как исходные данные.

Таблица 4.1. Исходные данные

№ п/п	Наименование параметра	Обозначение	Нагрузка ГТУ				Размерность
			75%		100%		
			Модель	ЗИО	Модель	ЗИО	
1.	Температура наружного воздуха	$T'_{в}$	-15				^{0}C
2.	Коэффициент избытка воздуха	alfa_кс	3,421		3,097		-
3.	Расход уходящих газов	$G_г$	349,7		389,2		кг/с
4.	Температура газов на входе в ППВД	$T'_{г_пвд}$	481,5		498,4		^{0}C

Таблица 4.2. Результаты математической модели и значения расчетов ЗИО

№ п/п	Наименование параметра	Обознач	Нагрузка ГТУ				Размерность
			75%		100%		
			Модель	ЗИО	Модель	ЗИО	
1	2	3	4	5	6	7	8
Температура газов							
1.	На входе в ПВД	$T'_{г\ пвд}$	481,5		498,4		^{0}C
2.	На входе в ИВД	$T'_{г_ивд}$	438,1	430,5	457,5	443,1	
3.	На входе в ЭВД	$T'_{г_эвд}$	304,7	284,6	311,6	297,0	
4.	На входе в ПНД	$T'_{г_пнд}$	255,1	235,1	262,7	244,3	
5.	На входе в ИНД	$T'_{г_инд}$	252,1	231,4	258,9	240,6	
6.	На входе в ГПК	$T'_{г_гпк}$	189,6	173,6	195,2	182,7	
7.	На выходе из котла	$T''_{г_гпк}$	94,4	87,1	101,0	86,5	
Расходы воды/пара ВД							
8.	ЭВД	$D'_{эко}$	36,05	35,91	35,88	41,93	кг/с
9.	На выходе из ПВД	$D''_{пвд}$	35,6	35,55	35,43	41,5	
Температура воды/пара ВД							
10.	На входе в ЭВД	$\Theta'_{эко}$	165,7	159,7	167,9	167,4	^{0}C
11.	На выходе из ЭВД	$\Theta''_{эко}$	259,4	272,5	268,3	281,5	
12.	ИВД/Барабан ВД	$\Theta'_{ивд}$	277,6	275,6	278,5	287,3	
13.	На входе в ПВД	$\Theta'_{пвд}$	277,6	273,6	278,5	285,5	
14.	На выходе из ПВД	$\Theta''_{пвд}$	463,9	466,2	481,7	477,65	
Давление воды/пара ВД							
15.	На входе в ЭВД	$P'_{эко}$	6,548	6,548	7,624	7,612	МПа
16.	На выходе из ЭВД	$P''_{эко}$	6,405	6,406	7,479	7,460	
17.	ИВД/Барабан ВД	$P_{ивд}$	6,006	6,006	7,097	7,160	
18.	На входе в ПВД	$P'_{пвд}$	5,835	5,835	-	6,969	
19.	На выходе из ПВД	$P''_{пвд}$	5,671	5,671	6,787	6,781	
Расход воды/пара НД							
20.	На деаэратор	$D_{деар}$	-	1,87	-	1,34	кг/с
21.	На выходе ПНД	$D''_{пнд}$	9,19	9,43	10,98	10,42	
Температура воды/пара НД							
22.	ИНД/Барабан НД	$\Theta'_{инд}$	168,4	159,1	165,4	166,6	^{0}C
23.	На входе в ПНД	$\Theta'_{пнд}$	168,3	158,0	164,3	165,6	
24.	На выходе из ПНД	$\Theta''_{пнд}$	248,1	224,4	233,2	232,7	

Продолжение табл.4.2.

1	2	3	4	5	6	7	8
Давление воды/пара НД							
25.	ИНД/Барабан НД	$P_{инд}$	0,605	0,605	0,728	0,730	МПа
26.	На входе в ПНД	$P'_{пнд}$	0,572	0,572	-	0,697	
27.	На выходе из ПНД	$P''_{пнд}$	0,560	0,560	0,683	0,684	
Расход конденсата							
28.	ГПК	$D_{гпк}$	90,8	92,0	101,2	100,3	кг/с
29.	Рециркуляция ГПК	$D_{рец}$	46,0	46,6	51,1	46,4	
Температура конденсата							
30.	Перед котлом	$\Theta_{за\ кпу}$	23,2	21,0	21,0	22,5	^{0}C
31.	На входе в ГПК	$\Theta'_{гпк}$	66,8	66,8	66,7	61,9	
32.	На выходе из ГПК	$\Theta''_{гпк}$	158,4	149,0	157,4	154,4	
Давление конденсата							
33.	Перед ГПК	$P'_{гпк}$	0,907		1,070		МПа
34.	За ГПК	$P''_{гпк}$	0,802		-	0,945	

Результаты исследования адекватности математической модели энергоблока по результатам тепло гидравлического расчета содержатся в работе [51*]. Дополнительно, разработанная математическая модель энергоблока ПГУ проверяется в статике по результатам тепло гидравлического расчета [85] при температуре наружного воздуха +15 ^{0}C и 100% нагрузке ГТ, при этом энергоблок находится в расчетном диапазоне эффективного управления.

Сравнения расчета ЗИО и данных модели для КУ при нагрузке ГТУ равной 100% (при $t_{н.в.}$ = +15^{0}C, $G_{г_ух}$ = 364,73 кг/с) сведены в таблицу 4.3.

Таблица 4.3. Сравнения расчета ЗИО и данных модели для КУ 100% нагрузка ГТУ (при разработке поверхностей нагрева в отдельности)

Поверхности		Параметры модели		Номинальные параметры по ЗИО		Относит. погрешн. δ		α_1, Вт/(м·^{0}C)	α_2, Вт/(м·^{0}C)	$V_г$, м^3
		$T_{газа}$, ^{0}C	$\Theta_{среды}$, ^{0}C	$T_{ном.газа}$, ^{0}C	$\Theta_{ном.среды}$, ^{0}C	T,%	Θ,%			
1		2	3	4	5	6	7	8	9	10
1. ППВД	1 ч. (0,0625)	527,7	503,3	527,7	501,7	3,23	0,32	63,02	2260	88
		526,2								
	2 ч. (0,125)	524,3	496,0							
	3 ч. (0,125)	520,0	487,0							
	4 ч. (0,25)	508,9	466,1							
	5ч. (0,5)	475,9	413,3							
			289,1	461,0	289,1					

Продолжение табл.4.3.

1		2	3	4	5	6	7	8	9	10
Расход пара $D_{ппвд}$, кг/с		40,35		43,028		6,22				
2. ИВД		461,0 315,3	284,3	461,0 300,8	290,9	4,82	-	244,3	164,8	50,8
Расход пара $D_{ивд}$, кг/с		43,46		Нет данных		-				
3. ЭВД	1 ч. (0,165)	300,8 289,4	277,2	300,8	282,2	4,00	1,77	330	867,4	50
	2 ч. (0,165)	277,4	264,6							
	3 ч. (0,33)	258,7	248,7							
	4 ч. (0,33)	232,5	218,7							
			167,2	242,2	167,2					
Расход воды $D_{эвд}$, кг/с		40,8		43,472		6,14				
4. ППНД		242,2 240,0	237,0 165,5	242,2 238,5	231,2 165,5	0,63	2,5	125	122,5	50
Расход пара $D_{ппнд}$, кг/с		8,64		9,764		11,5				
5. ИНД		238,5 186,7	168,4	238,5 181,3	166,4	3,0	1,2	363	138	30
Расход пара $D_{инд}$, кг/с		10,62		Нет данных		-				
6. ГПК	1 ч. (0,25)	181,3 161,4	156,7	181,3	159,8	3,0	1,9	165	867,4	60
	2 ч. (0,25)	142,2	137,7							
	3 ч. (0,25)	123,4	119,0							
	4 ч. (0,25)	104,5	100,1 81,1	101,0	81,1					
Расход воды $D_{гпк}$, кг/с		93,0		92,861		0,15				
Расход воды на рециркуляцию $D_{рец}$, кг/с		42,35		42,278		0,17				
Давление на входе в ГПК		1,05 МПа				-				

Важно отметить, что чем выше расчетный перепад температур на поверхности нагрева, тем на большее количество участков необходимо разбивать теплообменник. Другими словами, чем меньше температурный перепад на

поверхности, тем точнее будет выполнен расчет. При этом в значительной степени на этот фактор оказывает влияние режим работы исследуемого теплоэнергетического оборудования: *испытательный* или *эксплуатационный*. Соответственно, в первом режиме диапазон изменения параметров значительно выше, в связи с этим, точность результата и отсутствие процесса значительного накопления ошибки рассогласования будет тем выше, чем лучше проработана математическая и соответственно имитационная модели энергоблока.

Однако для разработки имитационной модели функционирующей в режиме рабочего диапазона изменения нагрузок, необходимо чтобы температура уходящих газов на выходе из ГТ поддерживается на постоянном уровне (для ПГУ-325 ~ 517 ^{0}C). В связи с чем, определенное ранее, число разбиений каждой поверхности нагрева КУ полностью справедливо, в рамках поставленных задач и уточнений не требует.

Приведем пример результатов моделирования ППВД при его разбивке на 5 частей при разных режимах работы теплоэнергетического оборудования.

Вариант 1 (испытательный режим). Температура наружного воздуха -15 ^{0}C (табл. 4.1), тогда для ППВД температурный перепад по уходящим газам составит $\Delta T_{г_ппвд}$ = 430,5 – 284,6 = 145,6 ^{0}C (табл. 4.2). Модель отработает с относительной погрешностью на участке ППВД равной 1,94 % (или ± 8,35 ^{0}C).

Вариант 2 (эксплуатационный режим). Температура наружного воздуха +15 ^{0}C (номинальный или расчетный режим), тогда для ППВД температурный перепад по уходящим газам составит $\Delta T_{г_ппвд}$ = 513 – 463,0 = 52 ^{0}C. Модель отработает с погрешностью на участке ППВД равной 0,58 % (или ± 2,7 ^{0}C).

4.1.2. Методика оценки адекватности математической модели энергоблока по экспериментальным характеристикам

На входные параметры разработанной математической модели энергоблока ПГУ подаются тренды с испытательного режима из архива АСУТП (протокол испытания ГТУ-12 и КУ-12 от 19.01.2011 для ПГУ-325 ОАО «Ивановские ПГУ»), на выходе проводятся сравнения результатов модели с выходными трендами ТОУ при температуре наружного воздуха -15 ^{0}C.

Методика оценки адекватности математической модели ПГУ выполняется в три шага [51*, 128*].

Шаг 1. Математическая модель ПГУ-325 выводится на режим, соответствующий экспериментальным данным (протокол испытания ГТУ-12 и КУ-12 от 19.01.2011).

Для этого уточняются коэффициенты модели при нагрузке ГТУ равной 75%, а также устанавливаются входные параметры в модели на значения согласно испытаниям. Основными уточняемыми коэффициентами являются: коэффициенты теплоотдачи, объемы уходящих газов и перепады давлений в поверхностях нагрева КУ, начальные условия интеграторов и ряд варьируемых входных параметров (потеря давления на всасе компрессора, низшая теплота сгорания топлива, относительные внутренние КПД: компрессора, КС и ГТ). Экспериментальные данные берутся из протокола испытания на момент времени 4ч. 20 мин.

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

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

Шаг 3. Тестируются переходные процессы при изменении нагрузки ГТУ с 75 до 100%.

Расход топлива увеличивается с 4,94 кг/с до 6,12 кг/с согласно заданной скорости изменения нагрузки ГТ в соответствии с инструкцией по эксплуатации ГТУ. Значения коэффициентов модели принимаются, как и при оценке адекватности математической модели энергоблока на тепловой расчет ЗИО, в соответствии с нагрузкой ГТУ.

Результаты исследования адекватности математической модели энергоблока по экспериментальным характеристикам содержатся в работе [51*].

Таким образом, при выбранной степени сложности модели получили достаточно хорошее совпадение по ряду основных параметров, математическая модель ГТУ функционирует качественно правильно.

4.1.3. Методика оценки адекватности математической модели энергоблока на соответствие режимной карте

Режимные карты представляют собой документ, выполненный чаще всего в виде таблицы с указанием параметров, которые должны выдерживаться для надежной и экономичной работы энергоблока. Режимные карты составляют по результатам испытаний при оптимальных, наиболее экономичных и надежных режимах, определенных нагрузках, качестве топлива и сочетаниях основного и вспомогательного оборудования. Время от времени режимные карты пересматривают и на основе дополнительных испытаний изменяют. Изменение режимной карты производится при переходе на новые виды топлива, после проведения реконструкционных работ и капитальных ремонтов, а также с целью усовершенствования и повышения надежности оборудования и экономичности его работы. По параметрам, входящим в режимную карту, настраивают защиты и системы автоматического регулирования [130].

Методика оценки адекватности математической модели по режимной карте заключается в подстройке только входных параметров модели, с возможным (но не всегда обязательным) уточнением перепадов давлений в поверхностях нагрева КУ и корректировки начальных условий интегрирования (для обеспечения более точных расчетов). Если необходимо вывести модель на режим, соответствующий расчету ЗИО – то надо говорить о пересчете и уточнения ряда конструктивных коэффициентов используемых в этом расчете.

В целом, результат который планируется достичь должен быть учтен во время разработки математической модели (определение степени ее сложности), т.к. в процессе оценки адекватности математической модели энергоблока и вывода ее на любой режим – все конструктивные особенности оборудования уже определены ранее, согласно проектным и расчетным данным. Поэтому за время эксплуатации оборудования естественно значения многих расчетных

коэффициентов и некоторых заданных параметров изменятся (загрязнение, нарушение технологии установки и т.п.), что приводит к погрешности выходных результатов. Однако в таких случаях подстраивать выходные параметры (искусственно завышать или занижать) представляется недопустимым, и может привести к нарушению адекватности физических процессов в моделируемом теплоэнергетическом оборудовании.

Результаты оценки адекватности модели ПГУ на соответствие режимной карте представлены в таблице 4.4 [50*, 54*, 82-84].

Таблица 4.4. Исследование результатов оценки адекватности модели ПГУ

Название параметра	Режимная карта (100% нагрузка ГТУ)		Модель		Относительная погрешность, %	
	Входные параметры					
Температура наружного воздуха $t_{н.в.}$, ^{0}C	+15	+30	+15	+30	+15	+30
Расход природного газа в камеру сгорания $G_{гу}$, м^3/ч	33700	31200	33700	31200	-	-
Положение ВНА	-5^0				-	-
	Выходные параметры ГТУ					
Мощность на клеммах генератора ГТУ $N_{гт}$, МВт	110	99	110,3	99,9	0,27	0,91
КПД ГТУ «брутто» $\eta_{гт}$,%	35,1	34,1	35,16	34,4	0,17	0,88
Температура газов за турбиной $T^{"}_{гт}$, ^{0}C	517	517	517	518,5	0	0,29
Температура газов на входе в котел $T_{вх_ку}$, ^{0}C	513	512,5	513	514	0	0,29
Расход воздуха на входе в компрессор G_m, кг/с	352	340	351,2	339,4	0,23	0,18
Расход газов за турбиной $G_{ух.г}$, кг/с	358	345,5	357,54	345,3	0,13	0,06
	Выходные параметры КУ					
КПД КУ «брутто» $\eta_{ку}$,%	81,9	84,5	82,37	85,28	0,57	0,92
Расход пара контура ВД $D_{вд}$, т/ч	147,5	142	148,2	145,1	0,47	2,18
Расход пара контура НД $D_{нд}$, т/ч	32,4	30,4	33,7	31,7	4,01	4,27
Температура пара контура ВД $\theta_{вд}$, ^{0}C	499	495	499,1	500,5	0,02	1,11
Температура пара контура НД $\theta_{нд}$, ^{0}C	220	220	221,9	220,1	0,86	0,05
	Выходные параметры ПТУ					
Мощность на клеммах генератора ПТ $N_{пт}$, МВт	48,71	46,41	52,23	50,98	7,23	9,85
КПД ПТ «брутто» $\eta_{пт}$,%	30,6	30,42	32,06	32,13	4,77	5,62
	Выходные параметры ПГУ					
Электрическая мощность блока $N_{бл}$, МВт	158,71	145,41	162,53	150,88	6,19	3,76
КПД ПГУ «брутто» $\eta_{пгу}$,%	51,36	51,04	51,82	51,96	0,9	1,8

Количественная оценка меры адекватности определялась путем нахождения значений абсолютных и относительных погрешностей для определяющих параметров. Абсолютное максимальное отклонение по мощности ГТУ составило 0,9 МВт, по КПД ГТУ – 0,4%,по температуре пара контура ВД – 5,5 ^{0}С, по расходу пара контура НД – 1,3 т/ч, по мощности ПТ – 4,57 МВт, по мощности блока – 5,47 МВт.

Максимальные относительные погрешности: для мощности ГТУ – 0,91%, для температуры пара контура ВД – 1,11%, для расхода пара контура НД – 4,27%, для мощности ПТ – 9,85%; по КПД ГТУ, КУ и ПТ – соответственно 0,88%, 0,92%, 5,62%; по КПД блока – 1,8%.

Таким образом, результаты анализа проведенных исследований показали, что относительная погрешность модели КУ во многом определяет погрешности в ПТ. Решить данную проблему возможно путем разбиения поверхностей нагрева КУ на большее количество участков. Однако приоритетными параметрами в разрабатываемой модели являются значения КПД, которые в свою очередь имеют приемлемую относительную погрешность.

4.2. Исследование влияния режимных факторов на параметры ПГУ посредством математической модели

Общая методика настройки нелинейной модели энергоблока ПГУ на заданный режим при изменяющихся внешних и режимных условиях отличается тем, что в процессе настройки модели уточняются параметры изменяемой (варьируемой) части модели, а ее инвариантная часть остается без изменений, а именно:

1) уточняются начальных условий и коэффициенты модели;
2) подстраиваются входные параметры модели;
3) уточняются перепады давлений в поверхностях нагрева;
4) корректируются начальные условия интегрирования;
5) проверяются результаты модели в режиме соответствующему тепловому расчету (до и после изменяющихся внешних и режимных условиях);
6) тестируются переходные процессы при изменении нагрузки.

План исследования влияния режимных факторов на параметры блока ПГУ посредством математической модели заключается в следующем.

Шаг 1. Модель энергоблока ПГУ (на примере, ПГУ-325) выводится на режим, соответствующий режимной карте блока.

Шаг 2. Под заданные режимные и внешние факторы ищется реальный режим эксплуатации блока.

Шаг 3. Проводится сравнение результатов, которые были получены на модели, с данными протокола эксплуатации от 02.07.2011 с 12 ч. 29 мин. до 13 ч. 28 мин. [50*, 54*].

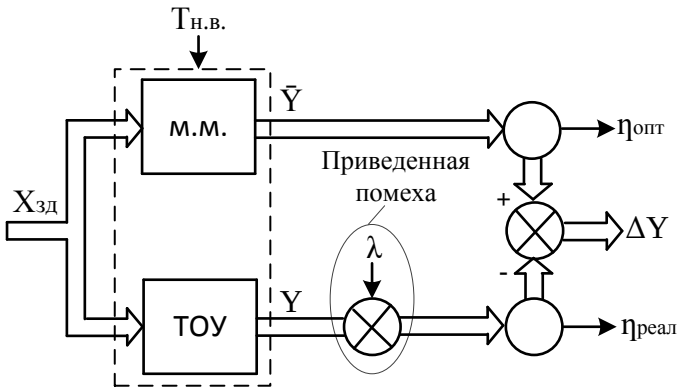


Рис. 4.1. К методике оценки адекватности технических решений

В соответствие с протоколом эксплуатации на вход модели подавали реальные тренды из архива АСУТП энергоблока ПГУ-325 (рис.4.2). На выходе результаты модели сравнивались с выходными трендами ТОУ из архива АСУТП (рис.4.3). Температура наружного воздуха 26,6 ^{0}С.

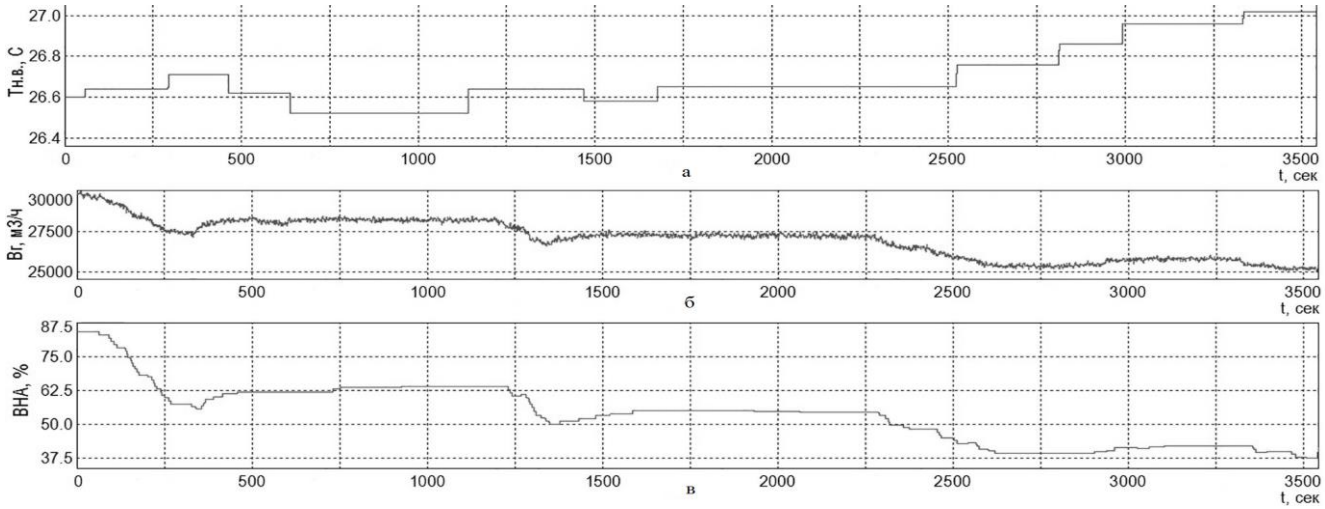


Рис. 4.2. Входные тренды:

а – температура наружного воздуха; б – расход топлива в камеру сгорания ГТ;

в – процент открытия входного направляющего аппарата компрессора ГТ

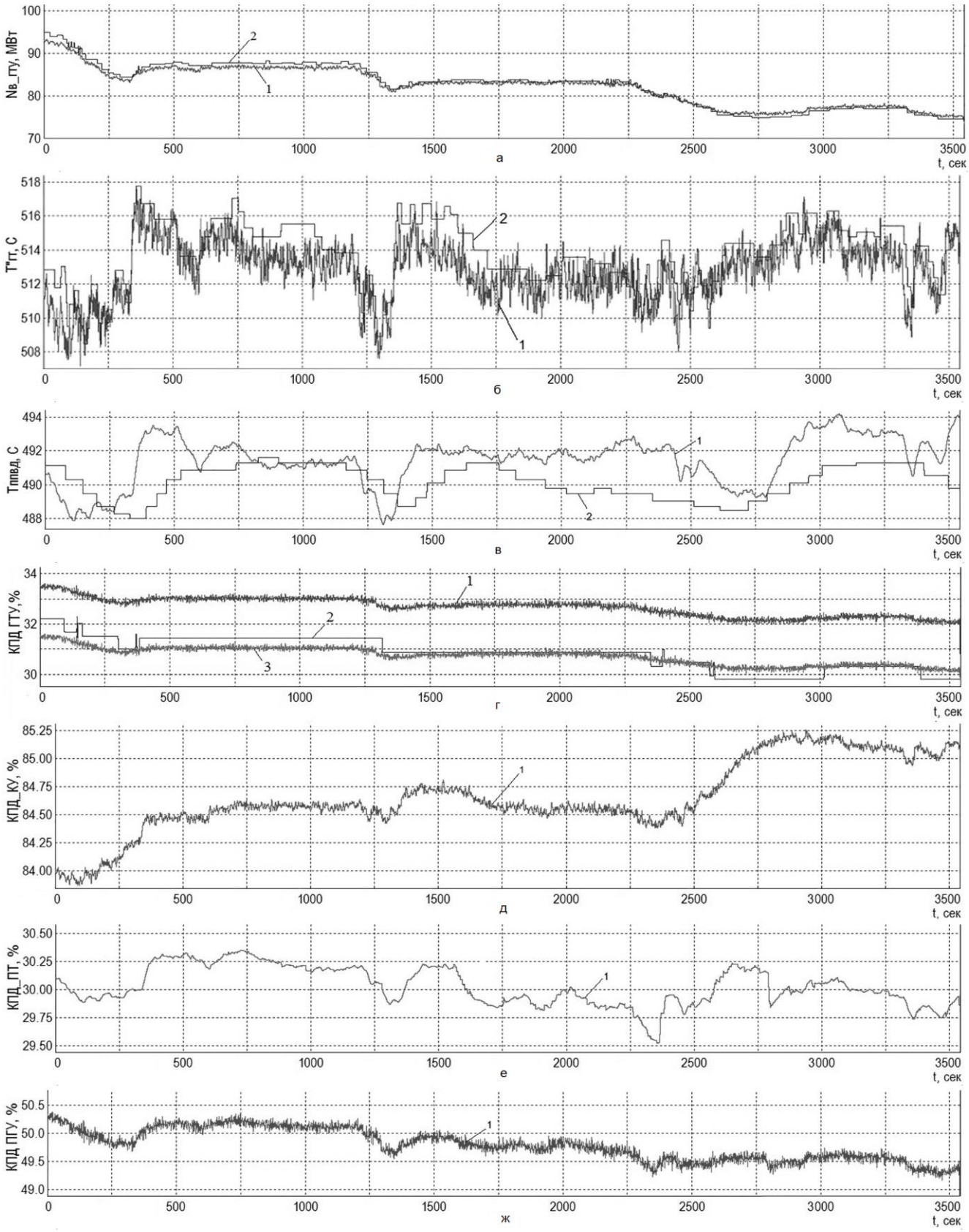


Рис. 4.3. Исследование результатов модели энергоблока ПГУ:
1 – модель; 2 – реальная эксплуатация; 3 – модель, расчет КПД по алгоритму АСУТП; а – электрическая мощность ГТУ; б – температура уходящих (дымовых) газов за ГТ; в – температура перегретого пара контура ВД; г – КПД ГТУ; д – КПД КУ; е – КПД ПТ; ж – КПД полу-блока ПГУ

Анализ полученных результатов исследований показывает [75*, 124*]:

- электрическая мощность ГТУ (рис. 4.3-а), как интегрированный показатель качества разработанной математической модели, совпадает с эксплуатационным трендом достаточно точно;

- реальный тренд изменения температуры дымовых газов за турбиной (рис. 4.3-б, график 2) является огибающим (ограничивающим) для результата, полученного на модели (рис. 4.3-б, график 1); объясняется требованием инструкций к поддержанию температуры дымовых газов за турбиной (перед КУ) на постоянном уровне, связанное с надежностью работы блока в целом;

- характер изменения температуры перегретого пара высокого давления (рис. 4.3-в) в модели более динамичен, нежели реального тренда из архива АСУТП. Это можно объяснить тем, что, во-первых, в модели не учитывается инерционность датчика измерения температуры, а во-вторых, математическая модель КУ реализована с минимально заданной степенью сложности (использовано минимально необходимое число разбиений поверхностей нагрева на элементарные объемы). Поэтому отклонение модельного значения температуры перегретого пара высокого давления КУ от эксплуатационного на величину 5 ^{0}C не является критическим, поскольку не оказывает существенного влияния на конечный результат моделирования энергоблока ПГУ;

- коэффициент полезного действия ГТУ модельный (рис. 4.3-г, график 1) устанавливается на 1,5% выше эксплуатационного (рис. 4.3-г, график 2); объясняется это тем, что подсчет выполнен по разным формулам. В первом случае (рис. 4.3-г, график 1) по классической формуле (как отношение полезной работы к затраченной на ее производство энергии), во втором случае (рис. 4.3-г, график 2) по формуле, заложенной в расчет ПТК АСУТП, и учитывающей температуру поступающего топлива. Расчет модельного значения КПД ГТУ по этой же формуле (рис. 4.3-г, график 3) практически совпадает с эксплуатационным трендом, что лишний раз говорит о достаточно высоком качестве математической модели;

- коэффициенты полезного действия КУ, ПТ и блока ПГУ в целом (рис. 4.3-д, 4.3-е, 4.3-ж) сравнить с выходными трендами ТОУ из архива АСУТП не представляется возможным в виду их «отсутствия» в архиве АСУТП по коммерческим соображениям.

Можно предположить, что расхождение в подсчетах значения КПД ГТУ по классической и приведенной формулам в 1,5% может быть связано, с одной стороны, с неточностями используемых в нормативно-технических документах (НТД) инженерных методов расчета технической эффективности энергоблока, что требует, по-видимому, их совершенствования (уточнения), а с другой – с имеющимся дополнительным резервом эффективности работы ГТУ.

По результатам проведенных исследований могут быть даны рекомендации по оптимальному ведению режима энергоблока ПГУ. Для этого необходимо сравнить результаты, полученные посредством математической модели и протокола эксплуатации в двух моментах времени (см. рис. 4.2, 4.3):

1) при расходе топлива $B_г = 29863$ м^3/ч = 5,6 кг/с:

- режимная карта: $N_{гт2} = 92{,}99$ МВт, $G_{1к} = 325$ кг/с, $T''_{гт} = 480\ ^0$С (в диапазоне регулирования ВНА = const = 517 ^{0}С);

- реальная эксплуатация: $N_{гт2} = 95{,}16$ МВт, ВНА = 84,12% (если считать что полностью открыт при -5^0) = -9,76 ^{0}, $G_в = 333{,}884$ кг/с.

2) при расходе топлива $B_г = 25074$ м^3/ч = 4,7 кг/с:

- режимная карта: $N_{гт2} = 73{,}48$ МВт, $G_{1к} = 287$ кг/с (точно < 290 кг/с);

- реальная эксплуатация: $N_{гт2} = 74{,}66$ МВт, ВНА = 37,52% (если считать что полностью открыт при -5^0) = -23,744 ^{0}, $G_в = 295{,}725$ кг/с.

Наблюдаем, что в первом и во втором случае, приблизительно сохраняется разница по массовому расходу воздуха между реальной эксплуатацией и данными режимной картой, которая составляет: в первом случае, $\Delta G_в = G_в - G_{1к} = 8{,}884$ кг/с при $B_г = 29863$ м^3/ч и $T_{н.в.} = +26{,}6\ ^0$С, и во втором случае, $\Delta G_в = G_в - G_{1к} = 8{,}725$ кг/с при $B_г = 25074$ м^3/ч и $T_{н.в.} = +27{,}02\ ^0$С. При этом необходимо отметить, что массовый расход воздуха на входе в компрессор является неконтролируемой

величиной (см. глава 2), поэтому причина в сохраняющейся разнице (потери) заключается в некорректно заданном угле открытия ВНА компрессора.

Согласно инструкциям по эксплуатации для ГТУ-110 МВт блока ПГУ-325 [29] угол открытия ВНА определяется исходя из заданного расхода топлива, который в свою очередь корректируется в зависимости от температуры наружного воздуха.

Таким образом, с учетом проведенного анализа можно дать следующие рекомендации по арматуре «Силовой привод ВНА ГТУ-12»:

- угол открытия ВНА формируется по внутрипроизводственным инструкциям, по-видимому, некорректно (не соответствует заданному расходу топлива);

- в случае если заданный угол открытия ВНА определен корректно, то на РК ВНА существует нулевой пропуск воздуха, который оценивается в 8,7 кг/с.

Полученные результаты позволяют говорить о том, что математическая модель, выведенная на режим, соответствующий режимной карте блока, может использоваться как инструмент для выявления нарушений в работе ТМО и ЭТО станции.

4.3. Исследование влияния изменений температуры наружного воздуха на параметры ПГУ посредством математической модели

К внешним климатическим факторам относят изменение температуры, давления и влажности наружного воздуха. При этом изменение температуры наружного воздуха имеет сезонный низкочастотный тренд искаженный различного рода случайными вариациями. В целом влияние температуры носит нечеткий скрытый характер, что не позволяет экспериментально изучить особенность влияния температуры наружного воздуха на основные параметры блока.

В настоящей работе задача решается путем постановки вычислительных экспериментов на основе разработанной математической модели энергоблоков с ПГУ.

Постановка вычислительного эксперимента

Исследование влияния температуры наружного воздуха на работу ПГУ в режиме полублока было выполнено в 3 этапа (рис. 4.4):

1 этап. Запуск математической модели блока ПГУ и вывод ее на заданный режим (здесь показано для $T_{н.в.}$ = - 5 ^{0}C, на графиках участок кривых до момента подачи возмущения t= 0 сек, давление наружного воздуха принято постоянным 101,3 кПа).

2 этап. Исследование динамических характеристик блока по каналам влияния температуры наружного воздуха для полного диапазона нагрузок (115, 96 и 74 МВт). Момент нанесения внешнего возмущения на графиках показан вертикальной жирной пунктирной линией.

3 этап. Анализ результатов эксперимента. В проведенном вычислительном эксперименте принято, что температура изменяется экспоненциально с постоянной времени 180 сек.

Анализ результатов эксперимента

1) О влиянии температуры наружного воздуха.

При изменении температуры наружного воздуха (рис. 4.4-а), например, в сторону ее увеличения, угол открытия ВНА (рис. 4.4-б) не изменяется (расход топлива задан постоянным).

Однако видим, что плотность забираемого воздуха при этом снижается (рис. 4.4-в). Изменение плотности воздуха вызывает изменение его объемного (рис. 4.4-г) и массового (рис. 4.4-д) расходов на входе в компрессор. При этом массовый расход воздуха падает, а объемный расход увеличивается, что приводит к изменению температур и за компрессором (рис. 4.4-ж), и за ГТ (рис. 4.4-з) в сторону роста.

Не трудно также видеть, что при этом имеет место превышение технически безопасных значений параметров. Температура перегретого пара контура ВД (рис. 4.4-м) растет вслед за температурой уходящих газов за ГТ. При этом значение теплового потока на выходе ГТ (рис. 4.4-и) несколько увеличивается, мощность ГТ (рис. 4.4-к) снижается, а мощность ПТ (рис. 4.4-р) возрастает [72*].

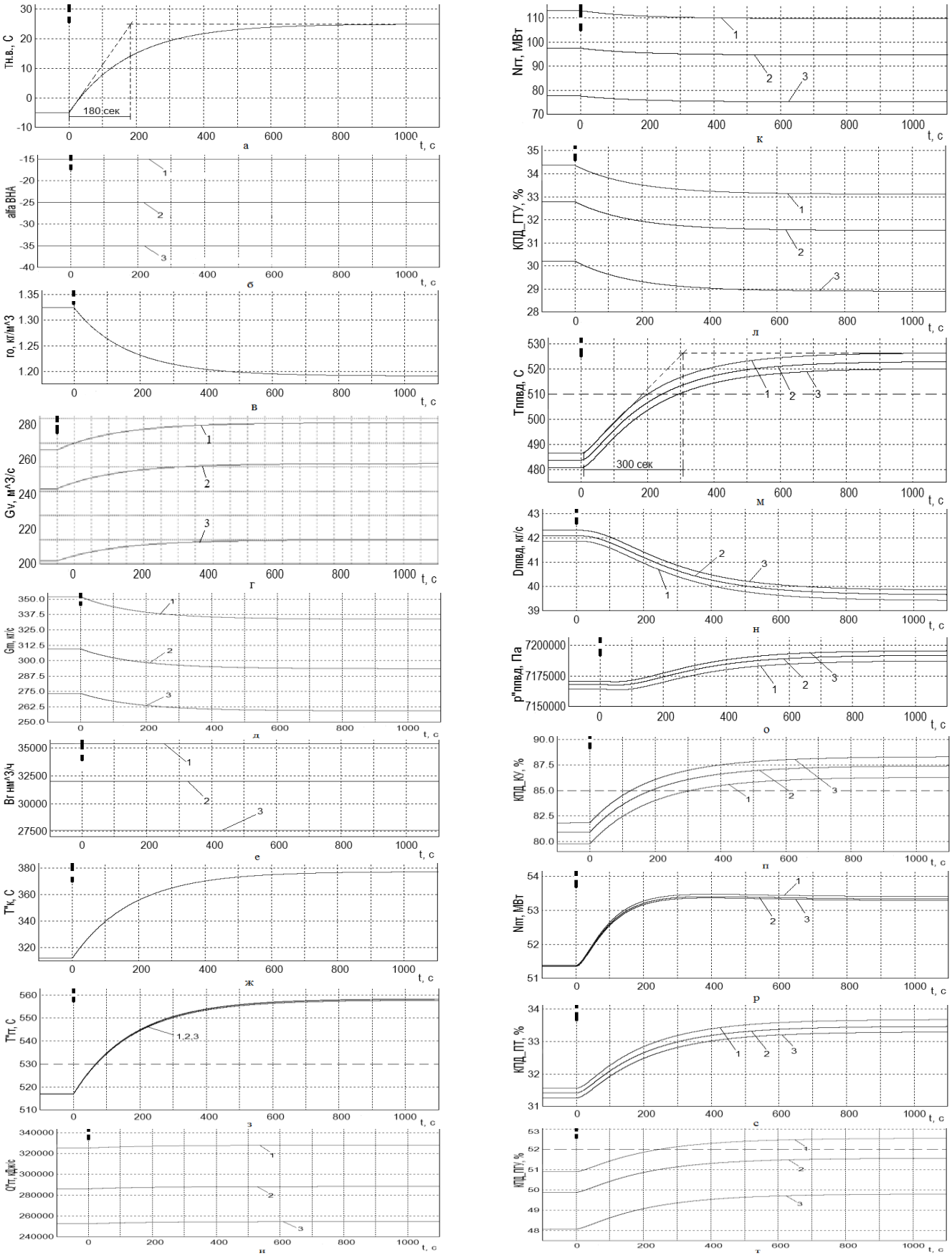


Рис. 4.4. Исследование влияния температуры наружного воздуха при работе ПГУ в режиме полублока на разных нагрузках: 1 – N= 115 МВт, 2 – N= 96 МВт, 3 – N= 74 МВт; горизонтальные пунктирные линии – верхние границы технологически безопасных значений параметров

Таким образом, на примере блока ПГУ-325 показано, что причиной изменений параметров блока является фактор неконтролируемого и не учитываемого изменения массового расхода общего воздуха. При этом, если обратить внимание, что тепловой поток на выходе ГТУ зависит не только от температуры, но и от расхода и теплоемкости уходящих газов, то требование поддержания температуры уходящих газов за ГТ (перед КУ) на постоянном уровне в 517 ^{0}С [30, 116] является недостаточно корректным [52*].

2) Об эффективности работы блока.

Результаты математического моделирования показывают, что при увеличении температуры наружного воздуха (рис. 4.4-а) происходит снижение значения КПД ГТУ приблизительно на 1% (рис. 4.4-л). При этом КПД КУ (рис. 4.4-п) за счет более высоких температур на входе теоретически может возрасти на 6,5%, ПТ – на 2 % (рис. 4.4-с), а КПД ПГУ (рис. 4.4-т) в целом на 2 % выше. Однако на практике этого не происходит, т.к. при этом необходимо снижать расход топлива.

Проведенные поисковые исследования [52*, 72*] на математической модели, на примере блока ПГУ-325 показали, что определяющим в нарушении расчетного режима фактором является неконтролируемое при естественных колебаниях температуры и давления наружного воздуха «плавающее» изменение массового расхода воздуха, подаваемого в компрессор ГТУ, которое приводит к изменению фактического значения КПД ГТУ и энергоблока в достаточно широком диапазоне.

4.4. К вопросу о совершенствовании функции технической эффективности энергоблоков ПГУ в структуре АСУТП для информационной поддержки оператора

Оператор современного автоматизированного энергоблока работает в системообразующей человеко-машинной структуре АСУТП, и эффективность его действий всецело зависит от качества информационной поддержки [8, 11, 131]. Однако, об изменениях оператор, как правило, не информируется, что

существенно усложняет его задачу многопараметрической многокритериальной оптимизации режима работы энергоблока.

Функциональные задачи управления в области АСУТП делятся на три большие группы (рис. 4.5): аварийное автоматическое управление (ТЗ), автоматическое регулирование (РЕГ) и логическое управление (ЛОГ), и дистанционное (оперативное) управление (ДУ).

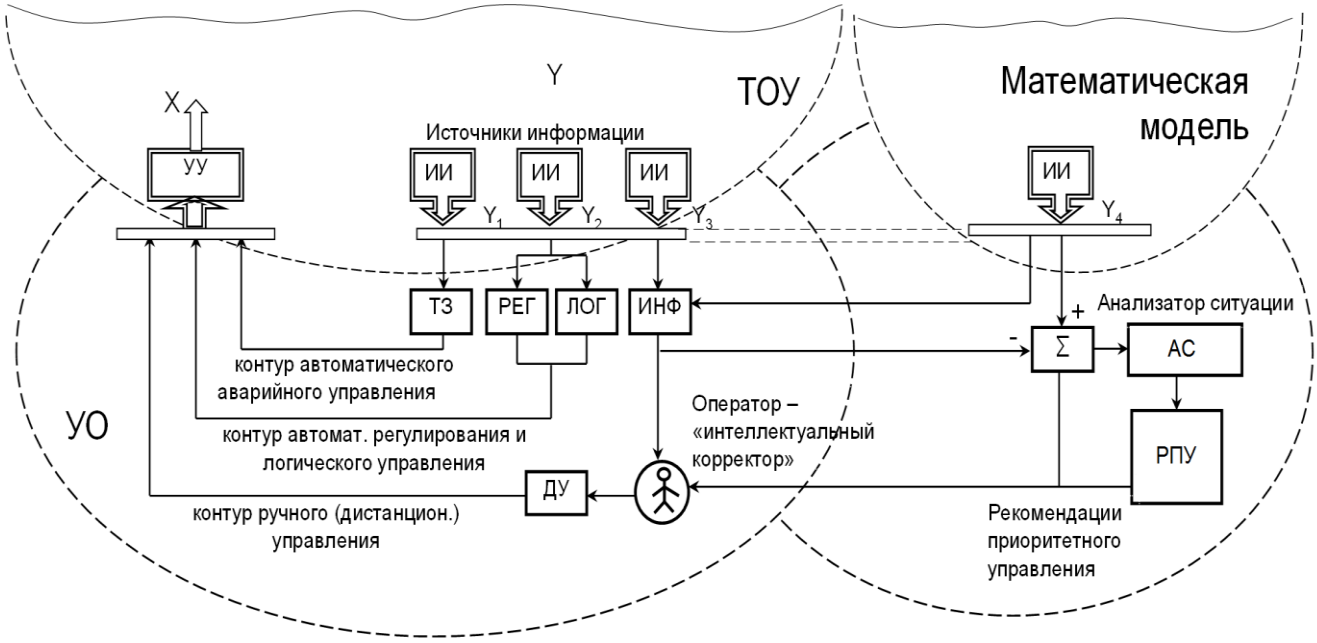


Рис. 4.5. Место разрабатываемой функции оценки технической эффективности энергоблоков ПГУ в многофункциональной структуре АСУТП энергоблоков ТЭС

Обозначено: ТОУ – технологический объект управления; УО – управляющий объект; УУ – устройство управления; ИИ – источник информации; ИНФ – информационная подсистема; ТЗ – технологическая защита; РЕГ – автоматическое регулирование; АС – анализатор ситуации; РПУ – рекомендации приоритетного управления; X – вектор управляющих (входных) воздействий; Y – вектор технологических параметров.

Совершенствование информационной (интеллектуальной) поддержки оператора путем развития информационных подсистем АСУТП представляется актуальным. При этом известно, что структурный синтез САУ также предопределяется эффективностью используемой в контуре управления информации (представительности используемых сигналов) [132, 133].

Обеспечить эффективность энергоблока при случайно изменяющихся режимных и внешних факторах, по-видимому можно, если оперативно оценивать допустимый предел работы энергоблока в данной конкретной ситуации. Например, в зависимости от температуры наружного воздуха граница оптимальной эффективности будет «плавающая». Отследить ее можно путем включения в контур управления эталонной математической модели (см. рис.4.5), которая при изменяющихся режимных и внешних факторах позволит определять верхнюю границу достижимой эффективности и вектор невязок $\overline{\Delta Y}$ (место основных потерь). Подсистема информационной поддержки оператора необходима для автоматического выявления причин нарушения технологических процессов и формирования рекомендаций по управлению ТМО.

Предложенный подход совершенствования информационной поддержки оператора отличается тем, что формируется вектор $\overline{Y}$ выходных параметров состояния оборудования (расходы, давления, температуры и др.), который сравнивается с базовыми (модельными) расчетами, рекомендуемыми режимной картой $\overline{Y_p}$.

С целью повышения точности формирования управляющих воздействий и оптимизации ведения режима энергоблока вектор входных управляющих воздействий $\overline{X}$ дополнительно вводят в математическую модель реального времени и формируют выходной вектор расчетной (модельной) траектории протекания процесса $\overline{Y_м}$ (прогнозируемой траектории протекания процесса по текущим данным режима работы оборудования). При этом вектор отклонений параметров текущего состояния оборудования от расчетных $\overline{Y} - \overline{Y_м} = \overline{\Delta Y}$ дополнительно выводят на устройства отображения информаций (интеллектуальная сигнализация).

При этом дополнительно формируют объективный показатель качества ведения режима, который вычисляется как интегральная оценка (ИО) от вектора отклонений $\overline{\Delta Y}$ на контрольном промежутке времени в виде комплексированного

выходного параметра управления качеством процесса, а также дополнительно формируется комплексированный сигнал по КПД энергоблока.

Информационная поддержка оператора основывается на полученных ранее результатах в части обобщенного термодинамического анализа эффективности энергоблока ПГУ, разработанной математической модели блока, определенных невязок по приоритетным координатам управления и определенным потерям на различных технологических участках блока ПГУ, чтобы оператор, получивший данную информацию, смог оперативно минимизировать эти потери.

По результатам работы математической модели, выведенной на режим, соответствующий режимной карте (входные параметры модели см. рис. 4.2) видно, что максимальные потери КПД энергоблока ПГУ на уровне 4%, по ПТ – 5%, для ГТУ – 2,5% (рис. 4.6).

В целом исследование невязок (отклонений) по основным режимным параметрам говорит о том, что наибольшие потери коэффициента полезного действия энергоблока определяются потерями утилизационной части (на паротурбинной установке).

Таким образом, разработанная имитационная модель энергоблока ПГУ в режиме реального времени формирует вектор отклонений параметров технологических процессов (эксплуатационного значения от оптимального, полученного согласно режимной карте). Оперативное отслеживание динамики КПД позволяет оператору принимать оперативные меры с целью устранения выявленных отклонений, и несет эффект обучения в режиме трудовой деятельности [113, 135-137].

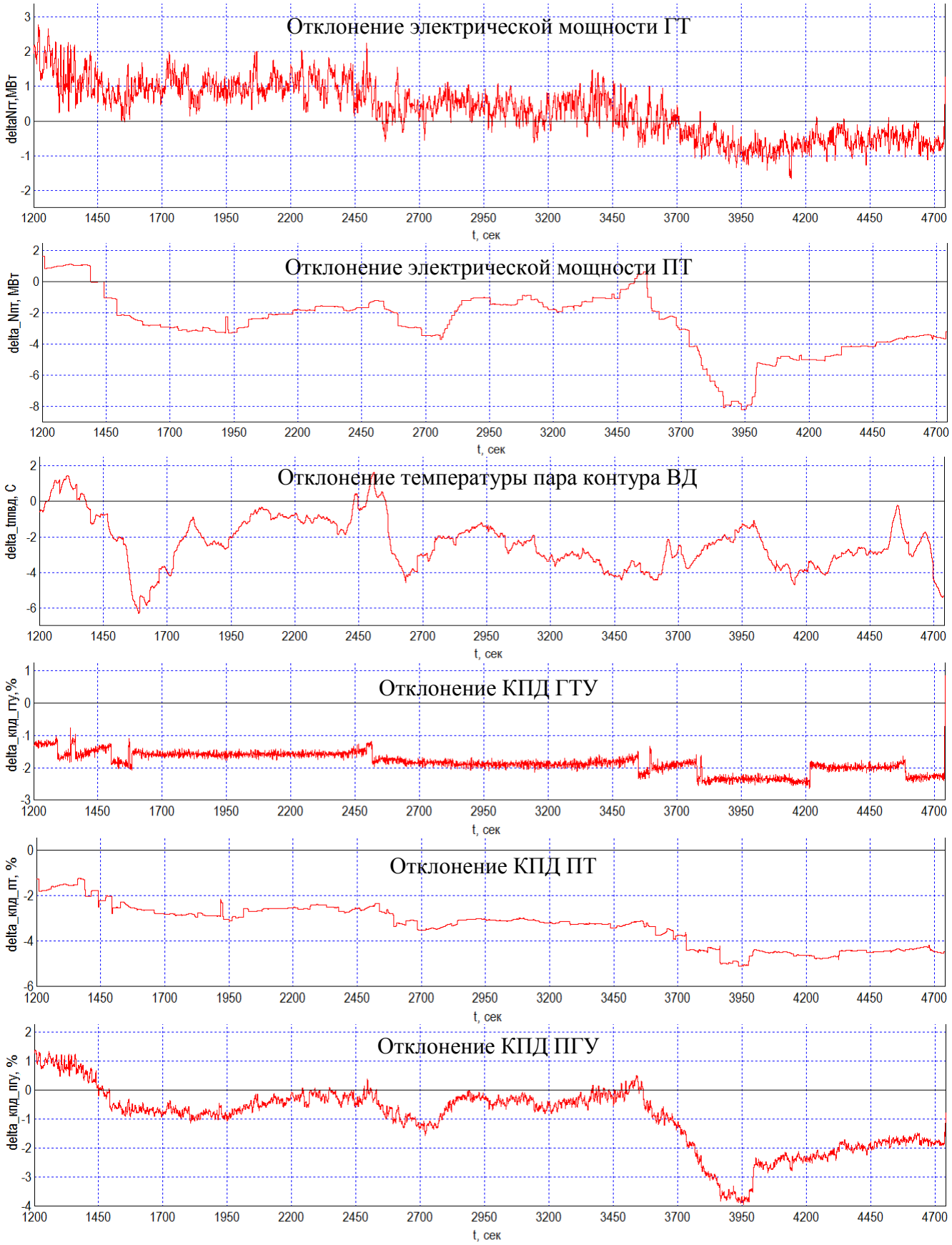


Рис. 4.6. Потери эффективности энергоблока

Форма представления дополнительной информации о ходе протекания технологических процессов может быть в виде видеограмм 3-х мерных поверхностей (рис. 4.7, 4.8), что однако требует согласования с эксплуатационным персоналом при практической реализации средствами того или иного ПТК и дополнительного обучения персонала.

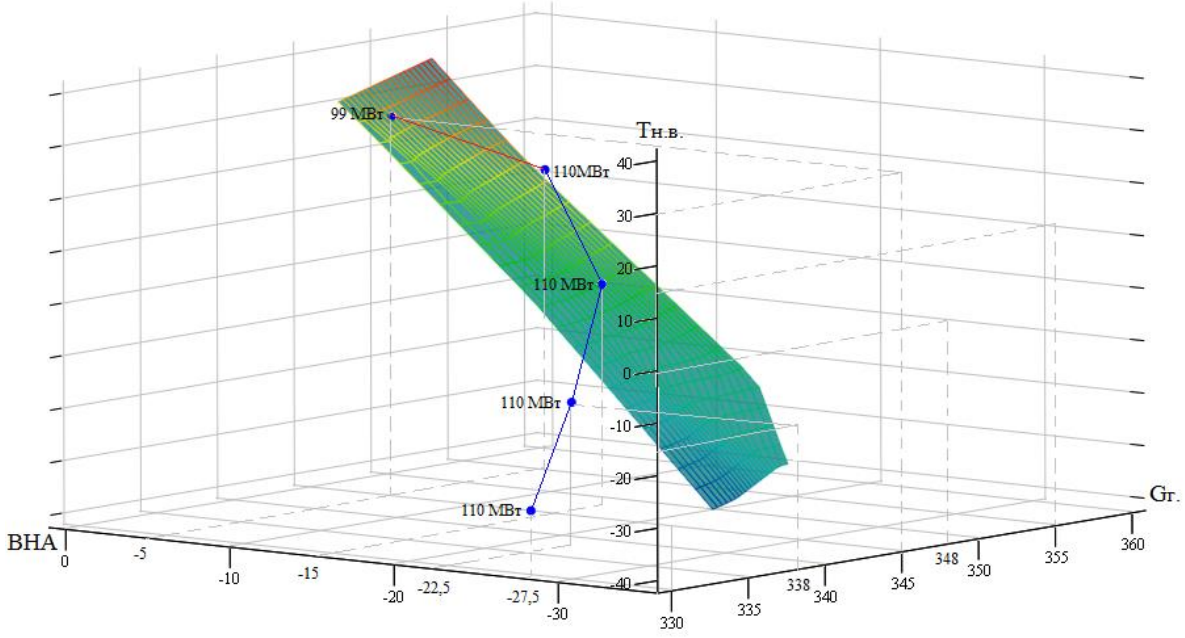


Рис. 4.7. Зависимость угла открытия ВНА
от расхода газов за турбиной и температуры наружного воздуха

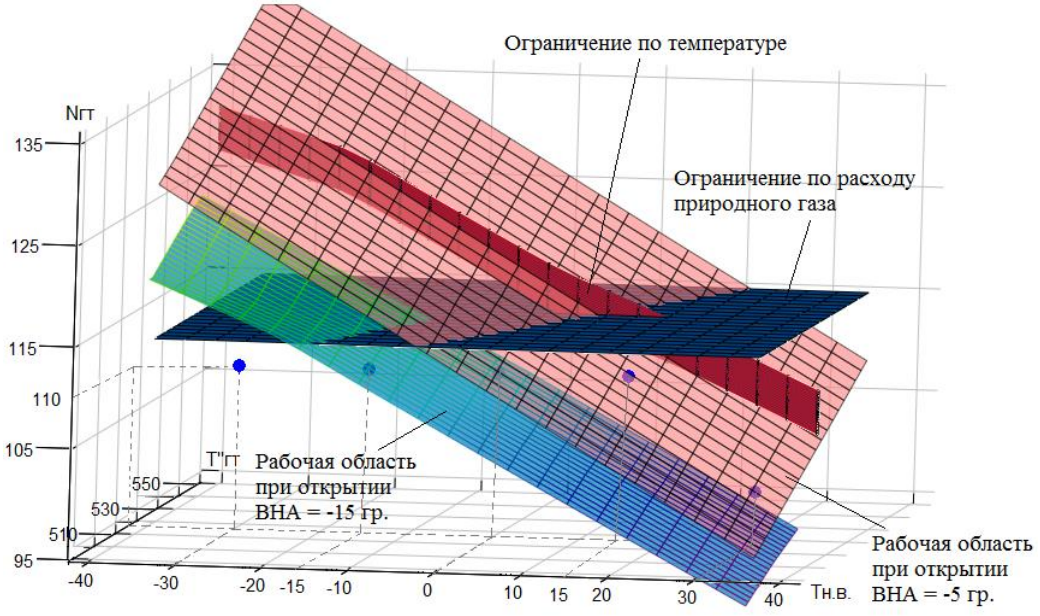


Рис. 4.8. Зависимость электрической мощности ГТУ от температуры газов за турбиной и температуры наружного воздуха при 2-х заданных степеней открытия ВНА

Полученные видеограммы 3-х мерных поверхностей позволяют более наглядно представить данные, а именно увидеть перегибы, места локальных минимумов и максимумов технологических параметров (рис. 4.7), технологические и режимные ограничения (рис.4.8).

Разработанная имитационная модель энергоблока ПГУ в режиме реального времени позволяет оценить степень влияния режимных факторов на эффективность работы блока. Методику оценки степени влияния режимных факторов на эффективность работы энергоблока рассмотрим на примере ГТУ.

Шаг 1. Формула КПД ГТУ (в главе 1, п. 1.2) была раскрыта до уровня входных параметров модели $\eta_{гту} = f(B_г, G_{в_общ}, P^{"}_к, P_{н.в.}, T_{н.в.})$ с принятием ряда допущений.

Шаг 2. С помощью математического пакета MathCad были найдены частные производные $\frac{d\eta_{ГТУ}}{dB}(B_г, G_{в_общ}, P^{"}_к, P_{н.в.}, T_{н.в.})$, $\frac{d\eta_{ГТУ}}{dG}(B_г, G_{в_общ}, P^{"}_к, P_{н.в.}, T_{н.в.})$ по двум основным входным параметрам: расход топлива (природный газ) и массовый расход воздуха.

Шаг 3. Реализация выражений в составе работающей модели энергоблока в среде имитационного моделирования VisSim.

Шаг 4. Формирование вектора оценки скорости влияния входных параметров на значения КПД газотурбинной установки ранжированных в порядке убывания чувствительности (приоритетность управления).

Результаты проведенных исследований показали, что частная производная по расходу уходящих газов за ГТ много больше частной производной по расходу топлива $\frac{d\eta_{ГТУ}}{dG} >> \frac{d\eta_{ГТУ}}{dB}$, а именно при нагрузке ГТУ равной 87 МВт, значения частных производных равны: $\frac{d\eta_{ГТУ}}{dG} = 0{,}446$ и $\frac{d\eta_{ГТУ}}{dB} = 0{,}0365$.

Анализ оценки уровня влияния режимных факторов на КПД ГТУ и исследование ее значения при изменении (в отдельности) только одного входного параметра (расхода топлива, расхода воздуха) показано на рисунке 4.9.

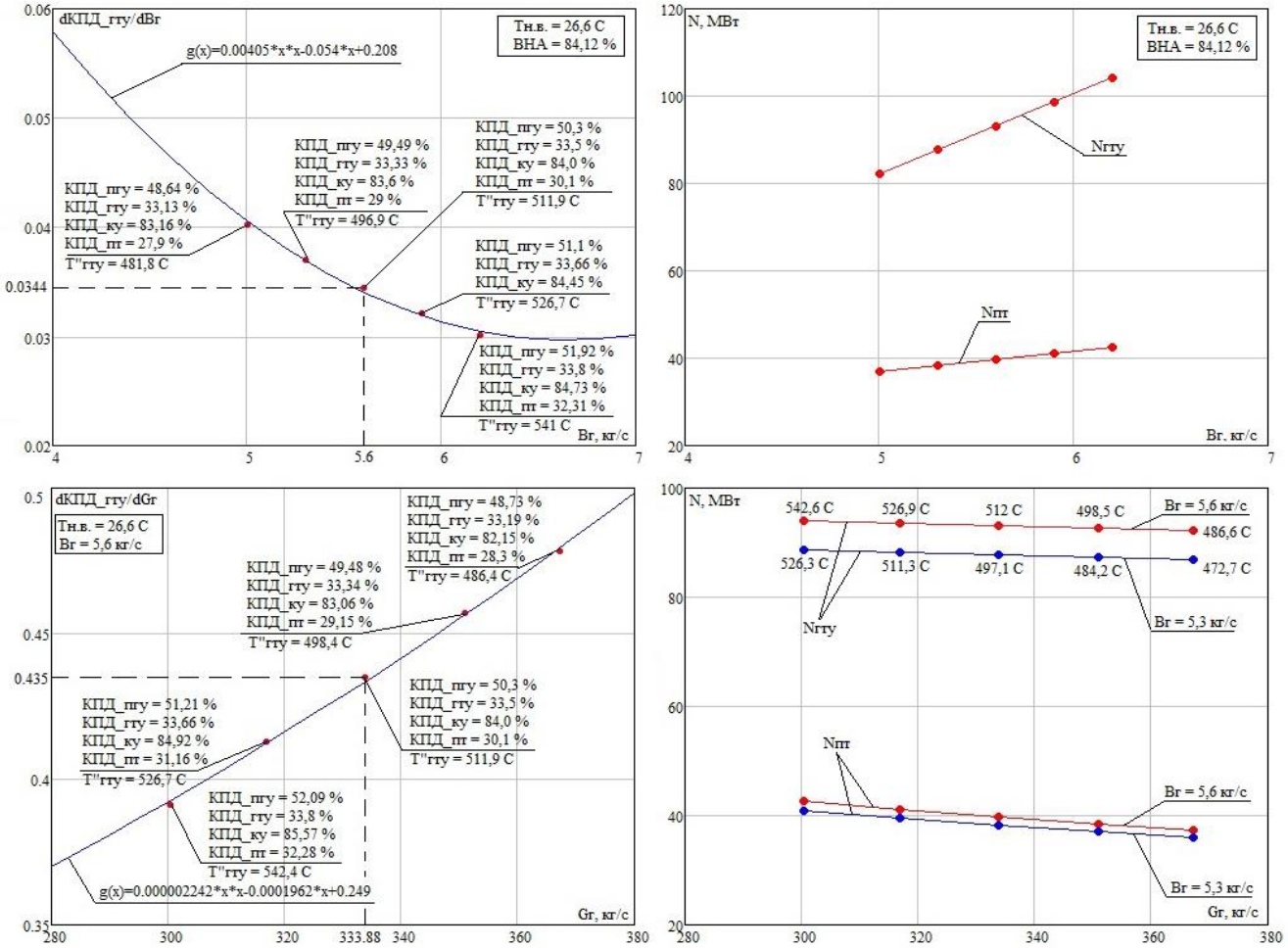


Рис. 4.9. Оценка уровня влияния режимных факторов на КПД ГТУ

Не трудно видеть, что с увеличением подачи топлива скорость изменения КПД снижается, а при увеличении расхода уходящих газов – скорость изменения КПД увеличивается (рис. 4.9). Приоритетность в управлении по изменению расхода воздуха, приведет к большему влиянию на значение КПД ГТУ по сравнению с управлением направленного на изменение расхода топлива.

При изменении режимных факторов КПД ГТУ варьируется в узком диапазоне от 33,19 до 33,8 %, при этом область изменения КПД паросиловой части (КУ+ПТ) составляет от 23,2 до 27,37 %. (рис. 4.10). Поэтому при изменении режимных факторов изменение КПД блока ПГУ будет во многом предопределяться изменением КПД паросиловой части энергоблока.

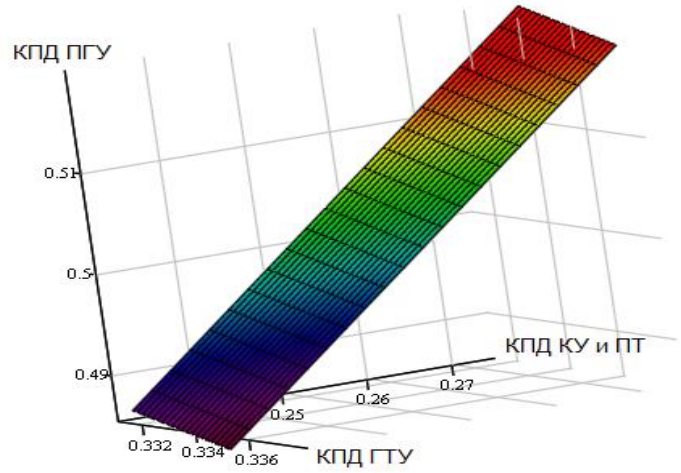


Рис. 4.10. Рабочая область изменений КПД энергоблока
в зависимости от КПД ГТУ и ПТУ

Таким образом, на основе разработанной многопараметрической математической и имитационной моделей энергоблока ПГУ, при работе ее в режиме реального времени на отдельном компьютере-модели в технической структуре АСУТП, могут быть сформированы тренды изменений КПД ГТУ, КУ, ПТ и блока ПГУ в целом (информационный режим слежения). Модель позволяет определять невязки по приоритетным координатам управления и оценивать степень влияния режимных факторов на эффективность работы блока. Тем самым, сопровождать ТОУ на стадии эксплуатации и давать оператору информацию, где у него и на каком оборудовании снижается эффективность. Путь его дальнейших действий будет зависеть от конкретного текущего состояния оборудования.

4.5. Результаты и выводы по 4 главе

1. Разработана методика настройки полимодельного комплекса энергоблока с ПГУ на заданный режим при изменяющихся внешних климатических и режимных условиях, отличающаяся тем, что в процессе настройки модели уточняются параметры изменяемой (варьируемой) части, а ее инвариантная часть остается без изменений, а именно: уточняются начальные условия и коэффициенты модели, подстраиваются входные параметры модели, уточняются перепады давлений в поверхностях нагрева, корректируются начальные условия

интегрирования, проверяются результаты модели в режиме, соответствующему тепловому расчету (до и после изменяющихся внешних и режимных условиях), тестируются переходные процессы при изменении нагрузки.

2. Разработана методика и определена интегрированная оценка меры адекватности нелинейных математических моделей (полимодельных комплексов) при изменяющихся режимных и внешних климатических условиях. Результаты анализа проведенных многосторонних исследований показали, что математическая и имитационная модели обладают достаточной точностью и могут быть использованы для выполнения последующих содержательных этапов функционального проектирования.

3. Результаты поисковых исследований показали, что ключевыми (критическими) факторами влияния изменений температуры наружного воздуха на параметры ПГУ являются неконтролируемое изменение массового расхода общего воздуха, подаваемого в компрессор ГТУ, и изменение температуры воздуха за ним.

4. Результаты вычислительных экспериментов по оценке степени влияния режимных факторов на эффективность работы энергоблока показали, что приоритетность в управлении по изменению расхода воздуха приведет к большему влиянию на значение КПД ГТУ по сравнению с управлением направленного на изменение расхода топлива.

5. Разработаны алгоритмические основы функции информационной поддержки оперативного управления. Данная интеллектуальная функция позволяет в режиме реального времени формировать вектор отклонений параметров технологических процессов (эксплуатационного значения от оптимального, полученного согласно режимной карте) в структуре модели и определять место основных потерь на технологических участках энергоблока ПГУ. Отслеживание динамики КПД позволяет оператору принимать оперативные меры с целью устранения выявленных отклонений и несет эффект обучения в режиме трудовой деятельности.

ГЛАВА 5. РАЗРАБОТКА И ИССЛЕДОВАНИЕ АВТОМАТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ РЕГУЛИРОВАНИЯ МОЩНОСТИ ГТУ И ПГУ С УЧЕТОМ ИЗМЕНЯЮЩИХСЯ РЕЖИМНЫХ И ВНЕШНИХ КЛИМАТИЧЕСКИХ ФАКТОРОВ

5.1. Анализ способов регулирования подачи топлива и воздуха в камеру сгорания ГТУ

Задача автоматического регулирования мощности ГТУ в различных режимах их работы всегда была в центре внимания ученых и специалистов [10, 65, 66,78, 93, 96, 146, 147, 153 и др.]. В частности, по результатам анализа проведенных патентно-информационных исследований (ПИИ) [68*] выявлено свыше 2 тыс. патентов в области исследований. Среди них особый интерес в аспекте управления ГТУ и ПГУ представляют способ «Управления положением направляющих аппаратов компрессора газотурбинного двигателя»[3] [66], система «Автоматического регулирование мощности парогазовой установки с воздействием на регулирующие органы газотурбинной установки и паровой турбины»[4] [65]. Из области систем автоматического управления двигателями летательных аппаратов - способ «Управления газотурбинным двигателем»[5] [10]. При этом, не смотря на множество технических решений в области конструкции и управления ГТУ и ПГУ, проблема структурного синтеза системы регулирования подачи топлива и воздуха в условиях изменяющихся режимных и внешних климатических факторов до сих пор остается актуальной как при управлении газотурбинными двигателями летательных аппаратов, так и в энергетике.

Обобщая и развивая известные решения, представим в виде укрупненных формул [22, 107] возможные варианты способов регулирования мощности ГТУ и ПГУ энергоблоков.

---

[3] Патент № 2432501, МПК F04D 27/00, 2011.

[4] Патент РФ № 2361092, МПК F01K 13/02, 2009.

[5] С. 181, рис. 4.6, Боднер В.А., Рязанов Ю.А., Шаймарданов Ф.А. «Системы автоматического управления двигателями летательных аппаратов», М., «Машиностроение», 1973. – 247 с.

Типовой подход, в рамки которого укладываются практически все известные технические решения (далее «типовая» схема).

Регулятор мощности воздействует на задание регулятору расхода топлива (РТ), при этом угол открытия ВНА компрессора изменяют пропорционально расходу топлива (рис. 5.1). Фактор влияния внешней среды, как правило, не учитывается (а), либо учитывается косвенно (б) путем автоматизированной коррекции задания РТ в зависимости от температуры наружного воздуха.

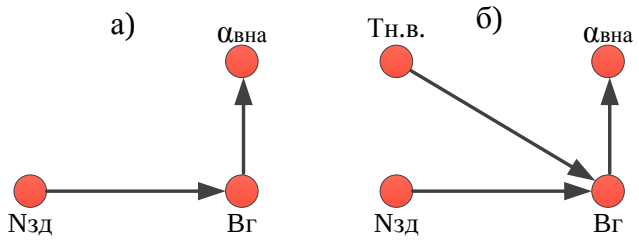


Рис. 5.1. Формула типовой схемы «мощность – топливо – воздух»

При управлении энергоблоком влияние изменений внешних параметров среды (температуры и давления воздуха) на входе в компрессор во всех случаях связывается с частотой вращения ротора двигателя и подачей топлива в камеру сгорания. В этих условиях фактическое значение КПД энергоблока имеет «плавающий» характер и может изменяться в достаточно широком диапазоне.

Общая проблема рассмотренных способов, систем и устройств управления газотурбинными двигателями и парогазовой установкой в целом заключается в том, что отсутствует необходимое регулирование подачи воздуха. При этом, как было выше показано, при изменениях параметров наружного воздуха имеет место отклонение параметров ГТУ и энергоблока от расчетных и дисбаланс сложной системы [145*]. Иными словами, недостаток «типовой» схемы и известных способов управления газотурбинным двигателем обусловлен тем, что при управлении энергоблоком при изменениях его нагрузки, температуры и давления воздуха на входе в компрессор, прежде всего, изменяют подачу топлива в камеру сгорания, а это ведет к рассогласованию (дисбалансу) параметров блока, и нарушению режима ГТУ и парогазового блока в целом.

Например, в способе [66] при изменениях температуры и давления воздуха на входе в компрессор командное управление направлено на восстановление приведенной частоты вращения ротора двигателя, при этом исполнительный механизм привода управления направляющими аппаратами компрессора перемещают по соотношению некоторых косвенных показателей.

При заданной мощности энергоблока известный способ [66] не позволяет получить технически безопасные (расчетные) выходные параметры ГТУ, расчетную техническую эффективность ГТУ и парогазового блока в целом, поскольку непосредственная причина возникновения дисбаланса, связанная с неконтролируемыми изменениями массового расхода воздуха, не устраняется.

При этом эффективность работы ПГУ зависит не только от эффективной работы ГТУ, а прежде всего от эффективности паровой утилизационной части энергоблока, которая определяется параметрами теплового потока дымовых газов перед котлом утилизатором.

Система регулирования мощности ПГУ с воздействием на регулирующие органы (РО) ГТУ и ПТ [65] имеет тот же недостаток. При управляющих воздействиях на РО ГТУ и ПТУ не учитываются изменяющиеся факторы внешней среды, которые приводят к неконтролируемым вариациям режимных параметров энергоблока (температуры уходящих газов за КС и ГТУ, активной мощности ГТ и др.), неэффективной работе ГТУ, утилизационной части ПГУ и энергоблока в целом.

Если при этом обратить внимание на требование физики ГТ – процесса: «топливо впрыскивается в сжатый воздух» [29, 120], то необходимо рассмотреть принципиально иные способы структурных построений схем регулирования подачи топлива и воздуха в КС ГТУ.

«Перевернутая» схема. Регулятор мощности воздействует на регулятор угла открытия ВНА, а в зависимости от угла открытия ВНА и температуры наружного воздуха формируется значение расхода топлива (соотношение воздух-топливо) (рис. 5.2).

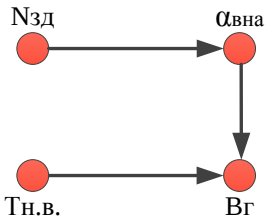


Рис. 5.2. Формула «перевернутой» схемы «мощность – воздух – топливо»

В «перевернутой» схеме необходимое количество топлива формируется по заданному потоку воздуха. Иными словами, требование подачи топлива в сжатый воздух выполняется. Однако учет фактора влияния внешней среды в таком решении остается еще открытым.

«Перевернутая» схема со стабилизацией массового расхода воздуха. Выше было показано, что ключевым фактором влияния изменений температуры наружного воздуха на параметры блока является неконтролируемое изменение плотности и, соответственно, массового расхода общего воздуха. В «перевернутой» схеме со стабилизацией массового расхода воздуха регулятор мощности воздействует на корректор массового расхода воздуха, тем самым корректируя его задание (рис. 5.3).

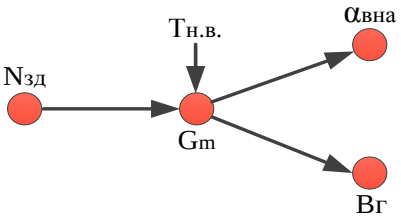


Рис. 5.3. Формула «перевернутой» схемы
«мощность – массовый расход воздуха – топливо»

Стабилизация массового расхода воздуха достигается за счет коррекции угла открытия ВНА в зависимости от изменения массового расхода воздуха на входе в компрессор ГТУ. В этой схеме заданное значение массового расхода воздуха определяется регулятором более высокого уровня [145*, 152*, 154*].

Таким образом, способ регулирования расхода воздуха, подаваемого в КС ГТУ посредством компрессора, путем изменения угла открытия ВНА компрессора, отличающийся тем, что измеряют поступающий в компрессор

массовый расход воздуха, который стабилизируют на заданном уровне, при этом скорость изменения угла открытия ВНА компрессора ограничивают максимально допустимой скоростью нагружения ГТ, и ключевой фактор влияния внешней среды полностью учитывается в процессе регулирования нагрузки ГТ.

5.2. Способ управления мощностью ГТУ энергоблока ПГУ при обеспечении расчетной эффективности

Эффективность работы бинарного энергоблока связана с обеспечением расчетного КПД утилизационной части энергоблока и определяется проблемой поддержания оптимального теплового потока за ГТ. В известных схемах эта задача решается путем поддержания температуры дымовых газов за ГТ. Т.е. на РТ возлагаются две задачи: регулятора мощности ГТУ и регулятора температуры, что с позиции теории структурного синтеза нельзя признать корректным решением.

«Перевернутая» схема со стабилизацией массового расхода воздуха и коррекцией теплового потока за ГТУ. Поскольку температура уходящих газов за ГТ как показатель теплоты не учитывает изменения расхода газов за ГТ, что весьма существенно при изменении температуры наружного воздуха, то задача в целом сводится к требованию поддержания соответствующего теплового потока за ГТ (рис. 5.4).

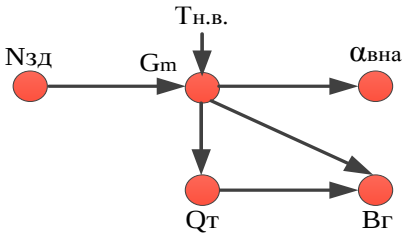


Рис. 5.4. Формула «перевернутой» схемы
«мощность – массовый расход воздуха – теплота – топливо»

Коррекция теплового потока за ГТУ достигается путем соответствующего изменения расхода подаваемого в камеру сгорания топлива по факту изменения массового расхода воздуха.

При работе в базовом режиме для улучшения динамических характеристик регулирования мощности схему рис. 5.4 можно представить в виде (рис. 5.5), когда регулятор мощности ГТ воздействует на корректор массового расхода воздуха и на корректор теплового потока одновременно.

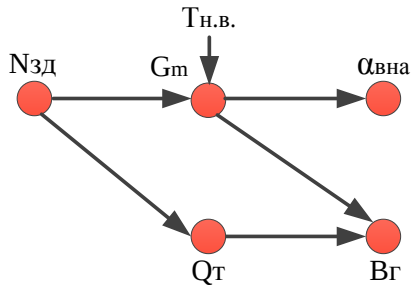


Рис. 5.5. Формула «перевернутой» схемы
«мощность – массовый расход воздуха и теплота – топливо»

Объясняется это тем, что тепловой поток есть сложная функция, одним из параметров которой является массовый расход воздуха, то сформированное тепловому потоку задание от регулятора мощности ГТ будет соответствовать оптимальному значению теплоты только на одной нагрузке ГТ.

Таким образом, по результатам анализа вариантов возможных способов регулирования мощности ГТУ формула «перевернутой» схемы «мощность – массовый расход воздуха – теплота – топливо» полностью удовлетворяет требованиям обобщенного термодинамического анализа эффективности сложной системы и наиболее полно учитывает исследуемые факторы (рис. 5.6).

Заданная электрическая мощность ГТУ обеспечивается путем изменения массового расхода воздуха, поступающего в компрессор ГТ (рис.5.6, направленная ветвь «$N_{гт}$-G_m») и соответствующей подачи топлива «G_m-$B_г$» в КС. При этом заданная электрическая мощность ГТУ определяется в зависимости от суммарной мощности блока (рис.5.6, направленная ветвь «$N_{\sum}$-$N_{гт}$»).

Для обеспечения эффективности утилизационной части энергоблока тепловой поток уходящих дымовых газов за ГТ необходимо поддерживать постоянным, предпочтительно на максимально достижимом уровне путем коррекции расхода топлива в камеру сгорания ГТ (рис.5.6, направленная ветвь

«$Q_т$-$B_г$»). Значение теплового потока определяется в зависимости от фактического массового расхода воздуха (рис.5.6, направленная ветвь «G_m-$Q_{зд}$»), другими словами при изменении режимных и климатических факторов значение максимального уровня теплоты корректируется пропорционально изменениям массового расхода воздуха. Возможно использование динамической связи «$N_{гт}$-$Q_{зд}$» в базовом режиме. Динамическая связь «G_m-$B_г$» обеспечивает оптимальное соотношение между заданным расходом воздуха и необходимым расходом топлива в переходных режимах.

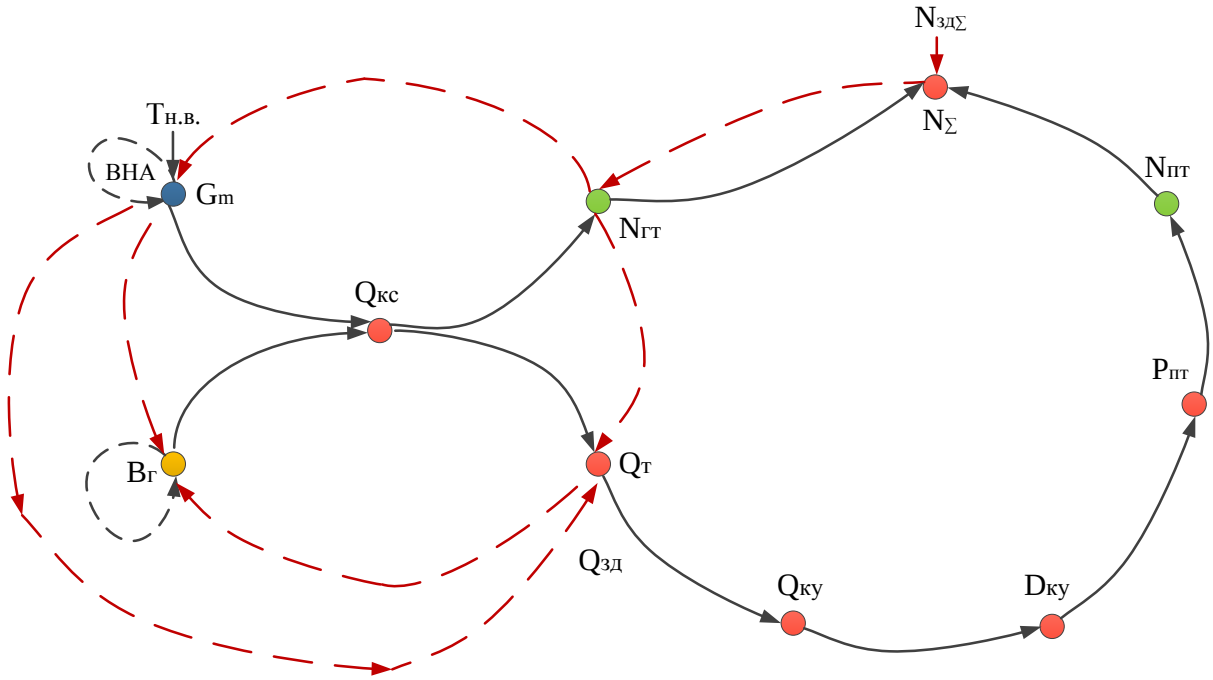


Рис. 5.6. Потоковый граф ПГУ с ветвями сигнальных командных управлений:
——— - технологическая связь;
— — - информационная связь.

На рис. 5.6 обозначено: $B_г$ – расход топлива подаваемый в камеру сгорания, кг/с; G_m – массовый расход воздуха подаваемый в КС посредством компрессора, кг/с; $T_{н.в.}$ – температура наружного воздуха, ^{0}C; $N_{гт}$ – электрическая мощность ГТ, Вт; $Q_т$ – тепловой поток дымовых газов на выходе ГТ, Дж; $Q_{ку}$ – тепловой поток дымовых газов на входе в КУ, Дж; $D_{ку}$ – расход пара, кг/с; $P_{пт}$ – давление пара на входе в ПТ, Па; $N_{пт}$ – электрическая мощность ПТ, Вт; $N_{\sum}$ – суммарная электрическая мощность ПГУ, Вт.

В аспекте обеспечения гарантированной всережимной эффективности бинарных энергоблоков в целом критерием качества АСР мощности энергоблока предлагается принять критерий максимально достижимого значения КПД ПТУ.

Строго говоря, это означает, что должна быть поставлена задача вычисления смешанного экстремума (максимина и/или минимакса). При этом максимин как критерий оптимальности можно интерпретировать как наибольший выигрыш из тех, которые могли быть достигнуты (как гарантированный выигрыш). Минимакс - как наименьшие потери, которые нельзя предотвратить в наихудших обстоятельствах.

Задача вычисления смешанного экстремума аналитическим путем представляется достаточно сложной, поэтому для получения решения применяют, как правило, вычислительные методы [127]. Для бинарного энергоблока задача гарантированной эффективности ПТУ в настоящей работе сводится к задаче автоматического поддержания теплового потока перед КУ в условиях изменяющихся режимных и внешних климатических (температура наружного воздуха) факторов.

Информационная структура «перевернутой» схемы способа регулирования мощности ГТУ и ПГУ имеет иерархическое построение, при котором регулятор мощности энергоблока (РМ ПГУ) выполняет задачи верхнего уровня САУМ (рис. 5.7).

Структурный синтез САУ выполнен по формуле «мощность – массовый расход воздуха – теплота – топливо» со стабилизацией массового расхода воздуха и коррекцией теплового потока за ГТУ.

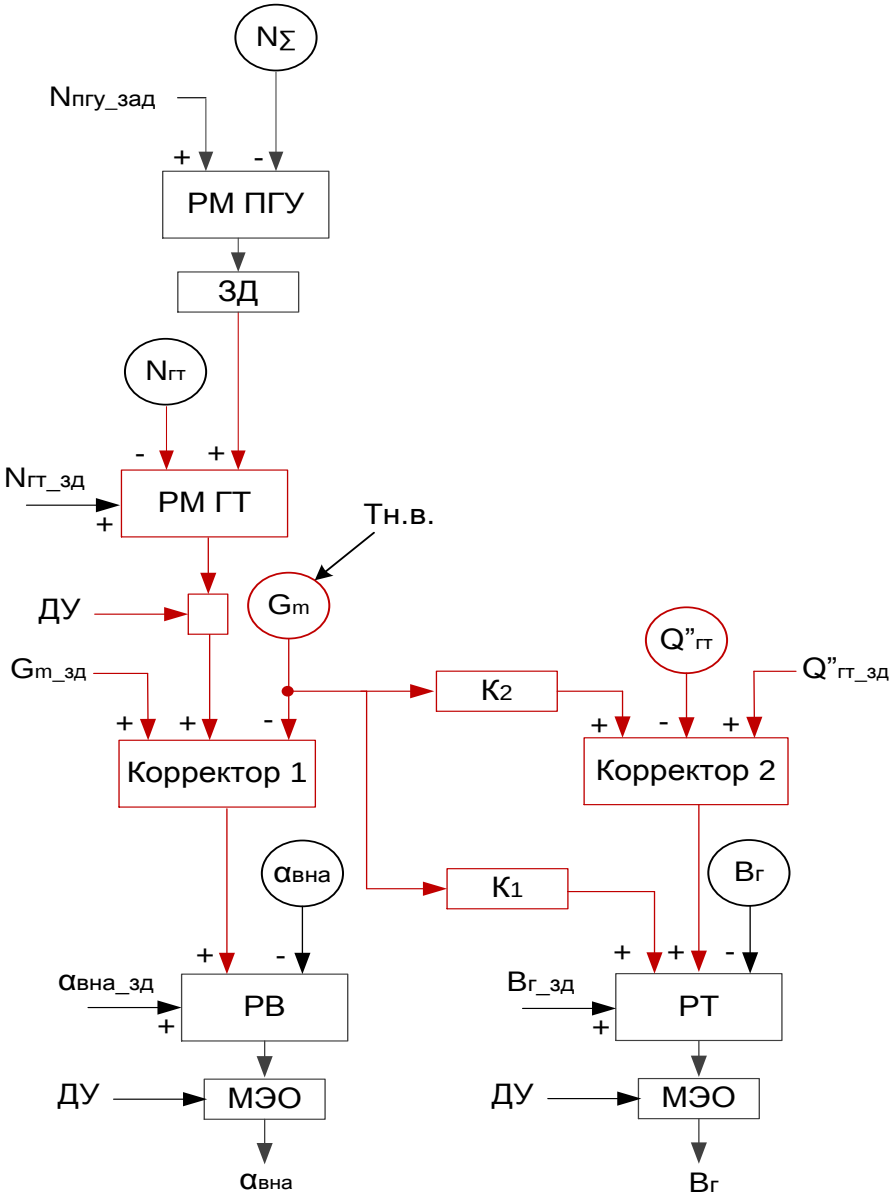


Рис. 5.7. Информационная структура
способа регулирования мощности ГТУ
(подачи воздуха в компрессор и топлива в КС)

Дополнительно формируются комплексированные сигналы по массовому расходу воздуха G_m и по теплоте $Q''_{гт}$ за ГТУ.

Сигнал по массовому расходу воздуха G_m в практике АСУТП ТЭС, в том числе при регулировании ГТУ, ранее не применялся. Этот сигнал может быть сформирован, например, путем комплексирования сигналов по выражению [57]:

$$G_m = k \cdot \frac{p_в^*}{\sqrt{T_в^*}} \cdot q(\lambda_в) \cdot F_в \ , \qquad (5.1)$$

где G_m – оценка массового расхода воздуха, кг/с; k=0,0404 $(кг·К/Дж)^{0,5}$ – размерный коэффициент, зависящий от показателя адиабаты и газовой постоянной воздуха; $F_в$ – площадь проточной части на входе в двигатель, которая изменяется при изменении положения направляющего аппарата, $м^2$; $q(\lambda_в)$ – относительная плотность потока (методика расчета по [155], см. приложение 3); $T_в^*$ – полная температура воздуха ($T_в^* = T_{н.в.}+273$), $^0К$; $T_{н.в}$ – температура наружного воздуха, $^0С$; $p_в^*$ – полное давление воздуха ($p_в^*=P_{н.в.}+h^*_в·9,81$), Па; $P_{н.в}$ – давление наружного воздуха, Па; $h^*_в$ – избыточное над атмосферным полное давление на входе в компрессор, мм.вод.ст.

5.3. Методика параметрической оптимизации и результаты исследования АСР мощности ГТУ энергоблока ПГУ

Расчетная структура «перевернутой» схемы регулирования мощности ГТУ и ПГУ представляет собой САУ, в которой несколько взаимосвязанных контуров (рис. 5.8).

Регулятор угла открытия ВНА компрессора по сигналу от датчика положения исполнительного механизма (ИМ) стабилизирует заданное положение ВНА компрессора в соответствие с сигналом от задатчика *(контур стабилизации положения ВНА)*. Регулятор подачи топлива поддерживает расход топлива в соответствие с заданным блоком соотношением «воздух-топливо», получая сигнал обратной связи от датчика расхода топлива и воздействуя на ИМ управления клапаном расхода топлива в камеру сгорания.

Корректирующий регулятор с задатчиком и сигналом по массовому расходу воздуха оптимизирует заданное положение ВНА при изменениях внешних факторов *(контур беспоисковой оптимизации открытия ВНА путем стабилизации массового расхода воздуха)*.

Заданное значение массового расхода воздуха изменяется при этом по командному сигналу от регулятора мощности ГТУ с сигналом обратной связи от датчика электрической мощности газовой турбины (*контур стабилизации*

мощности ГТУ, заданной регулятором мощности блока как системой более высокого уровня).

При этом корректирующий регулятор с сигналом по тепловому потоку за газовой турбиной формирует командный сигнал на регулятор топлива, поддерживая расход топлива в камеру сгорания по фактическому тепловому потоку за ГТ на заданном предпочтительно максимальном значении (*контур стабилизации теплового потока за ГТ*). Значение заданного уровня теплового потока при изменениях нагрузки ГТ и внешних факторов формируется по фактическому значению массового расхода воздуха.

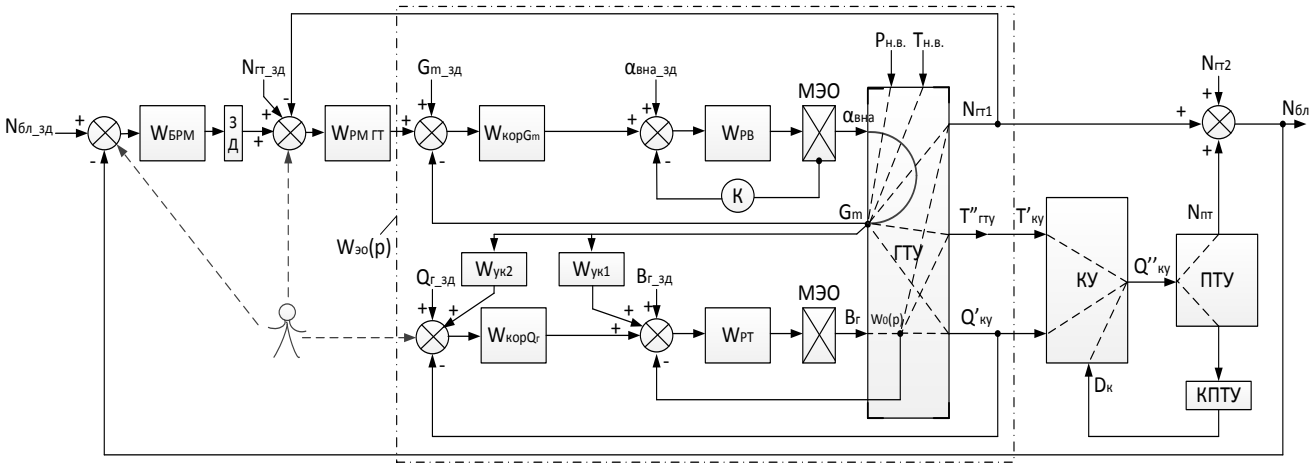


Рис. 5.8. Расчётная структура АСР мощности ГТУ энергоблока ПГУ (пунктиром показаны точки возможной интеллектуальной коррекции оператором)

На схеме обозначены: ГТУ, КУ и ПТУ как объекты управления, конденсатор ПТУ (КПТУ), задатчик скорости нагружения ГТ (ЗД), коэффициент жесткой обратной связи (К), механизм электрический однооборотный (МЭО), передаточные функции: блочного регулятора мощности ($W_{БРМ}$), регулятора мощности ГТ ($W_{РМ\ ГТ}$), регулятора расхода топлива ($W_{РТ}$), регулятора воздуха ($W_{РВ}$), корректора теплового потока ($W_{корQг}$), стабилизатора расхода воздуха ($W_{корGm}$), устройств компенсации ($W_{ук1,}$ $W_{ук2}$).

В схеме обозначены сигналы: $B_г$ – расход топлива (природный газ), $N_{гт1}$ – мощность ГТ1, $N_{гт2}$ – мощность ГТ2, $N_{бл}$ – мощность блока, $\alpha_{вна}$ – угол открытия ВНА, $T_{н.в.}$, $P_{н.в.}$ – температура и давление наружного воздуха соответственно, $Q^{”}_{ку}$ – тепловой поток на входе в КУ, G_m – массовый расход воздуха.

Требования и ограничения

1. Скорость изменения задания по мощности ГТ составляет 0,5 МВт/с (30 МВт/мин) согласно требованию инструкции по эксплуатации [30].

2. Предельная скорость изменение температуры уходящих газов за ГТ равна 15 ^{0}С/мин, скорость роста температуры пара ВД – не более 4 ^{0}С/мин [96].

3. Максимально допустимые отклонения параметров в установившемся режиме [96]: выходная электрическая мощность на выводных клеммах электрогенератора ГТ $\pm 1{,}1$ МВт; температура выхлопных газов на выходе ГТ ± 2К или $\pm 1{,}3^0$С.

4. Время хода сервомотора угла открытия ВНА компрессора принято 60 сек (изменение угла ВНА от -35 до -5 градусов) - 0,5 градуса в секунду.

5. Колебательность переходных процессов в системе недопустима [147].

6. Максимальная температура газа за турбиной ($T_{г_max}$) не должна превышать 520 ^{0}С, максимальная мощность одной ГТУ ($N_{гту_max}$) не должна превышает 118 МВт, изменения расхода топлива – газа в пределах от 17000 нм^3/ч до 35000 нм^3/ч (от 3,19 кг/с до 6,56 кг/с).

Технология настройки

Этап 1. Расчет параметров настройки базовых регуляторов ГТУ.

Этап 2. Расчет параметров настройки контура стабилизации массового расхода воздуха.

Этап 3. Расчет параметров настройки корректора по теплоте газов за ГТ.

Этап 4. Расчет параметров настройки регулятора мощности ГТУ.

Методика параметрической оптимизации

Этап 1. Расчет параметров настройки базовых регуляторов ГТУ.

Шаг 1. Расчет параметров настройки $\mathbf{W_{РВ}}$ П-регулятора угла открытия ВНА (АСР с жесткой обратной связью).

Исследования разработанных технических решений выполнены на основе имитационной модели полимодельного комплекса. Расчеты выполнены применительно к энергоблоку ПГУ-325 (рис. 5.8, коэффициент усиления регулятора $К_р$ равен 3,5 при $Т_{им}$ = 60 сек.).

Шаг 2. Расчет параметров настройки $\mathbf{W_{PT}}$ П-регулятора расхода топлива.

Постоянная времени передаточной функции, учитывающей инерционность линии трубопроводов подачи газа, $W_0(p) = 1/(2p+1)$ – пренебрежимо мала. Коэффициент усиления регулятора $К_р$ равен 4 при $Т_{им}$ = 25 сек.

Этап 2. Расчет параметров настройки стабилизатора массового расхода воздуха (корректор 1).

Шаг 3. Формирование сигнала массового расхода воздуха (G_m).

Сигнал по массовому расходу воздуха формируется путем комплексирования сигналов согласно выражению (5.1), при этом для сигналов от датчиков температуры и давления наружного воздуха должны быть предусмотрены соответствующие блоки фильтрации случайных помех (в расчетной схеме не показаны).

Шаг 4. Расчет параметров настройки $\mathbf{W_{корGm}}$ стабилизатора массового расхода воздуха.

Оценка параметров регулятора массового расхода воздуха выполнена непараметрическим методом на основании переходной характеристики по каналу «угол открытия ВНА – массовый расход воздуха», полученной путем прикрытии ВНА на 10% (-3 гр.), что позволяет учесть особенности настройки локального регулятора угла открытия ВНА.

Маршрут проектирования в ПМК «Temp»: $(h_1(t) \rightarrow W_1(j\omega) \rightarrow \{C_0, C_1\})$ [119].

При расчете и построении области заданного запаса устойчивости параметров настройки ПИ-регулятора $W_{корGm}$ используем метод МАЧХ, значение частотного показателя колебательности M=1,29, что соответствует степени затухания ψ~0,95. Расчетный критерий качества – интегральный квадратичный

критерий (ИКК). Расчетные настройки регулятора массового расхода воздуха $K_p = 5{,}56\ \frac{c \cdot град}{кг}$, $T_и = 10\ c$.

Шаг 5. Исследование качества работы АСР и уточнение параметров настроек стабилизатора массового расхода воздуха в соответствии с требованиями к качеству регулирования.

Для выполнения требований к системе параметры настройки несколько уточняются путем смещения с границы линии расчетного запаса устойчивости в область апериодичности, что позволяет получить более «грубую» систему регулирования и устранить колебательность переходного процесса (рис. 5.9).

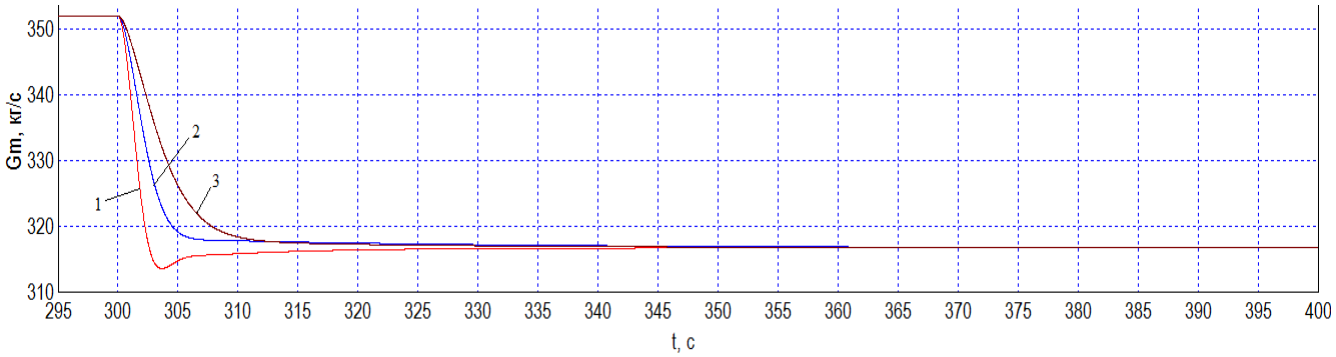


Рис. 5.9. Переходные процессы изменения массового расхода воздуха в ГТУ при возмущении по каналу задания (10% или -35,2 кг/с): 1 – $К_р$ = 5,5, $Т_и$=10 (расчетная настройка); 2 – $К_р$ = 3,3, $Т_и$=25 (уточненная настройка); 3 – $К_р$ = 2,0, $Т_и$=20

Произведем оценку полученных настроек при возмущениях по каналу задания, внешнему и внутреннему (рис. 5.10).

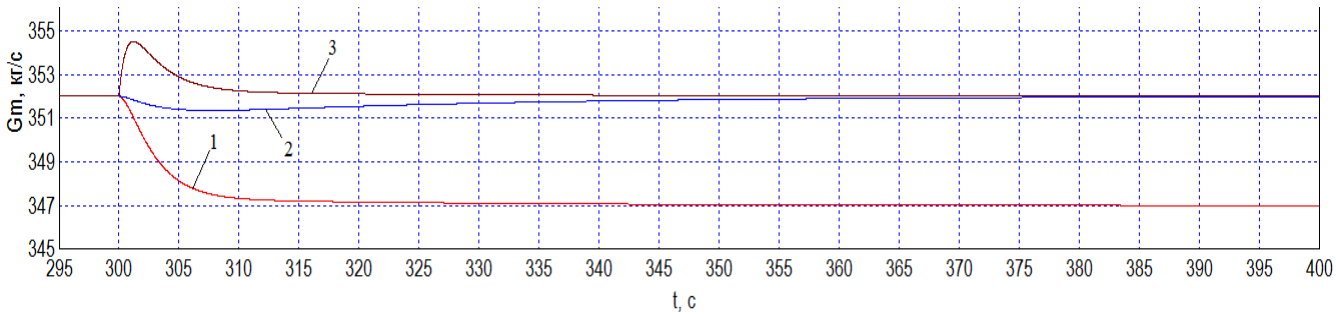


Рис. 5.10. Переходные процессы изменения массового расхода воздуха в ГТУ: 1 – возмущение по каналу задания (10% или -35,2 кг/с); 2 – возмущение РО на 10% или -3 гр.; 3 – возмущение по каналу внешнего воздействия ($Т_{н.в.}$ на -5 ^{0}C)

Не трудно видеть (см. рис. 5.10),

- при возмущении по каналу задания массовый расход воздуха на входе в компрессор (G_m) выходит на заданное значение практически за 10 сек с максимальной скоростью изменения параметра 0,47 кг/с или угла открытия ВНА на 3 градуса за 6 сек, колебательность процесса отсутствует, что соответствует заданным требованиям. При изменении масового расхода воздуха изменяются и все остальные технологические параметры энергоблока (приложение 4);

- при внутреннем возмущении массовый расход воздуха стабилизирован, в результате остальные технологические параметры энергоблока также остаются на своих расчетных значениях;

- при внешнем возмущении массовый расход воздуха удерживается на своем заданном уровне за счет коррекции угла открытия ВНА компрессора, при этом температура уходящих газов за ГТ практически остается в рабочем (расчетном) диапазоне.

Таким образом, для регулятора массового расхода воздуха определены параметры его робастной настройки: $K_p = 3{,}3\ \frac{c \cdot град}{кг}$, $T_u = 25\,c$. Так как все требования к качеству регулирования при этом выполняются, то уточненные настройки регулятора массового расхода воздуха можно принять в качестве достаточных (оптимальных).

Эффективность работы АСР с коррекцией по массовому расходу общего воздуха в компрессор газотурбинных установок бинарного энергоблока при изменениях температуры внешней среды подтверждают результаты выполненных исследований [52*, 72*, 124*, 152*] (рис. 5.11).

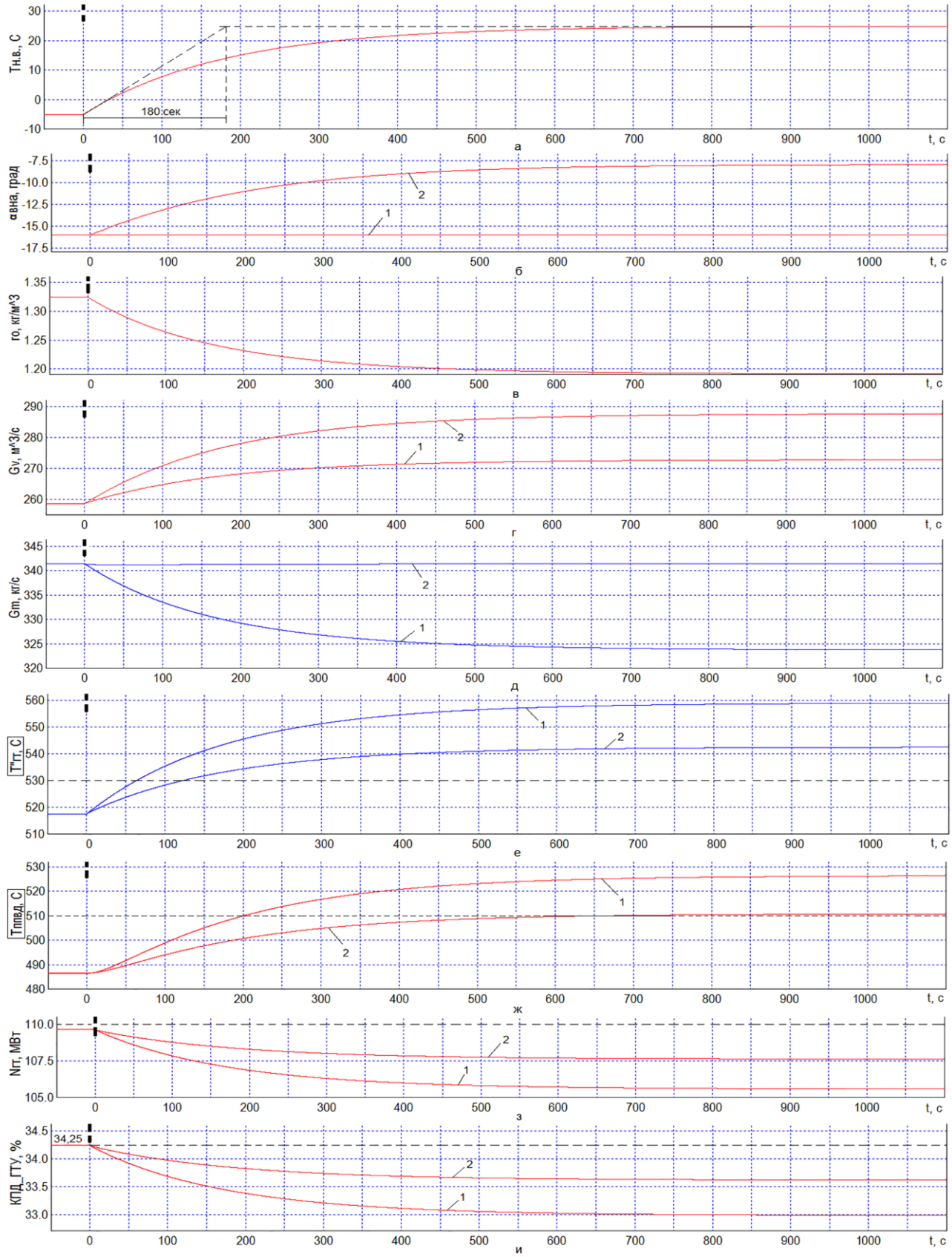


Рис. 5.11. Исследование эффективности управления энергоблоком ПГУ в зависимости от температуры внешней среды (в режиме полублока ПГУ-325)

Обозначено (рис. 5.11): 1 – влияние $T_{н.в.}$; 2 – со стабилизатором по массовому расходу воздуха G_m; а – температура наружного воздуха; б – угол открытия ВНА; в – плотность воздуха; г – объемный расход воздуха; д – массовый расход воздуха; е – температура уходящих (дымовых) газов за ГТ; ж – температура перегретого пара контура ВД; з – электрическая мощность ГТУ; и – КПД ГТУ; параметры в прямоугольниках – параметры, значения которых находятся за пределами допустимых требований; вертикальные жирные пунктирные линии – момент нанесения внешнего возмущения; горизонтальные пунктирные линии – верхние границы технологически безопасных значений параметров.

Результаты исследования показывают, что при изменении температуры наружного воздуха (рис. 5.11-а), имеет место превышение технически безопасных значений параметров: температура уходящих газов за ГТУ отклоняется на 45 ^{0}С (рис. 5.11-е график под номером 1), а температура перегретого пара контура высокого давления - на 40 ^{0}С (рис. 5.11-ж график под номером 1). При этом происходит снижение электрической мощности ГТУ (рис. 5.11-з график под номером 1) приблизительно на 4,5 МВт и значения КПД ГТУ (рис. 5.11-и график под номером 1) приблизительно на 1,25%. Температура перегретого пара контура высокого давления растет вслед за температурой уходящих газов за ГТ. На практике это ведет к тому, что требуется разгрузка блока, изменение его режима, чтобы ввести технологические параметры в расчетные диапазоны, что приводит к снижению эффективности работы ПГУ.

Использование рассматриваемой АСР расхода воздуха в компрессор ГТУ бинарного энергоблока позволяет удерживать технологические параметры энергоблока в расчетных диапазонах эффективного управления.

Нетрудно видеть, что стабилизация массового расхода воздуха (в условиях нерасчетной температуры воздуха на всасе компрессора) возвращает практически все параметры в расчетные диапазоны эффективного управления. В частности, температура уходящих газов за ГТ (рис. 5.11-е график под номером 2) при этом устанавливается на желаемом для паросиловой части энергоблока значении в 540^{0}С, что, однако, на 10 ^{0}С выше рабочего (расчетного) диапазона от 455 до

530^0C, определенного согласно инструкциям по эксплуатации; температура перегретого пара контура высокого давления остается на расчетном уровне 510^0C (рис. 5.11-ж график под номером 2), а потери электрической мощности и КПД ГТУ снизились в 2 раза, КПД КУ при этом на уровне расчетного – 85%, КПД ПТ - 32,5%, а КПД ПГУ на расчетном уровне (51-52%).

Шаг 6. Настройка блока заданного соотношения «воздух-топливо» (УК №1).

Расчетный режим: 33700 нм^3/ч = 6,315 кг/с топлива ~ -5^0 ВНА = 352 кг/с. Таким образом, 1 кг топлива (5336,5 нм^3/ч) ~ 55,74 кг воздуха. Тогда соотношение воздух-топливо задается выражением:

$$B_г = 116{,}883 \cdot G_m - 7442{,}816, \text{ при } G_m \text{ от 230 до 360 кг/с.} \qquad (5.2)$$

Этап 3. Расчет параметров настройки $\mathbf{W_{корQг}}$ корректора по тепловому потоку за ГТУ.

Шаг 7. Формирование комплексированного сигнала по тепловому потоку за ГТ ($Q^{\text{“}}_{гт}$).

Сигнал по тепловому потоку уходящих газов за ГТ формируется путем комплексирования сигналов по формуле:

$$Q^{"}_{гт} = G_m \cdot c^{"}_{гт} \cdot T^{"}_{гт}, \qquad (5.3)$$

где G_m – массовый расход воздуха, кг/с; $c^{\text{”}}_{гт}$ – теплоемкость газов на выходе ГТ, кДж/кг·^{0}С; $T^{\text{”}}_{гт}$ – температура газов на выходе ГТ, ^{0}С.

Теплоемкость уходящих газов на выходе ГТ является функцией температуры уходящих газов на выходе ГТ и определена по формуле:

$$c^{"}_{гт} = 0{,}2581 \cdot T^{"}_{гт} + 1014{,}2. \qquad (5.4)$$

Шаг 8. Расчет параметров настройки $\mathbf{W_{корQг}}$ корректора по теплоте.

Оценка параметров корректора по тепловому потоку выполнена непараметрическим методом на основании переходной характеристики по каналу «расход топлива – тепловой поток», полученной путем закрытия клапана расхода топлива на 10% (-1800 нм^3/ч), что позволяет учесть особенности настройки локального регулятора расхода топлива.

Маршрут проектирования в ПМК «Temp»: ($h_2(t) \rightarrow W_2(j\omega) \rightarrow \{C_0, C_1\}$) [119].

При расчете и построении области заданного запаса устойчивости параметров настройки $W_{корQг}$ ПИ-регулятора используем метод МАЧХ, значение частотного показателя колебательности М=1,29, что соответствует степени затухания ψ~0,95. Расчетные критерии качества: интегральный квадратичный критерий (ИКК) и линейный интегральный критерий (ЛИК). Расчетные настройки корректора по тепловому потоку за ГТУ: а) критерий ИКК: $K_p = 0,33\ \frac{с \cdot нм^3}{кДж \cdot ч}$, $T_и = 28\,с$; б) критерий ЛИК: $K_p = 0,24\ \frac{с \cdot нм^3}{кДж \cdot ч}$, $T_и = 17\,с$.

Шаг 9. Исследование качества работы АСР и уточнение настроек корректора по теплоте в соответствии с требованиями к качеству регулирования.

Известно, что, с одной стороны, переходные процессы, оптимизированные по ЛИК, обладают максимальным быстродействием, а с другой стороны переходные процессы, оптимизированные по ИКК, обладают значительной колебательностью и перерегулированием, поэтому уточнение параметров настройки производим путем смещения с границы линии расчетного запаса устойчивости в область апериодичности при учете требований к качеству регулирования, т.е. $T_{и1} < T_и < T_{и2}$ (рис. 5.12).

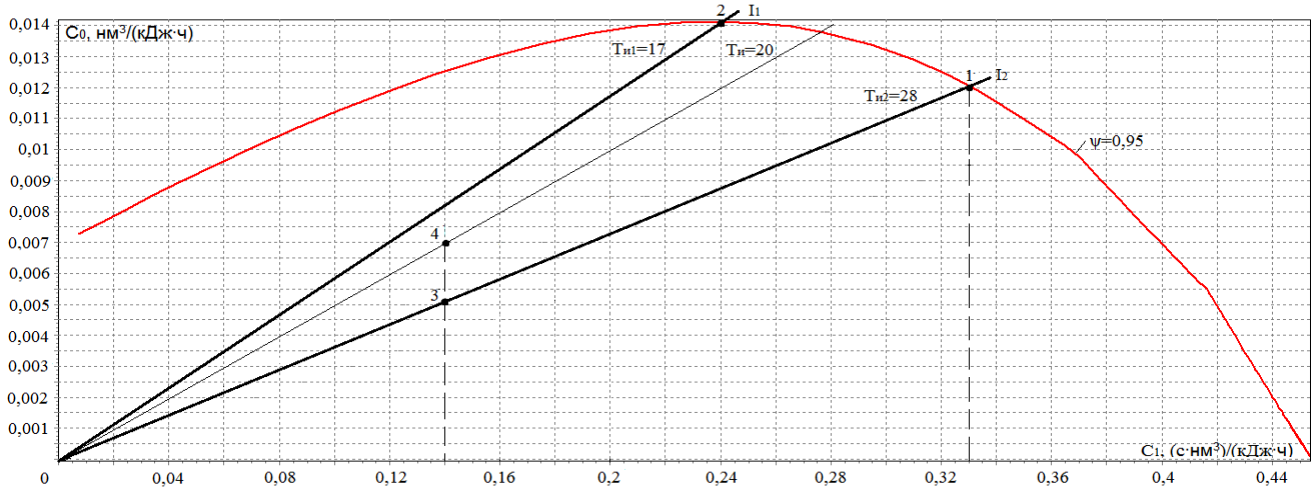


Рис. 5.12. Линия заданного запаса устойчивости корректора по тепловому потоку уходящих газов за ГТУ

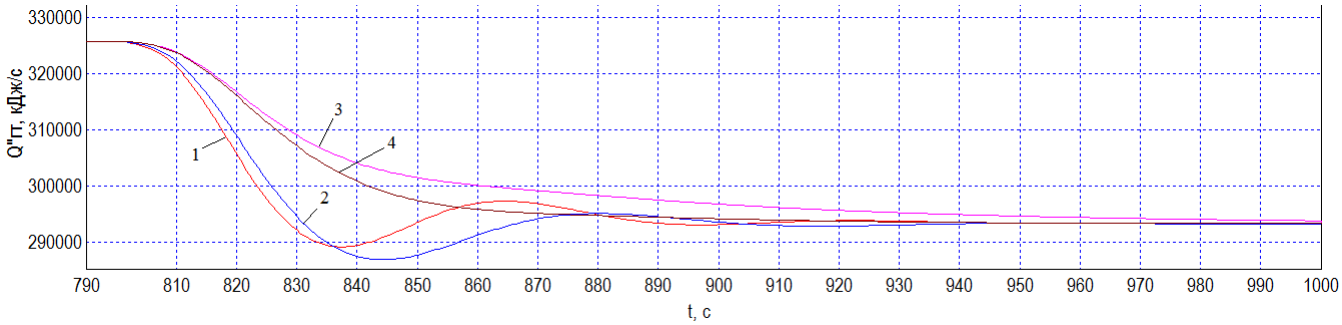


Рис. 5.13. Переходные процессы изменения теплового потока на выходе ГТУ при возмущении по каналу задания (10% или -32578 кДж/с): 1 – $К_р$=0,33, $Т_и$=28 (расчетная настройка, критерий ИКК); 2 – $К_р$=0,24, $Т_и$=17 (расчетная настройка, критерий ЛИК); 3 – $К_р$=0,14, $Т_и$=28; 4 – $К_р$=0,14, $Т_и$=20 (уточненная настройка)

Уточненные параметры настройки корректора по тепловому потоку за ГТУ:

$$K_p = 0{,}14\ \frac{с \cdot нм^3}{кДж \cdot ч},\ T_и = 20\,с.$$

Произведем оценку полученных настроек при возмущении по заданию, внешнем и внутреннем (рис. 5.14).

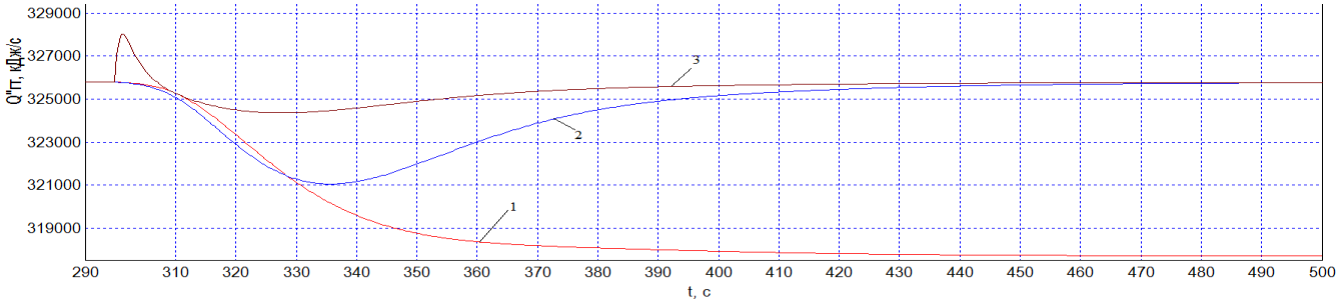


Рис. 5.14. Переходные процессы изменения теплового потока на выходе ГТУ:
1 – возмущение по каналу задания (1,5% или -8080 кДж/с); 2 – возмущение РО на 10% или -1800 $нм^3$/ч; 3 – возмущение по каналу внешнего воздействия ($Т_{н.в.}$ на -5 ^{0}С)

Не трудно видеть (см. рис. 5.14, приложение 4):

- при возмущении по каналу задания тепловой поток уходящих газов за ГТ ($Q"_{гт}$) выходит на заданное значение за 130 сек с максимальной скоростью изменения параметра 95,6 кДж/с и температуры уходящих газов за ГТ на 10 ^{0}С за 30 сек, колебательность процесса отсутствует, что соответствует заданным требованиям. При изменении теплового потока уходящих газов за ГТ, в сторону снижения, уменьшаются расход топлива, температура уходящих газов за ГТ, электрическая мощность ГТ. При этом угол открытия ВНА не изменяется, поскольку массовый расход воздуха на входе в компрессор стабилизирован;

- при внутреннем возмущении тепловой поток уходящих газов за ГТ возвращается на свое исходное значение, как и остальные технологические параметры энергоблока;

- при внешнем возмущении тепловой поток уходящих газов за ГТ удерживается на своем заданном уровне за счет коррекции расхода топлива поступающего в КС, при этом температура уходящих газов за ГТ практически остается в рабочем (расчетном) диапазоне, а электрическая мощность ГТ ожидаемо увеличилась.

Таким образом, для корректора по тепловому потоку за ГТУ определены параметры его робастной настройки: $K_p = 0{,}14\ \frac{с \cdot нм^3}{кДж \cdot ч}$, $T_и = 20\,с$. Так как все требования к качеству регулирования при этом выполняются, то уточненные настройки регулятора массового расхода воздуха можно принять в качестве оптимальных.

Шаг 10. Настройка блока заданного соотношения «массовый расход воздуха-теплота» (УК №2).

Расчетный режим:

$T''_{гт} = 517^0$С (790,15 К),

при этом теплоемкость дымовых газов равна 1147,644 Дж/кг·^{0}С. Тогда соотношение воздух-топливо-теплота задается выражением:

$$Q''_{гт} = 906806 \cdot (G_т + B_г),\ \text{Дж/с} \qquad (5.5)$$

Этап 4. Расчет параметров настройки $\mathbf{W_{РМ\ ГТ}}$ регулятора мощности ГТУ.

Шаг 11. Расчет параметров настройки регулятора мощности ГТУ (рис. 5.15).

Оценка параметров регулятора мощности ГТУ выполнена непараметрическим методом на основании переходных характеристик по каналу «массовый расход воздуха – мощность ГТУ», полученных путем изменений массового расхода воздуха на 5%.

В случае максимальной нагрузки ГТ (расчетное значение G_m=352 кг/с) величина возмущения равна -17,6 кг/с, для минимальной нагрузки ГТ (расчетное

значение G_m=257 кг/с) величина возмущения равна 12,85 кг/с.

Маршрут проектирования в ПМК «Temp»: ($h_1(t) \rightarrow W_1(j\omega) \rightarrow \{C_0, C_1\}$) [119].

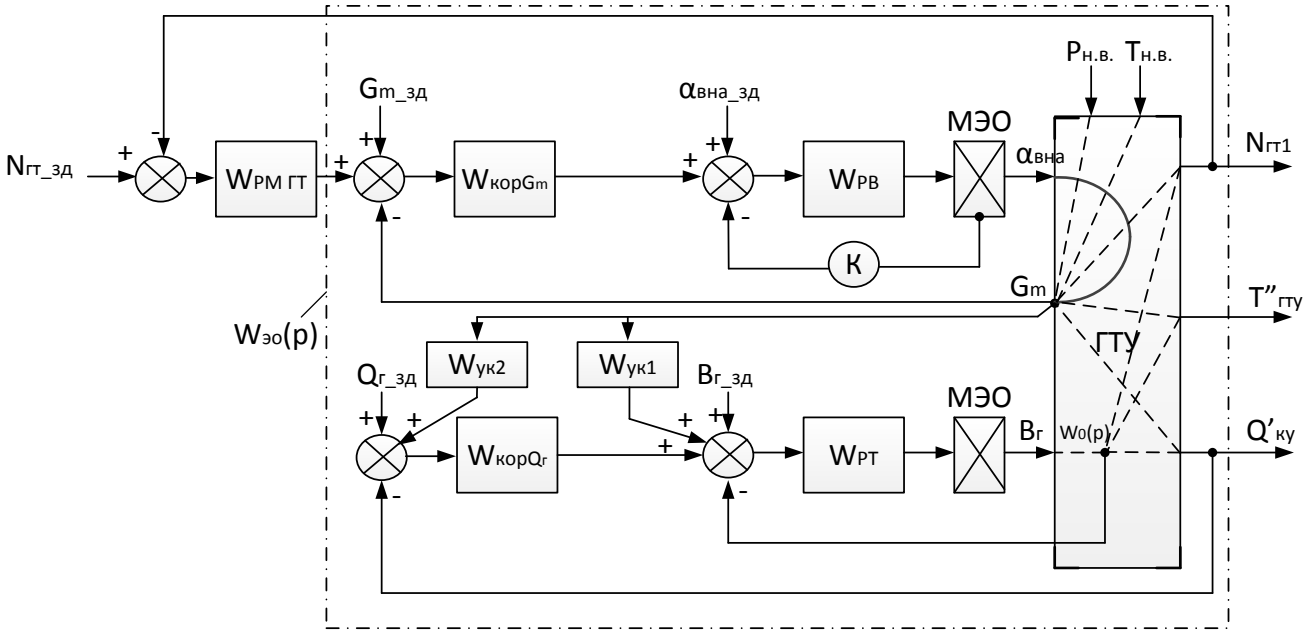


Рис. 5.15. Расчетная структура АСР электрической мощности ГТУ (пунктиром выделен эквивалентный объект управления)

Переходные характеристики по каналу эквивалентного объекта имеют немонотонный вид, характеризующий особенности работы многосвязной АСР воздуха и топлива ГТУ в рабочем диапазоне нагрузок (рис. 5.16).

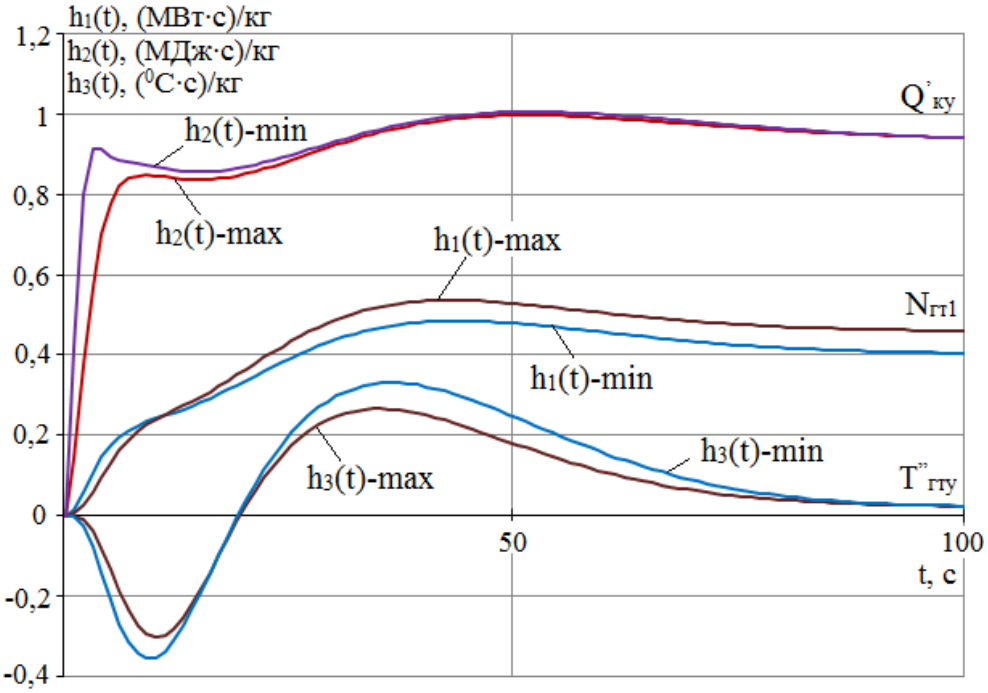


Рис.5.16. Переходные характеристики по каналам эквивалентного объекта

На рис. 5.16 обозначено: $h_1(t)$ – переходная характеристика по каналу «массовый расход воздуха – мощность ГТУ»; $h_2(t)$ – переходная характеристика по каналу «массовый расход воздуха – тепловой поток за ГТУ»; $h_3(t)$ – переходная характеристика по каналу «массовый расход воздуха – температура за ГТУ»; min – минимальная нагрузка; max – максимальная нагрузка.

Дополнительно были проведены исследования влияния внешних климатических и режимных факторов на динамические характеристики эквивалентного объекта (ЭО) (рис. 5.17).

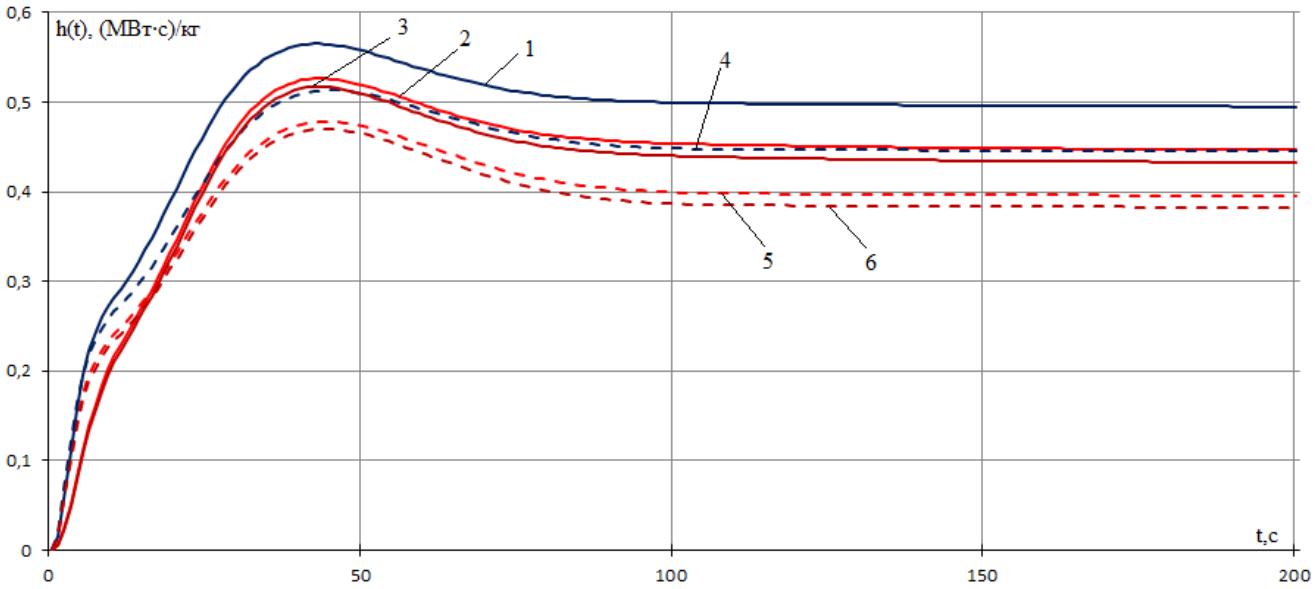


Рис.5.17. Влияние температуры наружного воздуха на переходные характеристики по каналу «массовый расход воздуха – мощность ГТУ»:
1 – нагрузка 111,9 МВт при $T_{н.в.}$=-20^{0}С; 2 – нагрузка 106 МВт при $T_{н.в.}$=+15^{0}С;
3 – нагрузка 99,4 МВт при $T_{н.в.}$=+25^{0}С; 4 – нагрузка 82,9 МВт при $T_{н.в.}$=-20^{0}С;
5 – нагрузка 65 МВт при $T_{н.в.}$=+15^{0}С; 6 – нагрузка 106 МВт при $T_{н.в.}$=+15^{0}С.

Анализ полученных результатов показал, что изменения температуры наружного воздуха в пределах от -20 до +25^{0}С и нагрузки ГТ в крайних точках рабочего диапазона регулирования (определяемый, в первую очередь, возможностями компрессора) не влияют на изменение вида динамических характеристик.

Немонотонность переходных характеристик, характеризующих работу многосвязной АСР воздуха и топлива ГТУ, и объясняет появление «петель» на КЧХ (рис.5.18). Для расчета АСР в работе использован метод МАЧХ и методика В.А. Биленко, С.А. Таламанова, М.Ю. Тверского [150,151], которая позволяет

исключить зоны локальной неустойчивости в области параметров настройки регулятора мощности ГТУ, что на практике имеет существенное значение.

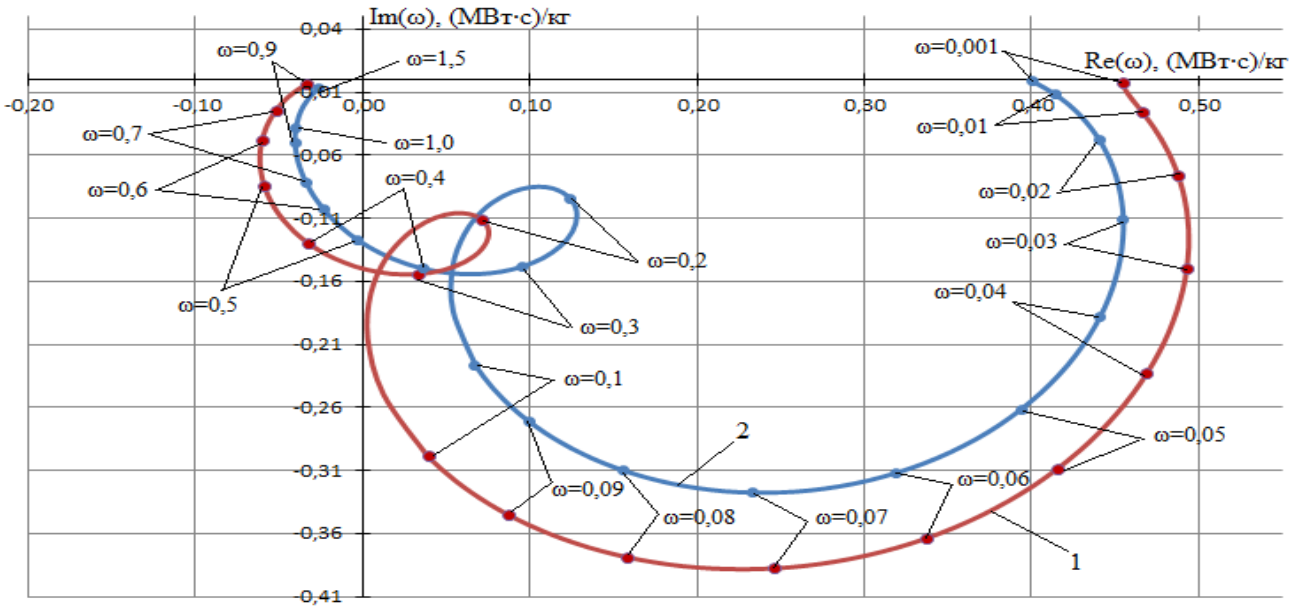


Рис.5.18. Вид КЧХ по каналу «массовый расход воздуха – мощность ГТУ»:
1 – максимальная нагрузка; 2 – минимальная нагрузка

При расчете и построении области заданного запаса устойчивости параметров настройки $W_{РМ\ ГТ}$ ПИ-регулятора использован метод МАЧХ, значение частотного показателя колебательности M=1,29, что соответствует степени затухания ψ~0,95. Критерий качества – интегральный квадратичный критерий (ИКК). Расчетные настройки регулятора мощности ГТ: $K_p = C_1 = 8{,}18\ \frac{кг}{МВт \cdot с}$, $T_u = 9\,с$ (максимальная нагрузка) и $K_p = C_1 = 11{,}1\ \frac{кг}{МВт \cdot с}$, $T_u = 4\,с$ (минимальная нагрузка).

Шаг 12. Исследование качества работы АСР и уточнение параметров настроек регулятора мощности ГТ в соответствии с требованиями к качеству регулирования.

Уточнение параметров настройки производим путем смещения с границы линии расчетного запаса устойчивости в область глубокой апериодичности для того, чтобы получив более «грубую» систему регулирования, устранить колебательность переходного процесса (рис. 5.19, приложение 4).

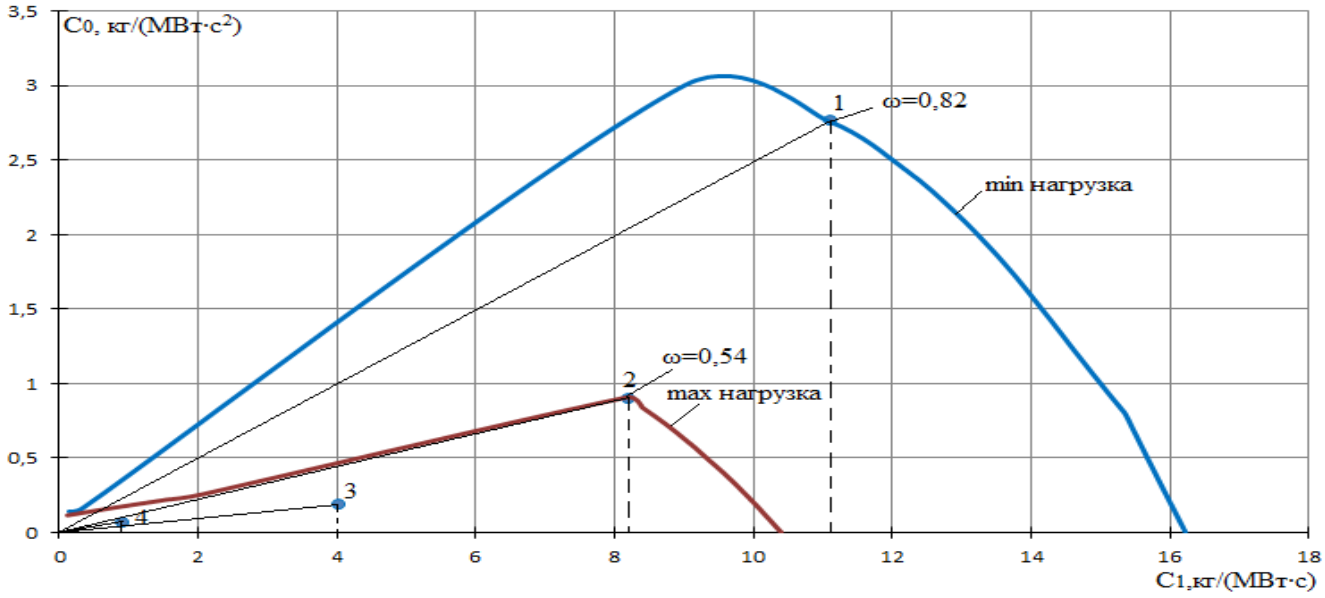


Рис. 5.19. Линия заданного запаса устойчивости регулятора мощности ГТУ

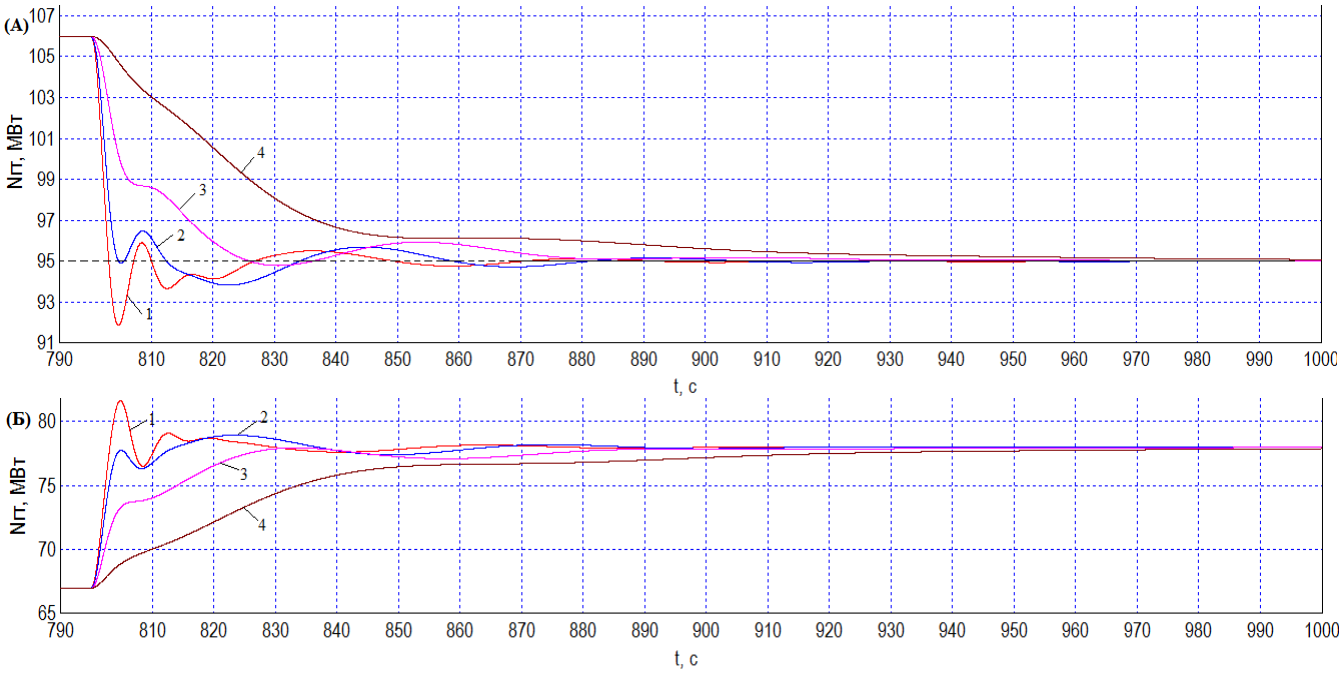


Рис. 5.20. Переходные процессы электрической мощности ГТУ: А – max нагрузка; Б – min нагрузка;1 – $К_р$=11,1; $Т_и$=4 (расчетная настройка); 2 – $К_р$=8,18; $Т_и$=9 (расчетная настройка); 3 – $К_р$=4; $Т_и$=20; 4 – $К_р$=0,9; $Т_и$=12 (уточненная настройка)

Произведем оценку полученных настроек при возмущениях по заданию, внешнем и внутреннем (рис. 5.21, 5.22).

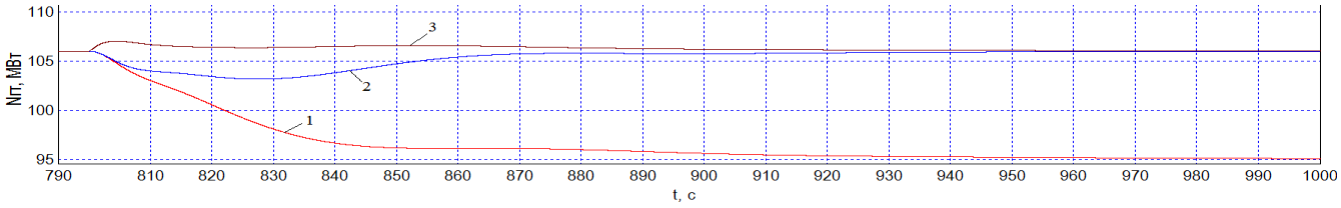


Рис. 5.21. Переходные процессы электрической мощности ГТУ (мах нагрузка): 1 – при возмущении по каналу задания (10% или -11 МВт); 2 – при внутреннем возмущении (G_m на -10 кг/с); 3 – при внешнем возмущении ($T_{н.в.}$ на -5 ^{0}C)

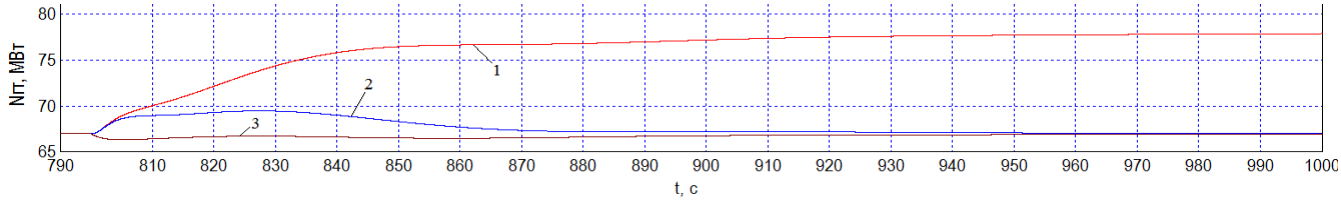


Рис. 5.22. Переходные процессы электрической мощности ГТУ (min нагрузка): 1 – при возмущении по каналу задания (10% или 11 МВт); 2 – при внутреннем возмущении (G_m на 10 кг/с); 3 – при внешнем возмущении ($T_{н.в.}$ на 5 ^{0}C)

Не трудно видеть (см. рис. 5.21, приложение 4):

- при возмущении по каналу задания мощность ГТУ выходит на заданное значение за 100 сек с максимальной скоростью изменения параметра 0,35 МВт/с, колебательность процесса отсутствует, что соответствует заданным требованиям. При изменении мощности ГТУ ($N_{гт}$) измененяется массовый расход воздуха на входе в компрессор (G_m), что приводит к изменениям угла открытия ВНА ($\alpha_{вна}$), теплового потока за ГТ ($Q^{"}_{гт}$) и соответственно расхода топлива ($B_г$) в сторону снижения. При этом тепловой поток за ГТ поддерживается на оптимальном для КУ уровне, при котором температура уходящих газов за ГТ ($T^{"}_{гт}$) находится около своего расчетного значения в 517 ^{0}C;

- при внутреннем возмущении мощность ГТУ возвращается к исходному значению за 70 сек, при этом максимальное отклонение мощности составило 2,5 МВт, что соответствует отклонению в 2,3 % от всего диапазона изменения параметра, что еще раз показывает насколько электрическая мощность ГТУ чувствительна к изменениям массового расхода воздуха на входе в компрессор;

- при внешнем возмущении мощность ГТУ удерживается на своем заданном уровне за счет коррекции массового расхода воздуха поступающего в компрессор и соответственно нового значения теплового потока на выходе ГТ являющегося оптимальным для дейтсвующих внешних условий.

Таким образом, для регулятора мощности ГТ определены параметры его робастной настройки: $K_p = 0{,}9\ \frac{кг}{МВт \cdot с}$, $T_u = 12\,с$. Так как все требования к качеству регулирования при этом выполняются, то уточненные настройки регулятора мощности газовой турбины можно принять в качестве оптимальных.

5.4. Оценка эффективности новых технических решений в рабочем диапазоне нагрузок газотурбинной установки

Сравнение результатов полученных на модели с эксплуатационными трендами ГТ в режиме полублока из архива АСУТП ПГУ-325. Температура наружного воздуха +26,6 ^{0}С. Блочный регулятор мощности отключен (рис. 5.23).

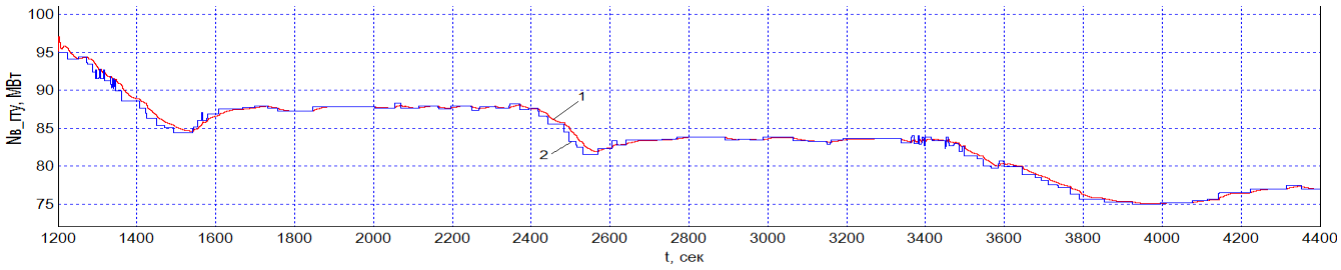


Рис. 5.23. Входной параметр модели $N_{гт_зд}$:
1 – модель; 2 – реальная эксплуатация

Сравнение результатов исследований, которые были получены на модели (см. рис. 5.26 графики под номером 1) с трендами эксплуатации (см. рис. 5.26 графики под номером 2) показывают:

- расход топлива модельный на 1000 м^3/ч выше эксплуатационного; объясняется требованием инструкций к поддержанию температуры дымовых газов за турбиной (перед КУ) на постоянном (расчетном) уровне. Это позволяет повысить КПД ГТУ в среднем на 0,5%;

- температура и расход перегретого пара ВД модельные выше эксплуатационных; объясняется это тем, что уходящие газы на выходе ГТ поступают к КУ с более высокими параметрами, при этом несовпадение уровней, связано, по-видимому, с низким качеством работы АСР питания в условиях эксплуатации. Это позволяет повысить $N_{пт}$ в среднем на 5МВт (с одного КУ).

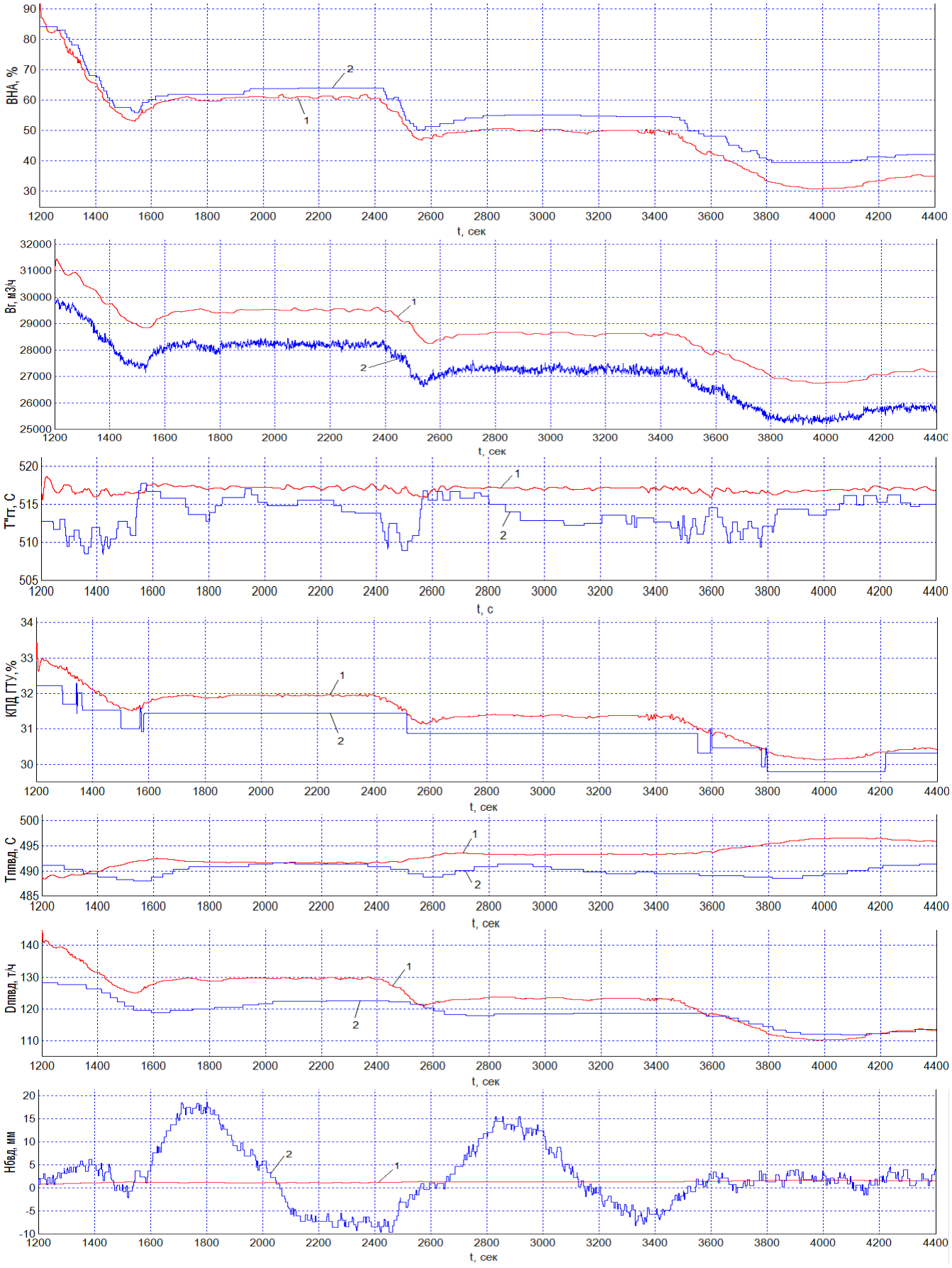


Рис. 5.24. Работа АСР мощности ГТУ энергоблока ПГУ:
1 – модель; 2 – реальная эксплуатация

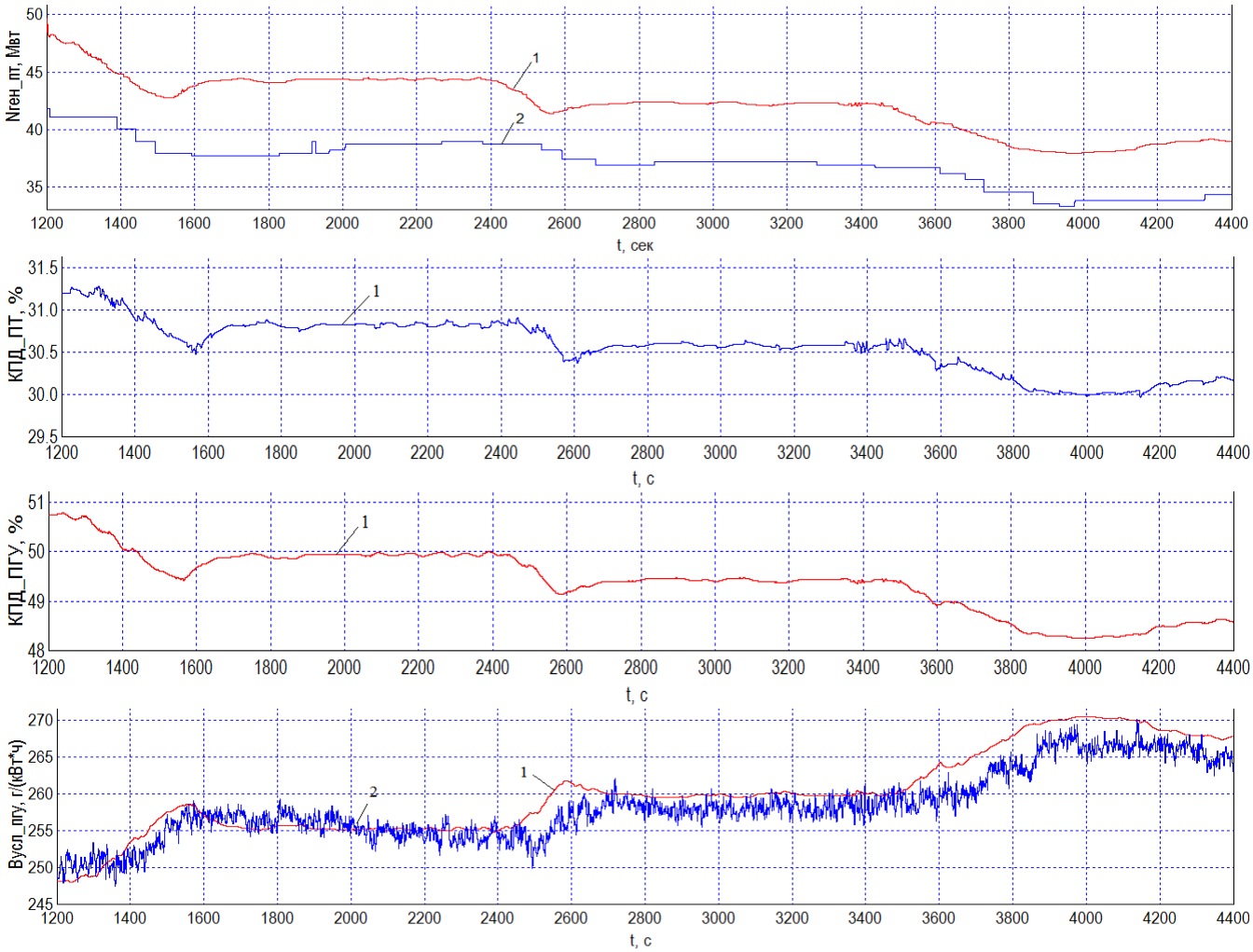


Рис. 5.24. Работа АСР мощности ГТУ энергоблока ПГУ (продолжение):
1 – модель; 2 – реальная эксплуатация

Дополнительно проводилось также сравнение результатов полученных на модели с эксплуатационными трендами ГТ в режиме полублока из архива АСУТП ПГУ-325. Сравнение результатов исследования показали, что КПД ГТУ модельный в ряде случаев выше эксплуатационного значения на 1%, в частности при работе энергоблока на постоянной номинальной нагрузке 110 МВт, при этом компрессор имел техническую возможность обеспечивать необходимый расход общего воздуха, как для процессов в КС, так и для охлаждения ГТ. Соответственно перегретый пар ВД (рабочее тело ПТ) перед КУ имел более высокие параметры, что позволило получить положительный эффект связанный с увеличением выработки электрической энергии генератором ПТ около 3 МВт.

Таким образом, разработанная АСР мощности ГТУ энергоблока ПГУ эффективно поддерживает электрическую нагрузку на ГТУ в соответствии с заданием, при этом обеспечивая необходимое соотношение между расходами воздуха и топлива для поддерживания оптимального теплового режима перед КУ в условиях изменяющихся режимных и внешних климатических факторов.

К вопросу обеспечения гарантированной технической работоспособности новой системы управления газотурбинной установкой

Достижение заявленного технического результата работы заключающегося в обеспечение гарантированной работоспособности новой системы управления газотурбинной установкой в рабочем диапазоне изменения нагрузок подтвердим путем сопоставления модельных результатов с данными, согласно режимным картам и реальным эксплуатационным режимам работы оборудования (рис. 5.25).

Результаты исследования показывают:

- в окрестности температуры наружного воздуха ($T_{н.в.}$ =15^{0}C) обеспечивается расчетный режим эксплуатации энергоблока. Режимная карта выполняется для ПТ и энергоблока в целом. Однако диапазон регулирования нагрузки согласно модели для ГТУ должен быть сужен. При этом не трудно видеть, что ГТУ в расчетном режиме нагружают активно (перегружают), зачастую в «ущерб» КПД (-0,7%);

- в окрестности низких температур наружного воздуха (ниже минус 10^{0}C) эксплуатация ПГУ, на первый взгляд кажется, практически оптимальна. Однако ПТ работает на «критических» параметрах, при этом согласно модели эксплуатационный КПД на ГТУ снижен фактически на 2% от возможного значения. Одним из объяснений данного случая, является то, что при отрицательных температурах обеспечить охлаждение лопаток ГТУ проще (имеется техническая возможность), при этом в реальных условиях фактор обеспечения оптимального теплового потока не учитывается.

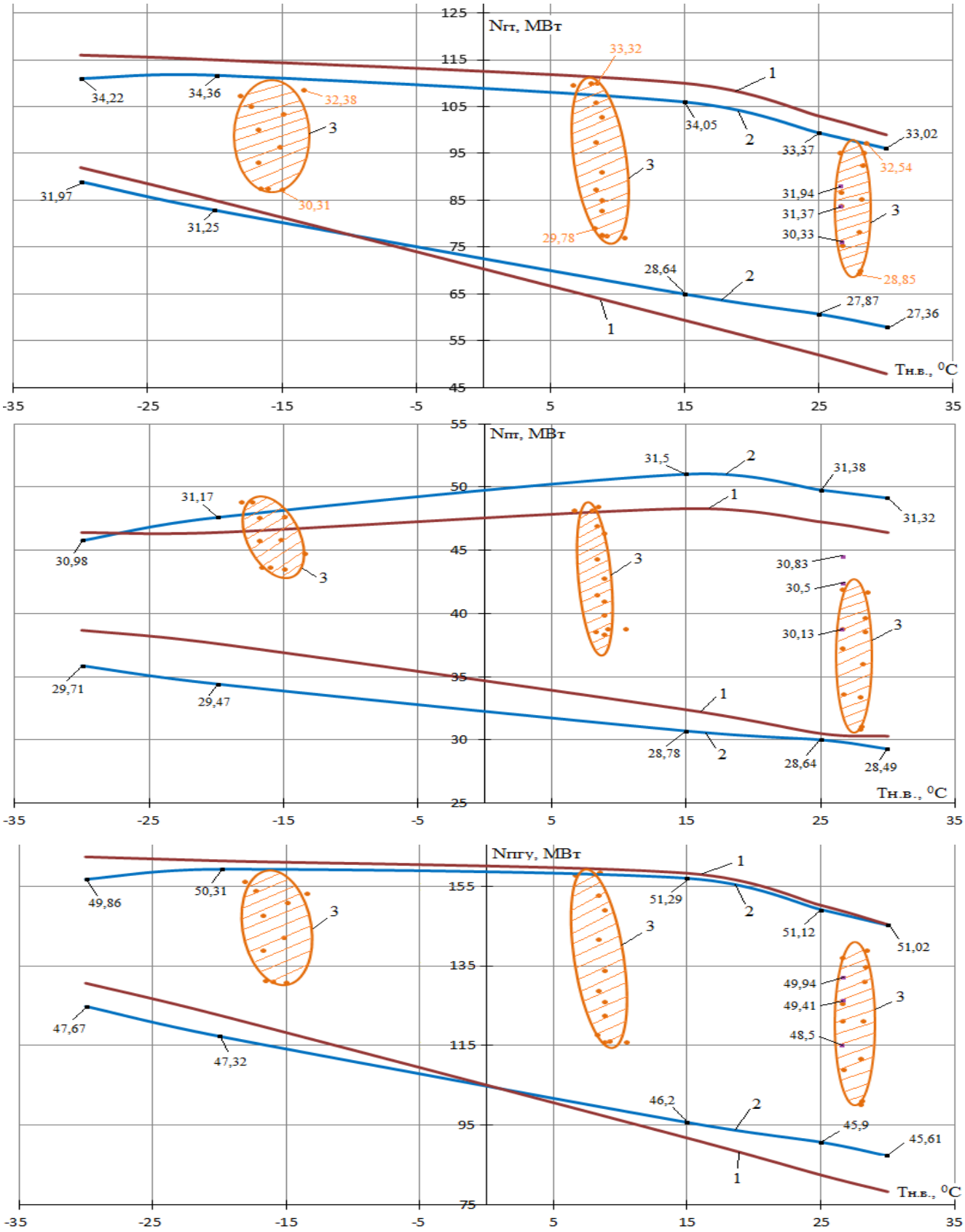


Рис. 5.25. Исследование эффективности работы новой системы управления ГТУ: 1 – диапазон регулирования согласно РК; 2 – диапазон регулирования согласно модели; 3 – области регулирования согласно данных эксплуатации; рациональные числа – значения КПД установок.

- в окрестности высоких температур наружного воздуха (выше 25^0C) диапазон работы ПТ не оптимален (присутствует явный резерв набора нагрузки). Одним из возможных объяснений данного случая, является то, что в реальной эксплуатации уставка по температуре дымовых газов за ГТ преднамеренно занижена, по причине требований к безопасной эксплуатации лопаток ГТ (критичность металла к высоким температурам), тем самым снижается тепловой поток перед КУ.

В целом совпадение с режимной картой подтверждает адекватность разработанной модели энергоблока ПГУ, расхождения связаны с известными допущениями, при которых строятся режимные карты. При этом разработанное новое структурное решение системы управления ГТУ позволяет:

1) расширить диапазон регулирования ПТ в рабочем диапазоне нагрузок ГТ и вариации температуры наружного воздуха от -30 до $+30^0$C;

2) в автоматическом режиме устранять дисбаланс между заданным расходом воздуха и топлива, связанный с изменением внешних климатических факторов;

3) объективно оценивать возможности энергоблока в регулировании нагрузки и соответствующих значениях КПД (рис. 5.26).

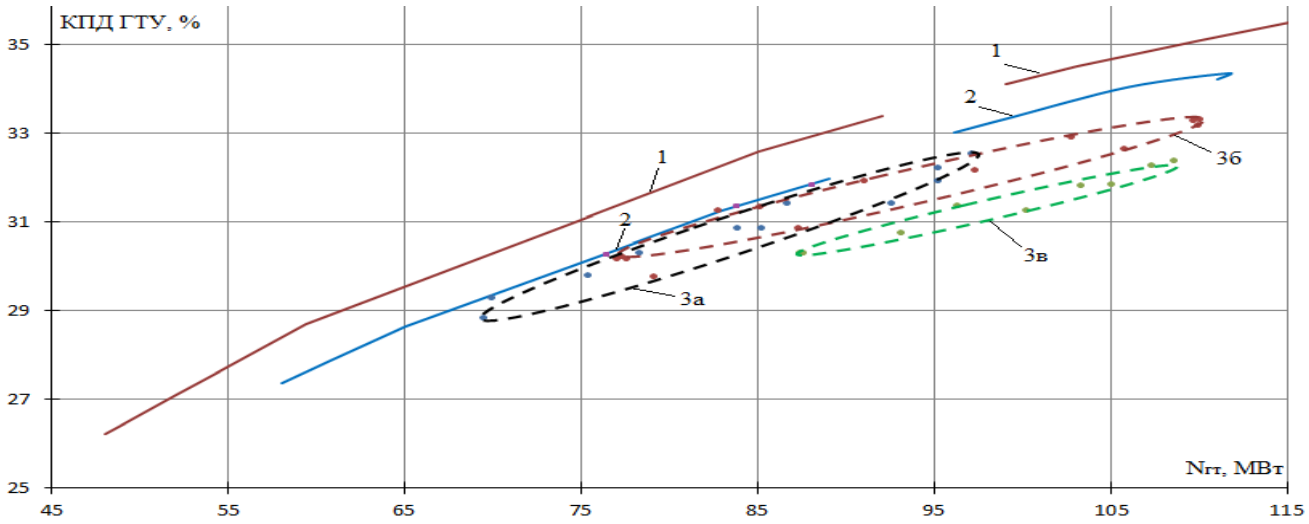


Рис. 5.26. Исследование изменений КПД ГТУ в зависимости от эл. мощности ГТ: 1 – граница регулирования согласно РК; 2 – граница регулирования согласно модели; 3 – области регулирования согласно данных эксплуатации при температуре наружного воздуха: а – от 26,6 до 28,5 ^{0}C; б – от 6,7 до 10,5 ^{0}C; в – от -18,1 до -13,4 ^{0}C;

Таким образом, использование рассматриваемого способа регулирования мощности ГТУ по формуле «перевернутой» схемы «мощность – массовый расход воздуха – теплота – топливо» позволяет обеспечить, во-первых, оптимальный тепловой поток перед котлом-утилизатором в условиях изменяющихся режимных факторов, при этом достигается максимально возможное значение КПД ПТУ; во-вторых, позволяет обеспечивать нагрузку на ГТУ в соответствии с заданием и с учетом изменяющихся внешних климатических факторов (см. приложение 5), при этом диапазон гарантируемой выработки электрической мощности ГТУ определяется в соответствии с условиями (географическим местоположением станции), в которых используются компрессоры ГТУ.

5.5. Результаты и выводы по 5 главе

1. Разработан способ управления мощностью ГТУ энергоблока ПГУ при обеспечении его расчетной эффективности со стабилизацией массового расхода воздуха и коррекцией теплового потока за ГТУ.

Показано, что в результате автоматической стабилизации заданного значения массового расхода воздуха, подаваемого в компрессор ГТУ, технологические параметры блока, в том числе КПД оборудования, при изменяющейся температуре наружного воздуха поддерживаются в расчетных диапазонах эффективного управления, что обеспечивает возможность эффективного регулирования мощности бинарного энергоблока в широком диапазоне изменения нагрузки. При этом автоматическая коррекция теплового потока уходящих газов за ГТ обеспечивает оптимизацию уровня теплового потока и соответственно режима утилизационной части энергоблока.

2. Результаты анализа проведенных многофакторных исследований показали перспективность использования математической и имитационной моделей энергоблоков с ПГУ для экспертной оценки соответствия декларированной эффективности работы технологического оборудования (компрессора ГТУ) фактическим климатическим условиям эксплуатации на ранних стадиях проектирования ТЭС и закупки оборудования.

Другими словами, разработанная технология исследований может быть использована для проведения полноценной экспертизы всего теплоэнергетического оборудования станции с учетом изменяющихся режимных и внешних климатических факторов по местоположению станции, согласно которой выбор типа компрессора необходимо осуществлять на ранних стадиях разработки ТЗ на АСУТП и закупках оборудования.

3. Разработана АСР мощности ГТУ энергоблока ПГУ и методика ее настройки. Выполнены модельные исследования АСР подачи воздуха и топлива в широком диапазоне рабочих нагрузок ГТУ энергоблока.

Новое структурное решение системы управления ГТУ позволяет:

1) в автоматическом режиме устранять дисбаланс между заданным расходом воздуха и топлива, связанный с изменением внешних климатических факторов;

2) объективно оценивать возможности энергоблока в регулировании нагрузки и соответствующих значениях КПД, оптимизировать режим работы утилизационной части энергоблока (КУ и ПТ) в рабочем диапазоне нагрузок ГТУ и вариации температуры наружного воздуха от -30^0С до $+30^0$С.

Показано, что разработанная АСР устраняет возникающий дисбаланс между необходимым расходом топлива и «плавающим» массовым расходом воздуха при естественных колебаниях температуры наружного воздуха.

Таким образом, новое структурное решение системы управления ГТУ обеспечивает повышение эффективности ПГУ энергоблоков с учетом изменяющихся режимных и внешних климатических факторов.

4. Полученные в работе результаты используются в учебно-научном процессе ИГЭУ и приняты к рассмотрению на предмет внедрения на блоке ПГУ-800 Киришской ГРЭС (приложение 6).

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Совершенствование системообразующих многофункциональных АСУТП энергоблоков путем более полного учета режимных и внешних климатических факторов является актуальным направлением освоения инновационного оборудования.

Основные результаты настоящей работы, их научная новизна и практическая значимость определяются развитием методологии современной технологии создания многофункциональных АСУТП энергоблоков и связаны с проблемами повышения эффективности управления энергоблоком с ПГУ в условиях реальной эксплуатации.

1. Для энергоблока ПГУ впервые разработаны схема обобщенного потокового графа работ и передаваемых энергий в ГТУ, КУ, ПТ и энергоблока ПГУ в целом, и методика обобщенного термодинамического анализа его эффективности.

Полученные результаты обобщенного термодинамического анализа дают строгое теоретическое обоснование вектора управляемых координат сложного технологического объекта управления, работающего в системообразующей структуре АСУТП энергоблока.

Результаты обобщенного термодинамического анализа показали, что для нормальной работы ГТУ, которая реагирует на изменение температуры наружного воздуха, требуется стабилизация массового расхода воздуха, подаваемого в компрессор. При этом для повышения эффективности работы энергоблока ПГУ в целом необходимо, чтобы тепловой поток отработавших в ГТ дымовых газов на входе в КУ поддерживался на постоянном, предпочтительно максимальном, уровне.

2. Разработана математическая модель ПГУ энергоблока, представленная в виде системы нелинейных дифференциальных уравнений и соответствующих уравнений состояния, реализована в виде открытого полимодельного комплекса. Дополнительно модель включает в себя расчет комплексированных параметров –

тепловых потоков дымовых газов и массового расхода воздуха, поступающего в компрессор ГТУ, а также оперативный расчет ТЭП технологического оборудования (ГТУ, КУ, ПТ) и энергоблока.

Математическая модель доведена до уровня имитационной модели, обладает единой структурой с инвариантной и варьируемой частями, что позволяет моделировать работу энергоблока при различном составе оборудования.

Разработана методика и определена интегрированная оценка меры адекватности нелинейных математических моделей (полимодельного комплекса) с использованием реальных трендов из архива АСУТП промышленной эксплуатации энергоблока в широком диапазоне нагрузок энергоблока и изменяющихся внешних климатических факторах.

Использование разработанной математической и имитационной моделей энергоблоков с ПГУ перспективно для проведения экспертной оценки соответствия декларированной эффективности работы технологического оборудования (компрессора ГТУ) фактическим климатическим условиям эксплуатации на ранних стадиях проектирования ТЭС и закупки оборудования.

3. Результаты поисковых исследований показали, что ключевыми (критическими) факторами влияния изменений температуры наружного воздуха на параметры ПГУ являются неконтролируемое изменение массового расхода общего воздуха, подаваемого в компрессор ГТУ, и изменение температуры воздуха за ним. Результаты вычислительных экспериментов по оценке степени влияния режимных факторов на эффективность работы энергоблока показали, что приоритетность в управлении по изменению расхода воздуха приведет к большему влиянию на значение КПД ГТУ по сравнению с управлением направленным на изменение расхода топлива.

В целом исследование невязок по основным режимным факторам говорят о том, что потери КПД блока определяются потерями прежде всего на паротурбинной установке. Отслеживание динамики КПД позволяет оператору

принимать оперативные меры с целью устранения выявленных отклонений и несет эффект обучения в режиме трудовой деятельности.

Разработаны алгоритмические основы функции информационной поддержки оперативного управления, отличающиеся тем, что имитационная модель энергоблока ПГУ в режиме реального времени формирует вектор отклонений параметров технологических процессов (отклонений эксплуатационного значения параметра от эталонного, полученного согласно требований режимной карты).

4. На основе проведенных исследований разработан способ управления мощностью ГТУ энергоблока ПГУ при обеспечении его расчетной эффективности путем стабилизации массового расхода воздуха, подаваемого в компрессор и коррекции теплового потока за ГТУ.

В результате автоматической стабилизации массового расхода воздуха, подаваемого в компрессор ГТУ, технологические параметры блока, в том числе КПД оборудования, при изменяющейся температуре наружного воздуха поддерживаются в расчетных диапазонах эффективного управления. При этом автоматическая коррекция теплового потока уходящих газов за ГТ обеспечивает оптимизацию уровня теплового потока и соответственно режима утилизационной части энергоблока в широком диапазоне изменения нагрузки.

5. Разработаны автоматические системы регулирования массового расхода воздуха в компрессор ГТУ и мощности ГТУ энергоблока (подачи воздуха в компрессор и топлива в камеру сгорания ГТУ) и методика их настройки. Выполнены модельные исследования АСР подачи воздуха и топлива в широком диапазоне рабочих нагрузок ГТУ энергоблока.

Показано, что разработанная многосвязная АСР устраняет возникающий дисбаланс между необходимым расходом топлива и «плавающим» массовым расходом воздуха при естественных колебаниях температуры наружного воздуха, обеспечивается оптимизация режима утилизационной части энергоблока в широком диапазоне изменения нагрузки.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ И УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

АО – акционерное общество

АСНИ – автоматизированная система научных исследований

АСР – автоматическая система регулирования

АСУТП – автоматизированная система управления технологическим процессом

ВД – высокое давление

ВНА – входной направляющий аппарат компрессора

ВО – вспомогательное оборудование

ВТИ – Всероссийский теплотехнический институт

ГРЭС – государственная районная электростанция

ГТ – газовая турбина

ГТД – газотурбинный двигатель

ГТУ – газотурбинная установка

ЕЭС – единая энергетическая система

ИВД – испаритель высокого давления

ИВС – информационно-вычислительная система

ИГЭУ – Ивановский государственный энергетический университет

ИКК – интегральный квадратичный критерий

ИНД – испаритель низкого давления

КПД – коэффициент полезного действия

КС – камера сгорания

КУ – котел-утилизатор

ЛИК – линейный интегральный критерий

МАЧХ – максимум амплитудно-частотной характеристики

МЭИ – Московский энергетический институт

НД – низкое давление

НИР – научно-исследовательская работа

НПРЧ – нормированное первичное регулирование частоты

НПЦ – научно-производственный центр

НТД – нормативно-техническая документация

НТС – научно-технический совет

ОК – осевой компрессор

ОРГРЭС – организация и рационализация районных электрических станций и сетей

ПГУ – парогазовая установка

ПИИ – патентно-информационные исследования

ППВД – пароперегреватель высокого давления

ППНД – пароперегреватель низкого давления

ПТ – паровая турбина

ПТК – программно-технический комплекс

ПТУ – паротурбинная установка

РД – руководящие документы

САУ – система автоматического управления

СКУ – средства контроля и управления

СО – системный оператор

СТО – стандарты отрасли

ТМО – тепломеханическое оборудование

ТОУ – технологический объект управления

ТЭП – технико-экономические показатели

ТЭС – тепловая электрическая станция

ТЭЦ – теплоэлектроцентраль

УГАТУ – Уфимский государственный авиационный технический университет

ЦВД – цилиндр высокого давления

ЦНД – цилиндр низкого давления

ЭГ – электрический генератор

ЭТО – электротехническое оборудование

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ[*)]

1. Александров, А.А. Таблицы теплофизических свойств воды и водяного пара / А.А. Александров, Б.А. Григорьев. – М.: Издательство МЭИ, 1999. – 168 с.

2. Аракелян, Э. К. Моделирование процессов в контурах естественной циркуляции котлов-утилизаторов ПГУ / Э.К. Аракелян, А.С. Рубашкин, А.С. Обуваев, В.А. Рубашкин // Теплоэнергетика. – 2009. – №2. – С . 61-63.

3. Аракелян, Э.К. Оптимизация и оптимальное управление: учебное пособие / Э.К. Аракелян, Г.А. Пикина; Министерство образования и науки Российской Федерации, МЭИ; под ред. Т. Е. Щедеркиной. – Изд. 2-е, перераб. и доп. – М.: Издательский дом МЭИ, 2008. – 408 с: ил.

4. Агафонова, Н.А. Математические основы частотных методов теории и практики автоматического управления: учебное пособие / Н.А. Агафонова, Ю.С. Тверской; Федеральное агентство по образованию, ГОУВПО "Ивановский государственный энергетический университет им. В. И. Ленина"; под ред. Ю.С. Тверского. – Иваново, 2006. – 284 с.

5. Анализ проектных решений по АСУТП энергоблока ПГУ-450 Калининградской ТЭЦ-2. Отчет // Рук. раб. Ю.С. Тверской, отв. исп. С.А. Таламанов; ООО «НПП ИНОТЭКС», Иваново, 2005. – 267 с.

6. Биленко, В.А. Разработка методических основ, исследование и внедрение многосвязных автоматических систем регулирования теплоэнергетических объектов: автореф. дис. в виде научн. докл. ... докт. техн. наук: 05.13.06 / Биленко Виктор Абрамович. – М., 2012. – 40 с.

7. Биленко, В.А. Автоматизация отечественных энергоблоков: тенденции развития, проблемы, перспективы / В.А. Биленко, Л.Л. Грехов, А.Г. Свидерский // Теплоэнергетика. – 2012. – №10. – С. 3-11.

8. Биленко, В.А. Опыт разработки и внедрения АСУ ТП ПГУ-325 Ивановской ГРЭС / В.А. Биленко, И.З. Черномзав, С.В. Артанов, А.Г. Еканин [и др.] // Электрические станции. – 2009. – №2. – С. 25-35.

[*)] В ссылках на публикации с участием автора номер источника указывается с символом "*"

9. Биленко, В.А. Опыт эксплуатации микропроцессорных АСУ ТП мощных модернизированных энергоблоков / В.А. Биленко, Л.Л. Грехов, А.Г. Свидерский, А.П. Струков // Теплоэнергетика. – 2013. – №10. – С. 18-28.

10. Боднер, В.А. Системы автоматического управления двигателями летательных аппаратов / В.А. Боднер, Ю.А. Рязанов, Ф.А. Шаймарданов. – М.: Машиностроение, 1973. – 247 с.

11. Боднер, В.А. Оператор и летательный аппарат / В.А. Боднер. – М.: Машиностроение, 1976. – 220 с.

12. Будаков, И.В. Исследование и совершенствование режимов эксплуатации ПГУ-325: автореф. дис. … канд. техн. наук: 05.14.14 / Будаков Игорь Владимирович. – М., 2012. – 20 с.

13. Бурдаков, В.П. Термодинамика: учебное пособие для вузов. В 2-ч. / В.П. Бурдаков, Б.В. Дзюбенко, С.Ю. Меснянкин, Т.В. Михайлова. – М.: Дрофа, 2009. – Ч.1. Основной курс. – 479 с. – Ч.2. Специальный курс. – 361 с.

14. Бурдаков, В.П. Физические проблемы космической тяговой энергетики / В.П. Бурдаков, Ю.И. Данилов. – Москва: Атомиздат, 1969. – 400 с.

15. Вейник, А.И. Термодинамика необратимых процессов / А.И. Вейник. – Минск: Наука и техника, 1966. – 359 с.

16. Газотурбинные энергетические установки: учебное пособие для вузов / С.В. Цанев [и др.]; под ред. С.В. Цанева. – М.: Издательский дом МЭИ, 2011. – 432 с.: ил.

17. Таламанов, С.А. Алгоритмические схемы решения типовых задач АСУТП средствами ПТК "Квинт": учебное пособие / С.А. Таламанов, А.В. Голубев ; Мин-во образования Рос. Федерации, Иван. гос. энерг. ун-т ; под ред. Ю.С. Тверского. – Иваново: Б.и., 2002. – 100 с.

18. ГОСТ Р 52782-2007 Установки газотурбинные. Методы испытаний. Приемочные испытания. – М.: Стандартинформ, 2008. – 53 с.

19. Грановский, А.В. Анализ физических процессов и особенности работы ГТУ с высоконагруженной ступенью газовой турбины / А.В. Грановский // Электрические станции. – 2010. – №10. – С. 8-12.

20. Гуров, К.П. Феноменологическая термодинамика необратимых процессов Физические основы / К.П. Гуров. – М.: Наука, 1978. – 128 с.

21. Гущин, А.В. Парогазовая ТЭЦ Siemens для города Гетеборг (Швеция) / А.В. Гущин, В.Е. Торжков // Турбины и дизели. – 2007. – №5. – С. 16−21. URL: http://www.turbine-diesel.ru/rus/node/2225 (дата обращения: 19.08.2015).

22. Давыдов, Н.И. Схемы автоматического регулирования топлива и питания отечественных прямоточных котлов [Текст] / М-во энергетики и электрификации СССР. Гл. техн. упр. по эксплуатации энергосистем. Всесоюз. гос. трест по организации и рационализации район. электр. станций и сетей "Оргрэс". – Москва: Энергия, 1972. – 62 с.: черт.

23. Давыдов, Н.И. 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.11-17.

24. Давыдов, А.В. Опыт освоения парогазовых энергоблоков ПГУ-450Т / А.В. Давыдов, Ю.А. Радин // Электрические станции. − 2009. − № 9. − С. 22−26.

25. Дементьев, В.А. Работы ОАО “ЦНИИКА” по созданию интеллектуальных функций АСУТП объектов энергетики / В.А. Дементьев // Теория и практика построения и функционирования АСУТП (CONTROL-2000): Тр. Междунар. научн. технич. конф. М.: МЭИ, 2000. – С. 24-27.

26. Дуэль, М.А. Применение ЭВМ для определения энергетических характеристик в АСУ ТЭС / М.А. Дуэль. – М.: Энергия, 1976. – 120 с. с ил.

27. Елизаров, Д.П. Маневренные характеристики оборудования тепловых электростанций / Д.П. Елизаров, Э.К. Аракелян. – М.: [б. и.], 1989. – 129 с.: ил.

28. Иванов, В.А. Регулирование энергоблоков / В.А. Иванов. – Л.: Машиностроение, 1982. – 311 с.

29. Инструкция по эксплуатации газотурбинной установки ГТЭ-110 в составе энергоблока ПГУ-325 ОАО “Ивановские ПГУ”. – Комсомольск, 2006. – 86 с.

30. Инструкция по эксплуатации первого пускового комплекса энергоблока ПГУ-325 ОАО “Ивановские ПГУ” (1 редакция). – Комсомольск, 2007. – 114 с.

31. Ивановская ГРЭС. АСУТП ПГУ-325, блок №1. Описание режимов работы энергоблока. ИА.310.РП-АТХ.ПЗ.10 // Рук. проекта А.Д. Меламед, рук. работ В.Б. Кириллов. ЗАО «ИНТЕРАВТОМАТИКА», 2005. – 59 с.

32. Ицкович, Э.Л. Типичные недостатки внедрения и эксплуатации АСУТП / Э.Л. Ицкович // Автоматизация в промышленности. – 2012. – №1. – С. 5-9.

33. Кириллов, И.И. Автоматическое регулирование паровых турбин и газотурбинных установок: учебник для вузов / И.И. Кириллов. – 2-е изд., перераб. и доп. – Л.: Машиностроение, Ленинградское отделение, 1988. – 447 с.: ил.

34. Кондрашин, А.В. Технологические основы управления теплоэнергетическими процессами / А.В. Кондрашин. – М.: Испо-Сервис, 2004. – 316 с.: ил.

35. Коротков, В.Ф. Автоматическое регулирование в электроэнергетических системах: учебник для вузов / В.Ф. Коротков. – М.: Издательский дом МЭИ, 2013. – 416 с: ил.

36. Кубо, Р. Термодинамика / Р. Кубо. – М.: Мир, 1970. – 304 с.

37. Коновалов, В.И. Техническая термодинамика: учебное пособие для вузов / В.И. Коновалов; Федеральное агентство по образованию, ГОУВПО "Ивановский государственный энергетический университет им. В. И. Ленина". – [2-е изд.]. – Иваново: Б.и., 2005. – 620 с.

38. Мамиконов, А.Г. Управление и информация / А.Г. Мамиконов.– М: Наука, 1975. – 184 с: ил.

39. Методы робастного, нейро-нечеткого и адаптивного управления: учебник для вузов / под ред. Н.Д. Егупова. – Изд. 2-е. – М.: Издательство МГТУ им. Н.Э. Баумана, 2001, 2002. –744 с: ил.

40. Мельников, Ю.В. Расчетная оценка энергетических показателей ПГУ-325 в режиме «полублока» / Ю.В. Мельников, А.В. Мошкарин // Энергосбережение и водоподготовка. – 2009. – №2. – С. 32-37.

41. Мерцалов, А.Е. Усовершенствованное управление технологическими процессами в энергетике: за гранью одноконтурного регулирования / А.Е. Мерцалов // Электрические станции. – 2012. – №11. – С. 28-32.

42. Методические указания по объему технологических измерений, сигнализации и автоматического регулирования на ТЭС (утв. Департаментом научн.-техн. политики и развития РАО ЕЭС России от 23.10.2003). СО 34.35.101-2003. URL: http://snipov.net/database/c_4003667095_doc_4293848866.html (дата обращения: 20.08.2015).

43. Методы классической и современной теории автоматического управления: учебник в 5 т / под ред. К.А. Пупкова, Н.Д. Егупова. – Изд. 2-е, перераб. и доп. – М.: МГТУ, 2004. – Т. 1: Математические модели, динамические характеристики и анализ систем автоматического управления / К.А. Пупков [и др.]. – 2004. – 656 с: ил.

44. Методы классической и современной теории автоматического управления: учебник в 5 т / под ред. К.А. Пупкова, Н.Д. Егупова. – Изд. 2-е, перераб. и доп. – М.: МГТУ, 2004. – Т. 3: Синтез регуляторов систем автоматического управления / К.А. Пупков [и др.]. – 2004. – 616 с: ил.

45. Методы классической и современной теории автоматического управления: учебник в 5 т / под ред. К.А. Пупкова, Н.Д. Егупова. – Изд. 2-е, перераб. и доп. – М.: МГТУ, 2004. – Т. 5: Методы современной теории автоматического управления / К.А. Пупков [и др.]. – 2004. – 784 с: ил.

46. Мигай, В.К. Моделирование теплообменного энергетического оборудования / В.К. Мигай. – Л.: Энергоатомиздат, Ленинградское отделение, 1987. – 264 с.: ил.

47. Нормы участия парогазовых установок в нормированном первичном регулировании частоты и автоматическом вторичном регулировании частоты и перетоков активной мощности (СТО 59012820.27.100.004-2012) // Стандарт ОАО «СО ЕЭС». – 35с. URL: http://so-ups.ru/fileadmin/files/laws/standards/STO_NPRCH_PGU_12_2012.pdf (дата обращения: 22.08.2016).

48. Мошкарин, А.В. Анализ тепловых схем ТЭС / А.В. Мошкарин, Ю.В. Мельников; ГОУВПО "Ивановский государственный энергетический университет им. В. И. Ленина". – Иваново: Б.и., 2010. – 458 с: ил.

49*. Муравьев, И.К. Анализ проблем и особенностей реализации эталонных математических моделей в среде ПТК АСУТП / И.К. Муравьев, Ю.С. Тверской // Состояние и перспективы развития электротехнологии («XVII Бенардосовские чтения»): Матер. Междунар. науч.-техн. конф. – Иваново, 2013. – Том 2. – С. 268-271.

50*. Муравьев, И.К. Исследование математической модели энергоблока ПГУ-325 / И.К. Муравьев, Ю.С. Тверской // Современные технологии в энергетике – основа повышения надежности, эффективности и безопасности оборудования ТЭС: Сб. докл. специализир. научно-практ. конф. молодых специалистов. – М.: ОАО «ВТИ», 2012. – С. 318-328.

51*. Муравьев, И.К. Математическая модель энергоблока ПГУ-325 и ее использование для расчета КПД установки / И.К. Муравьев, Ю.С. Тверской // Вестник Ивановского государственного энергетического университета. – 2011. – Вып. 5. – С. 12-18.

52*. Муравьев, И.К. Об одном способе обеспечения расчетной эффективности энергоблоков ПГУ / И.К. Муравьев, Ю.С. Тверской // Вестник Ивановского государственного энергетического университета. – 2015. – Вып.1. – С. 30-36.

53*. Тверской, Ю.С. Обобщенный термодинамический анализ эффективности теплообменного оборудования паровых котлов / А.А. Яблоков, И.К. Муравьев, Ю.С. Тверской // Теория и технология систем управления. Многофункциональные АСУТП тепловых электростанций: В 3-х кн. / Под ред. д.т.н., проф., Ю.С. Тверского. – Иваново, 2013. – Книга 2. – С. 114-120.

54*. Муравьев, И.К. Создание математической модели и расчет характеристик энергоблока ПГУ / И.К. Муравьев, Ю.С. Тверской // Моделирование-2012: Сб. трудов IV Междунар. науч. конф. – Киев: Ин-т проблем моделирования в энергетике, 2012. – С. 297-303.

55*. Муравьев, И.К. Технология интеллектуализации АСУТП и повышение всережимной эффективности энергоблоков ПГУ / И.К. Муравьев // Оптимизация

и повышение эффективности работы ТЭС путём внедрения АСУТП: Сб. докл. Третьей Междунар. научно-техн. конф. – М.: ОАО «ВТИ», 2014. – С. 66-72.

56. Неуймин, В.М. О некоторых проблемах, связанных с внедрением ПГУ / В.М. Неуймин // Надежность и безопасность энергетики. – 2012. – №17. – С. 12-17.

57. Нечаев, Ю.Н. Теория авиационных газотурбинных двигателей. Часть 1 / Ю.Н. Нечаев, Р.М. Федоров. – М.: Машиностроение, 1977. – 312 с.

58. Невзгодин, В.С. Разработка и освоение пошаговой логики пуска энергоблока ПГУ-450 на базе ОАО "Северо-Западная ТЭЦ": автореф. дис. … канд. техн. наук: 05.13.06 / Невзгодин Вячеслав Сергеевич. – М., 2008. – 20 с.

59. Новиков, С.И. Оптимизация систем автоматизации теплоэнергетических процессов: учебник / С.И. Новиков; Новосибирский государственный технический университет (НГТУ). – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2011. – Ч. 1. Автоматические системы регулирования теплоэнергетических процессов с аналоговыми регуляторами. – 2011. – 284 с.

60. Ольховский, Г.Г. Исследование тепловых характеристик газотурбинной установки ГТЭ-110 / Г.Г. Ольховский, А.В. Агеев [и др.] // Теплоэнергетика. – 2004. – №11. – С. 2-8.

61. Ольховский, Г.Г. Тепловая энергетика в начале XXI века / Г.Г. Ольховский // Электрические станции. – 2011. – №6. – С. 3-12.

62. Ольховский, Г.Г. Энергетические газотурбинные установки / Г.Г. Ольховский. – М.: Энергоатомиздат, 1985. – 304 с.: ил.

63. Описание технологических режимов работы регуляторов для всех режимов работы ГТЭ-110. – НПП «Машпроект», 2000. – 28 с.

64. О перечне основных нормативно-технических документов, подлежащих утверждению Минтопэнерго России (утв. приказом Минтопэнерго РФ от 05.11.1995г. N233): ред. от 31.12.1996, с изм. от 20.07.1998 №245. URL: http://www.lawmix.ru/expertlaw/232593 (дата обращения: 19.08.2015).

65. Система автоматического регулирования мощности парогазовой установки с воздействием на регулирующие органы газотурбинной установки и паровой турбины // Патент РФ № 2361092 МПК F01K 13/02 (Заявка

№2007146484/06 от 18.12.2007) / Н.И. Давыдов, Н.В. Зорченко, Н.Д. Александрова // Опубл. 10.07.2009. Бюл. №19.

66. Способ управления положением направляющих аппаратов компрессора газотурбинного двигателя // Патент РФ № 2432501 МПК F04D 27/00 (Заявка №2010115076/06 от 16.04.2010) / Г.В. Добрянский, Н.С. Мельникова // опубл. 27.10. 2011. Бюл. №30.

67. Пикина, Г.А. Математические модели теплоэнергетических объектов / Г.А. Пикина; под ред. Э.К. Аракеляна. – М.: Изд. МЭИ, 1997. – 137 с.

68*. Развитие технологических основ и способа оптимизации эффективности парогазовых технологий / Ю.С. Тверской, И.К. Муравьев, А.Н. Никоноров, Ю.В. Наумов [и др.] // Отчет по НИР № гос. рег. 115042370067. – Иваново, 2015. – 127 с.

69. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации / М-во топлива и энергетики РФ, РАО “ЕЭС России”: РД 34.20.501-95. – 15-е изд., перераб. и доп. – М.: СПО ОРГРЭС, 1996. – 288 с.

Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации (утв. приказом Минэнерго РФ от 19 июня 2003 г. №229). URL: http://base.garant.ru/186039/ (дата обращения: 19.08.2015).

70. Схема и программа развития Единой энергетической системы России на 2014-2020 годы (утв. приказом Министерства энергетики РФ от 1 августа 2014 г. N 495). URL: http://www.garant.ru/products/ipo/prime/doc/70613954/ (дата обращения: 19.08.2015).

71. Разработка и актуализация нормативно-технической документации по АСУТП электростанций: протокол заседания секции АСУТП НП «НТС ЕЭС» №1 (утв. Председателем Научно-технической коллегии НП «НТС ЕЭС» от 09.04.2012). – М., 2012. – 5 с.

72*. Муравьев, И.К. Этапы поиска и результаты исследования факторов влияния параметров внешней среды на эффективность энергоблоков ПГУ / И.К. Муравьев // Состояние и перспективы развития электротехнологии («XVIII

Бенардосовские чтения»): Матер. Междунар. нуч.-техн. конф. – Иваново, 2015. – Том 2. – С. 270-273.

73. Рабенко, В.С. Об особенностях эксплуатации энергоблоков ПГУ в климатических условиях России / В.С. Рабенко, И.В. Будаков, В.М. Неуймин // Энергосбережение и водоподготовка. – Иваново. – 2010. – № 6. – С. 7-18.

74. Рабенко, В.С. Тепловой расчет двухконтурной парогазовой установки утилизационного типа: учебное пособие / В.С. Рабенко, И. В. Будаков, М. А. Алексеев; Федеральное агентство по образованию, ГОУВПО "Ивановский государственный энергетический университет им. В. И. Ленина". – Иваново, 2008. – 308 с.: ил.

75*. Муравьев, И.К. Технология разработки и оценка адекватности имитационной модели энергоблока ПГУ при изменении режимных и внешних факторов / И.К. Муравьев, Ю.С. Тверской // Имитационное моделирование. Теория и практика (ИММОД-2015): сб. трудов Седьмой Всероссийской научно-практ. конф. М.: ФГБУН «Институт проблем управления им. В.А. Трапезникова». 2015. Т. 2. С. 357-360.

76. Радин, Ю.А. Опытное определение технико-экономических показателей блоков ПГУ-39 Сочинской ТЭС / Ю.А. Радин, А.В. Давыдов, С.В. Малахов // Электрические станции. − 2006. − № 6. − С. 13-20.

77. Радин, Ю.А. 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.

78. Радин, Ю.А. Определение допустимого регулировочного диапазона нагрузок энергоблока ПГУ-450Т при его работе в конденсационном режиме / Ю.А. Радин, А.В. Давыдов, А.В. Чугин, И.Н. Писковацков // Теплоэнергетика. − 2004. − № 5. − С. 47−52.

79. Радин, Ю.А. Алгоритмические основы автоматизации пуска парогазовых установок большой мощности / Ю.А. Радин, М.А. Панько, В.С. Невзгодин // Теплоэнергетика. − 2007. − №10. – С. 46-51.

80. Семенов, А.М. Основы термодинамики неравновесных систем: учебное пособие / А.М. Семенов. – М.: Издательский дом МЭИ, 2001. – 132 с.

81. Методические указания по составлению и содержанию энергетических характеристик оборудования тепловых электростанций (утв. Минтопэнерго РФ от 22.09.1993). РД 34.09.155-93 (с Изменением №1 от 21.07.99 опубликовано в издании «СПО ОРГРЭС, 2000 г., ЦПТИиТО ОРГРЭС, 2006»). – М.: ЦПТИиТО ОРГРЭС, 2006. URL: http://www.norm-load.ru/SNiP/Data1/40/40107/index.htm (дата обращения: 20.08.2015).

82. Режимная карта газотурбинной установки ГТЭ-110, ст. №12 энергоблока ПГУ-325 ст. №1, филиал ОАО «ИНТЕР РАО ЕЭС» - «Ивановские ПГУ». − Комсомольск, 2008. – 18 с.

83. Режимная карта котла-утилизатора П-88 энергоблока ПГУ-325 ст. №1 / Филиал ОАО «ИНТЕР РАО ЕЭС» - «Ивановские ПГУ». – Комсомольск, 2008.

84. Режимная карта паротурбинной установки К-110-6,5 энергоблока ПГУ-325 ст. №1 / Филиал ОАО «ИНТЕР РАО ЕЭС» - «Ивановские ПГУ». – Комсомольск, 2008. – 21 с.

85. Результаты тепло гидравлических расчетов. Котел – утилизатор П-88 для ПГУ-325 ОАО “Ивановские ПГУ”. – Подольск: ОАО “Инжиниринговая компания «ЗИОМАР»”, 2005. – 16 л.

86. Ротач, В.Я. Теория автоматического управления: учебник для студентов вузов / В.Я. Ротач. – 5-е изд., перераб. и доп. – М.: Издательский дом МЭИ, 2008. – 394 с: ил.

87. Рубашкин, А.С. Развитие технологии моделирования динамических процессов на тепловых электростанциях / А.С. Рубашкин, В.А. Рубашкин // Теплоэнергетика. – 2004. – №10. – С. 40-44.

88. Рубашкин, А.С. Методические особенности объективного моделирования режимов работы тепловых электростанций / А.С. Рубашкин // В кн. «Теория и технология систем управления. Многофункциональные АСУТП тепловых электростанций»: В 3-х кн. / Под ред. д.т.н., проф., Ю.С. Тверского. – Иваново, 2013. – Книга 3. – С. 72-81.

89. Свидерский, А.Г. Совершенствование автоматизированных систем управления энергетическим оборудованием / А.Г. Свидерский, В.А. Биленко, В.В. Лыско // Электрические станции. – 2010. – №1. – С. 59-67.

90. Соколов, Б.В. Концептуальные и методические основы квалиметрии моделей и полимодельных комплексов / Б.В, Соколов, Р.М. Юсупов // Тр. СПИИРАН, 2004. – Вып. №2. – Т.1. – С. 10-35.

91. Серант, Д.Ф. Особенности национального энергостроительства / Д.Ф. Серант, К. Куисма // Деловой журнал Neftegaz.RU. – 2012. – №6. – С. 64-68. URL: http://magazine.neftegaz.ru/index.php?option=com_magazine&func=e-magazine&id=37 (дата обращения: 19.08.2015).

92. Серов, Е.П. Динамика парогенераторов / Е.П. Серов, Б.П. Корольков. – М.: Энергоиздат, 1981. – 480 с.: ил.

93. Системы автоматического управления авиационными ГТД: энциклопедический справочник / Под ред. д.т.н., проф. О.С. Гуревича. – М.: ТОРУС ПРЕСС, 2011. – 208 с.: ил.

94. Турбины тепловых и атомных электрических станций: учебник для вузов / А.Г. Костюк, В.В. Фролов, А.Е. Булкин, А.Д. Трухний ; под ред. А. Г. Костюка, В.В. Фролова. – Изд. 2-е, перераб. и доп. – М.: Изд-во МЭИ, 2001. –448 с: ил.

95. Советов, Б.Я. Моделирование систем: [учебник для вузов] / Б.Я. Советов, С.А. Яковлев. – 5-е изд., стер. – М.: Высшая школа, 2007. – 343 с: ил.

96. Газотурбинные установки. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования. СТО 17230282.27.040.002-2008 (утв. Приказом ОАО РАО «ЕЭС России» от 30.06.2008 № 326). URL: http://files.stroyinf.ru/data2/1/4293830/4293830928.htm (дата обращения: 19.08.2015).

97. Теория и технология систем управления. Многофункциональные АСУТП тепловых электростанций: в 3-х кн. / Министерство образования и науки Российской Федерации, ФГБОУВПО "Ивановский государственный энергетический университет им. В. И. Ленина"; под общ. ред. Ю.С. Тверского. –

Иваново: Б.и., 2013. Кн. 1: Проблемы и задачи / Ю.С. Тверской [и др.]. –2013. – 260 с.

98. Теория и технология систем управления. Многофункциональные АСУТП тепловых электростанций: в 3-х кн. / Министерство образования и науки Российской Федерации, ФГБОУВПО "Ивановский государственный энергетический университет им. В. И. Ленина"; под общ. ред. Ю.С. Тверского. – Иваново: Б.и., 2013. Кн. 2: Проектирование / Ю.С. Тверской [и др.]. – 2013. – 436 с.

99. Теория и технология систем управления. Многофункциональные АСУТП тепловых электростанций: в 3-х кн. / Министерство образования и науки Российской Федерации, ФГБОУВПО "Ивановский государственный энергетический университет им. В. И. Ленина"; под общ. ред. Ю.С. Тверского. – Иваново: Б.и., 2013. Кн. 3: Моделирование / Ю.С. Тверской [и др.]. – 2013. – 176 с.

100. Теория моделей в процессах управления. Информационный и термодинамический аспекты / Б.Н. Петров, Г.М. Уланов, И.И. Гольденблат, С.В. Ульянов. – М.: Наука. 1978. – 223 с.

101. Тепловой расчет котельных агрегатов. Нормативный метод / коллектив авторов; под ред. Н.В. Кузнецова и др. – 2-е изд., перераб. М., «Энергия», 1973. - 296 с. / Репринтное воспроизведение издания 1973 г. – М.: ЭКОЛИТ, 2011. – 296 с.

102. Тихонов, А.Н. Методы решения некорректных задач / А.Н. Тихонов, В.Я. Арсенин. – М.: Наука, 1979. – 288 с.: ил.

103. Тверской, Д.Ю. Обобщенный термодинамический анализ эффективности систем пылеприготовления / Д.Ю. Тверской // Теплоэнергетика. – 2010. – № 8. – С. 39-45.

104. Тверской, Д.Ю. Особенности построения нелинейной динамической модели пылесистем прямого вдувания котлов / Д.Ю. Тверской // Вестник Ивановского государственного энергетического университета. – 2008. – Вып.3. – С. 83-89.

105. Тверской, Д.Ю. Задачи и проблемы совершенствования АСУТП энергоблоков в направлении их интеллектуализации / Д.Ю. Тверской, Ю.С.

Тверской // Управление и информационные технологии: Сб. докл. IV Всеросс. науч. конф.– СПб: ЛЭТИ, 2006. – С. 230-237.

106. Тверской, Д.Ю. Проблемы и задачи технологии многофункциональных АСУТП на этапе структурного синтеза систем автоматического управления / Д.Ю. Тверской, Ю.С. Тверской // Состояние и перспективы развития электротехнологии («XVIII Бенардосовские чтения»): Матер. Междунар. науч.-техн. конф. – Иваново, 2015. – Том 2. – С. 228-231.

107. Тверской, Ю.С. Автоматизация котлов с пылесистемами прямого вдувания / Ю.С. Тверской. – М.: Энергоатомиздат, 1996. – 256 с: ил.

108. Тверской, Ю.С. Регулирующие органы систем управления / Ю.С. Тверской, Е.Д. Маршалов, О.А. Нечаева ; Министерство образования и науки Российской Федерации, ФГБОУВПО "Ивановский государственный энергетический университет им. В. И. Ленина" ; под ред. Ю.С. Тверского. – Иваново, 2012. – 184 с: ил.

109. Тверской, Ю.С. О новом классе АСУТП, оснащаемых математическими моделями управляемого технологического оборудования / Ю.С. Тверской, С.А. Таламанов // Теория и практика построения и функционирования АСУТП: Труды Международ. науч. конф. – М.: Издательство МЭИ, 2003. − С. 217−220.

110. Тверской, Ю.С. Локальные системы управления: учебно-методическое пособие / Ю.С. Тверской ; Министерство образования и науки Российской Федерации, ФГБОУВПО "Ивановский государственный энергетический университет им. В. И. Ленина". – Иваново: Б.и., 2011. – 128 с., [2] л. схем: ил.

111. Тверской, Ю.С. Особенности и проблемы современного этапа развития технологии создания АСУ ТП тепловых электростанций / Ю.С. Тверской, С.А. Таламанов // Теплоэнергетика. – 2010. – №10. – С. 37-44.

112. Тверской, Ю.С. «Полигон электростанций» — современное средство поддержки новой технологии создания АСУ ТП: опыт разработки и использования / Ю.С. Тверской, А.В. Голубев, А.Н. Никоноров // Теплоэнергетика. – 2011. – № 10. – С. 70-75.

113. Тверской, Ю.С. Теоретические основы динамических моделей каналов формирования потоков топливовоздушных смесей в топки котлов / Ю.С. Тверской, Д.Ю. Тверской. – Иваново, 2002. – 74 с. – Деп. в ВИНИТИ 18.01.02, № 86-В2002.

114. Тверской, Ю.С. Методы интервальной оценки частотных характеристик и робастной настройки систем управления / Ю.С. Тверской, С.А. Таламанов, Н.А. Агафонова; Министерство образования и науки Российской Федерации, ГОУВПО "Ивановский государственный энергетический университет им. В. И. Ленина". – Иваново: Б.и., 2010. – 220 с.: ил.

115. Трухний, А.Д. Исследование работы ПГУ утилизационного типа при частичных нагрузках. Ч.1. Объект и методика проведения исследований / А.Д. Трухний // Теплоэнергетика. − 1999. − №1. – С. 27-31. Ч.2 / А.Д. Трухний // Теплоэнергетика. − 1999. – №7. – С. 54-59.

116. Основы современной энергетики: [учебник для вузов]: в 2 т. / под общ. ред. Е.В. Аметистова. − 4-е изд., перераб и доп. − М.: Издательский дом МЭИ, 2008. Т. 1: Современная теплоэнергетика / [А. Д. Трухний и др.] ; под ред. А.Д. Трухния. − 2008. − 472 с., [12] л. ил: ил.

117. Тверской, Ю.С. Технология разработки и оценка меры адекватности всережимной динамической математической модели первого контура энергоблока АЭС с реактором типа ВВЭР-1000 / Д.В. Лаврентичев, Ю.С. Тверской // Автоматизация в промышленности. – 2015. – №11. – С. 30-33.

118. Фролов, М.С. Увеличение тепловой экономичности энергоблока 300МВт за счёт надстройки газовой турбиной ГТЭ-110 / М.С. Фролов, М.В. Лазарев, М.В. Лазарева // Электрические станции. – 2012. – №1. – С. 19-24.

119. Таламанов, С.А. Практикум по идентификации, параметрической оптимизации и имитационному моделированию систем автоматического управления: учебное пособие / С.А. Таламанов, Ю.С. Тверской ; Министерство образования Российской Федерации, Ивановский государственный энергетический университет; под ред. С.В. Тарарыкина. – Иваново: Б.и., 2000. – 96 с: ил.

120. Цанев, С.В. Газотурбинные и парогазовые установки тепловых электростанций: учебное пособие для вузов / С.В. Цанев, В.Д. Буров, А.Н. Ремезов ; под ред. С.В. Цанева. – М.: Издательство МЭИ, 2002. – 584 с: ил.

121. Тверской, Ю.С. Прикладное обеспечение полигонов АСУТП электростанций / Ю.С. Тверской, А.Н. Никоноров, Д.А. Пронин ; Министерство образования и науки Российской Федерации, ФГБОУВПО "Ивановский государственный энергетический университет им. В. И. Ленина" ; под ред. Ю.С. Тверского. – Иваново: Б.и., 2012. – 174 с.

122. Что мешает внедрению АСУТП? / В.Д. Миронов, Э.К. Ринкус, Ю.С. Тверской [и др.] // Теплоэнергетика. – 1989. – № 4. – С.72-76.

123. Шелыгин, Б.Л. Котлы-утилизаторы парогазовых установок электростанций: учебное пособие / Б.Л. Шелыгин, А.В. Мошкарин ; Министерство образования и науки, ФГБОУВПО "Ивановский государственный энергетический университет им. В. И. Ленина". – Иваново: Б.и., 2012. – 284 с: ил.

124*. Муравьев, И.К. Исследование на математической модели эффективности совместной работы газовой и паровой турбин энергоблока с ПГУ / И.К. Муравьев, Ю.С. Тверской // Автоматизация в промышленности. – 2016. – №1. – С. 53-57.

125. Штеренлихт, Д.В. Гидравлика: [учебник для вузов] / Д.В. Штеренлихт. – М.: Энергоатомиздат, 1984. – 640 с: ил.

126. Щегляев, А.В. Паровые турбины. Теория теплового процесса и конструкции турбин: [учебник для вузов]: в 2 кн. / А.В. Щегляев ; под ред. Б.М. Трояновского. – 6-е изд., перераб. и доп.. – М.: Энергоатомиздат, Б.г.. Кн. 1. – 1993. – 384 с: ил.

127. Математический энциклопедический словарь, гл. ред. Ю.В. Прохоров, М.: «Советская энциклопедия», 1988. – 848с.

128*. Тверской, Ю.С. Разработка концепции программного комплекса для построения и исследования многовариантных моделей сложных технологических объектов / Ю.С. Тверской, И.К. Муравьев, С.А. Гоголев // В кн. «Теория и технология систем управления. Многофункциональные АСУТП тепловых

электростанций»: В 3-х кн. / Под ред. д.т.н., проф., Ю.С. Тверского. – Иваново, 2013. – Книга 2. – С. 81-87.

129*. Тверской, Ю.С. Математическая модель энергоблока ПГУ-325 и ее использование для расчета КПД установки / Ю.С. Тверской, И.К. Муравьев // В кн. «Теория и технология систем управления. Многофункциональные АСУТП тепловых электростанций»: В 3-х кн. / Под ред. д.т.н., проф., Ю.С. Тверского. – Иваново, 2013. – Книга 2. – С. 139-156.

130. Методические указания по составлению режимных карт котельных установок и оптимизации управления ими (утв. Департаментом науки и техники РАО «ЕЭС России» от 18.03.96 г.). РД 34.25.514-96. URL: http://snipov.net/database/c_4294966486_doc_4294817566.html#i46479 (дата обращения: 25.08.2015).

131. Мясников, Ю.Н. Нужен не подвиг, а советчик оператора / Ю.Н. Мясников // Атомная стратегия. – 2007. – №29.

132. Тверской, Ю.С. Исследование сигналов, применяемых в системах регулирования расхода топлива прямоточных пылеугольных парогенераторов: дис. … канд. техн. наук / Тверской Юрий Семенович. – М.: МЭИ, 1973. – 202 с.

133. Тверской, Ю. С. Метод оценки эффективности сигналов / Ю. С. Тверской // Известия высших учебных заведений. Энергетика. – 1973. – № 4. – С. 141-144.

134. Эффективность АСУ теплоэнергетическими процессами / А.С. Корецкий, Э.К. Ринкус, Ю.Р. Остер-Миллер [и др.]; под ред. А.С. Корецкого и Э.К. Ринкуса. – М.: Энергоатомиздат, 1984. – 320 с: ил.

135. Устройство подготовки эксплуатационного персонала энергетического оборудования // Патент № 2282248 (Заявка №2005101012 от 18.01.2005) / Тверской Ю.С., Таламанов С.А., Голубев А.В., Никоноров А.Н., Харитонов И.Е. // Опубл.20.08.2006. Бюл. № 23.

136. Имитационная модель пылесистем по схеме прямого вдувания паровых котлов (теоретические основы и технология реализации на полигоне АСУТП) /

Тверской Ю.С., Таламанов С.А., Никоноров А.Н. и др. // Теплоэнергетика. – 2005. –№9. – С. 61-69.

137. Имитационные модели технологического оборудования в составе полигонных версий АСУТП тепловых электростанций (опыт реализации и перспективы промышленного применения) / Тверской Ю.С., Таламанов С.А., Никоноров А.Н. и др. // Управление и информационные технологии (УИТ). СПб.: СПб.ГЭТУ, 2003. Т.2. С.147-151.

138. Агафонова, Н.А. Анализ промышленных методик идентификации на основе критерия минимума дисперсии частотных характеристик / Н. А. Агафонова, С. А. Таламанов, Ю. С. Тверской // Автоматика и телемеханика. – 1998. - № 6. – С. 117-129.

139. Инструкция по эксплуатации парового котла-утилизатора П-96 энергоблока ПГУ-450 филиала “Калининградская ТЭЦ-2” ОАО «ИНТЕР РАО – ЕЭС». – Калининград, 2009. – 44 с.

140. ГОСТ Р 7.0.11-2011. Система стандартов по информации, библиотечному и издательскому делу. Диссертация и автореферат диссертации. Структура и правила оформления. – М.: Стандартинформ, 2012. URL: http://docs.cntd.ru/document/gost-r-7-0-11-2011 (дата обращения: 27.08.2015).

141. Пособие для изучения «Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей». Раздел 4. Тепломеханическое оборудование электростанций и тепловых сетей. Раздел 5. Специальное оборудование атомных станций. – М.: Энергия, 1980. – 464 с., ил. – С. 166.

142. Методические указания по составлению отчета электростанции и акционерного общества энергетики и электрификации о тепловой экономичности оборудования (утв. министром топлива и энергетики Российской Федерации В.Н. Костюниным от 24 ноября 1995 г.). РД 34.08.552-95. URL: http://docs.cntd.ru/document/1200008390 (дата обращения: 27.08.2015).

143. Айзенштат, И.И. Устойчивость и степень колебательности схем регулирования топлива и питания прямоточных котлов / И.И. Айзенштат // Теплоэнергетика. – 1963. – №4. – С. 31-35.

144. Решение совместного заседания Научного совета РАН по проблемам надежности и безопасности больших систем энергетики и Научно-технической коллегии НП «НТС ЕЭС» по теме: «Проблемы и пути их решения по организации построения территориально-распределенных АСУТП для тепловых электростанций» (протокол № 7/11 от 22.07.2011 г. Москва).

145*. Устройство регулирования расхода воздуха в компрессор газотурбинных установок бинарных энергоблоков // Патент на полезную модель РФ №156580 МПК F01K 13/02 (Заявка №2015105485/06 от 17.02.2015) / Ю.С. Тверской, И.К. Муравьев // Опубл. 10.11.2015. Бюл. №31.

146. Combined cycle electric power plant and a heat recovery steam generator having improved temperature control of the steam generated // Patent US 4031404 A Cl. F01K 23/00 (Appl. No 495,723 of 08.08.1974) / Lyle F. Martz, Richard J. Plotnick // Published 21.06.1977.

147. Способ и устройство для быстрого регулирования мощности энергетической установки // Патент РФ №2169272 МПК F01K 13/02 (Заявка №98118461/06 от 24.02.1997) / Олдрих Зависка, Райнхольд Акенхайл / Сименс акциенгезелльшафт // Опубл. 20.06.2001.

148. Хрилев, Л.С. Многофакторный анализ эффективности применения новых энергетических технологий в теплофикации / Л.С. Хрилев, В.П. Браилов, И.А. Смирнов / Теплоэнергетика. – 2011. – №8. – С. 47-54.

149. Информационное агентство «Big Electric Power News». URL: http://www.bigpowernews.ru/markets/document67561.phtml (дата обращения: 04.02.2016).

150. Тверской, М.Ю. Разработка и исследование алгоритмов параметрического синтеза двухконтурных систем регулирования, функционирующих в составе АСУТП тепловых электростанций: автореф. дис. … канд. техн. наук: 05.13.06 / Тверской Максим Юрьевич. – Иваново, 2004. – 20 с.

151. Таламанов, С.А. Совершенствование методологии автоматизации настройки систем регулирования в составе АСУТП тепловых электростанций:

автореф. дис. … докт. техн. наук: 05.13.06 / Таламанов Сергей Александрович. – Иваново, 2006. – 32 с.

152*. Тверской, Ю.С. Совершенствование системы регулирования расхода воздуха в компрессор газотурбинных установок блоков ПГУ с учетом изменяющихся режимных и внешних климатических факторов / Ю.С. Тверской, И.К. Муравьев // Автоматизация в промышленности. – 2016. – №8. – С. 61-64.

153. Method for operating a combined cycle power plant and plant to carry out such a method // Patent US 2013/0239573 A1. F01K 21/00 (Appl. No 13/847,171 of 19.03.2013) / Andrea Brighenti, Darrel Shayne Lilley, Karsten Franitza, Anton Nemet // Published 19.09.2013.

154*. Способ регулирования расхода воздуха в компрессор газотурбинных установок бинарного энергоблока и устройство для его реализации // Патент РФ № 2599079 МПК F01K 13/02, F23N 1/02 (Заявка №2015117328 от 06.05.2015) / Ю.С. Тверской, И.К. Муравьев.

155. Теория авиационных двигателей. Теория лопаточных машин: Учебник для студентов, обучающихся по специальности «Эксплуатация летательных аппаратов и двигателей» / П.К. Казанджан, Н.Д. Тихонов, А.К. Янко; под ред. П.К. Казанджана. – М.: Машиностроение, 1983. – 217 с., ил. – С. 14.

ПРИЛОЖЕНИЕ 1. ОСНОВА ДЛЯ КЛАССИФИКАЦИИ НТД В ОБЛАСТИ АСУТП ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

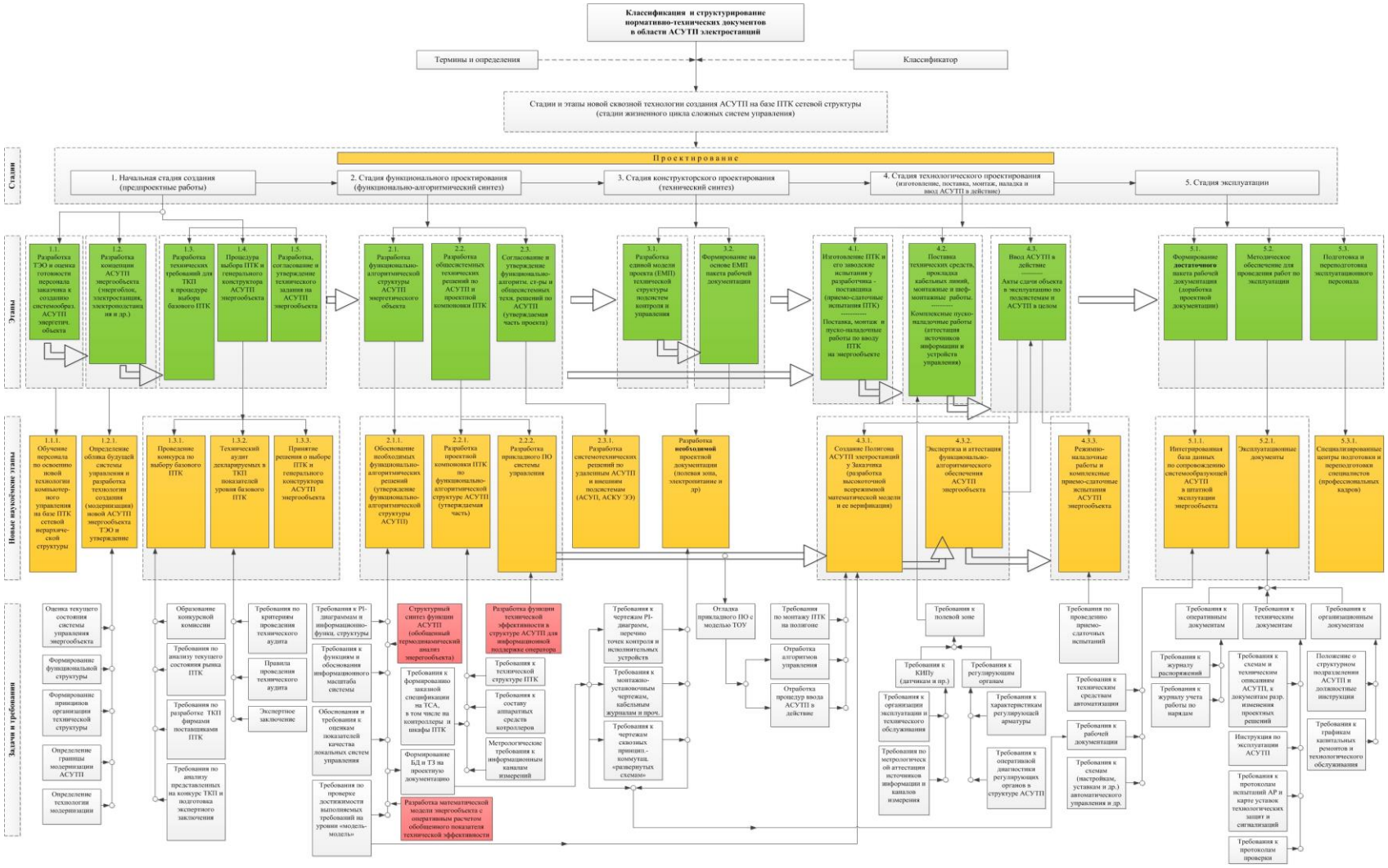


Рис. П.1.1. Предлагаемая основа для классификации и стандартизации НТД в области АСУТП электростанций [98]

ПРИЛОЖЕНИЕ 2. ВЫВОД ОСНОВНЫХ МАТЕМАТИЧЕСКИХ ВЫРАЖЕНИЙ ДЛЯ РАБОТ, СОВЕРШАЕМЫХ В ПГУ

П.2.1. Вывод основных математических выражений для работ, совершаемых в газотурбинной установке

Рабочим телом для осевого компрессора ГТ является поступающий воздух (рис. П.2.1), для газовой турбины – продукты сгорания топлива (рис. П.2.2). Газотурбинная установка работает по открытому циклу.

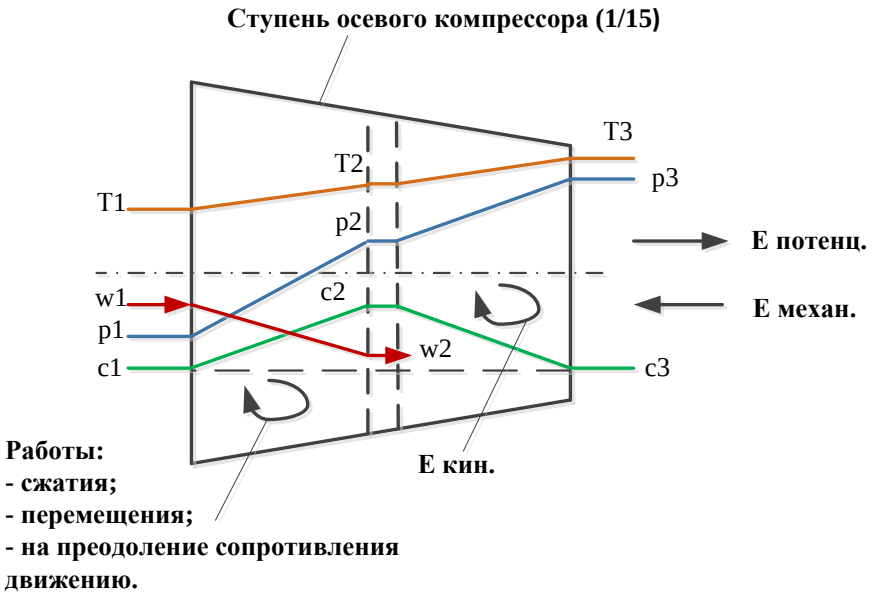


Рис. П.2.1. Процесс сжатия воздуха в ступени осевого компрессора

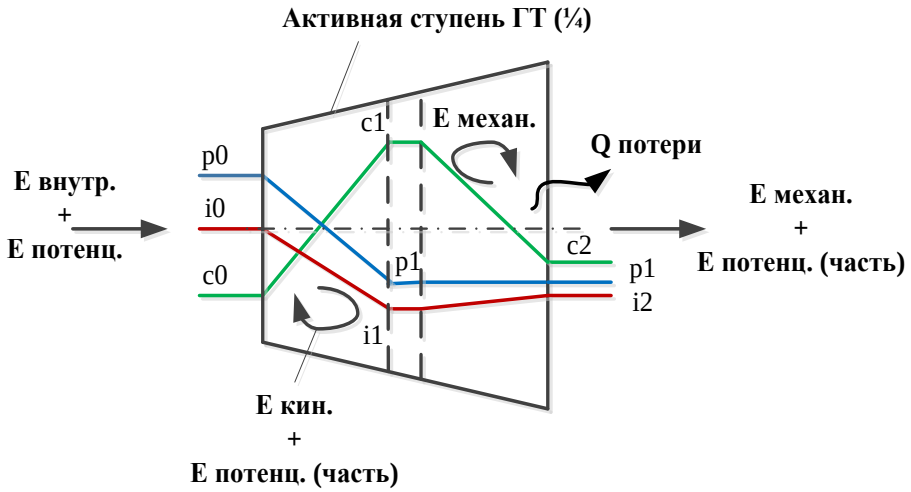


Рис. П.2.2. Процесс расширения газа в активной ступени газовой турбины

В газотурбинной установке имеют место быть следующие переменные работы.

1. Работа изменения кинетической энергии:

$$dA = dE_{кин} = d\left(\frac{m \cdot \upsilon^2}{2}\right) \quad (П.2.1)$$

где υ - скорость потока в сечении, м/с; m – масса перемещаемых дымовых газов, кг.

$$m = \rho \cdot V \quad (П.2.2)$$

где V – рабочий объем, м^3; ρ – плотность, кг/м^3.

Объемный расход, м^3/с:

$$G_V = \upsilon \cdot S_0 \quad (П.2.3)$$

где S_0 – площадь поперечного сечения потока, м^2;

Тогда:

$$dA_1 = d\left(\frac{V \cdot \rho \cdot \upsilon^2}{2}\right) = V \cdot d\left(\frac{\rho \cdot \upsilon^2}{2}\right) = V \cdot d\left(\frac{\rho \cdot {G_V}^2}{2 \cdot {S_0}^2}\right); \quad (П.2.4)$$

Соотношение между объемным и массовым расходами:

$$G_M = \rho \cdot G_V \quad (П.2.5)$$

где G_M – массовый расход, кг/с; ρ – плотность, кг/м^3.

Тогда:

$$dA_1 = V \cdot d\left(\frac{\rho \cdot {G_V}^2}{2 \cdot {S_0}^2}\right) = \frac{V}{2} \cdot d\left(\frac{{G_M}^2}{\rho \cdot {S_0}^2}\right) \quad (П.2.6)$$

Потенциалом кинетической работы является – $\frac{V}{2}, [м^3]$, а координатой – $\frac{{G_M}^2}{\rho \cdot {S_0}^2}, [Па]$.

2. Работа по преобразованию потенциальной энергии давления:

$$dA_2 = dA_{пот} = V \cdot dP \quad (П.2.7)$$

Потенциалом работы расширения является V, [м^3], а координатой – $P, [Па]$.

3. Механическая работа вращения ротора.

Вращающийся ротор турбины обладает кинетической энергией вращения.

Механическая работа вращения ротора турбины равна:

$$dA_3 = dA_{мех} = d\left(\frac{J_{Рот}\omega_{Рот}^2}{2}\right) \quad (П.2.8)$$

где $J_{рот}$ – момент инерции ротора турбины, кгс·м^2; ω – угловая скорость ротора, рад/с

Момент инерции ротора турбины можно определить по формуле:

$$J_{Рот} = \frac{MD^2}{4}, \quad (П.2.9)$$

где MD^2 – маховый момент турбины, кгс·м^2.

Угловая скорость ротора равна:

$$\omega_{Рот} = 2\pi\nu_{Рот} \quad (П.2.10)$$

где $\nu_{Рот}$ – частота вращения ротора, 1/с.

Таким образом, механическая работа вращения может быть определена по формуле:

$$dA_{мех} = d\left(\frac{J_{Рот}\omega_{Рот}^2}{2}\right) = d\left(\frac{M_{Рот}D_{Рот}^2}{2}\cdot\pi^2\cdot\nu_{Рот}^2\right) = \frac{M_{Рот}D_{Рот}^2\pi^2}{2}d\left(\nu_{Рот}^2\right) \quad (П.2.11)$$

где $M_{рот}$ – масса ротора, кг; $D_{рот}$ – диаметр маховика ротора, м.

Потенциалом механической работы вращения ротора является $\frac{M_{Рот}D_{Рот}^2\pi^2}{2}$, [кг·м^2], а координатой – $\nu_{Рот}^2, [1/c^2]$.

4. Работа, связанная с изменением теплоты, внесенной с топливом:

$$dA_4 = dA_{терм_топл} = d\left(Q_н^р \cdot m_г\right) = Q_н^р dm_г \quad (П.2.12)$$

где $Q_н^р$ – низшая теплота сгорания топлива, Дж/кг; $m_г$ – масса топлива (природного газа), кг.

Для случая, когда масса топлива изменяется в единицу времени:

$$dA_4 = dA_{терм_топл} = Q_н^p dB_г \qquad (П.2.13)$$

где $B_г$ – расход топлива, кг/с.

Потенциалом работы, связанной с изменением теплоты, внесенной с топливом является $Q_н^p$, [Дж/кг], а координатой – $m_г$, [кг].

5. Работа, связанная с изменением теплоты, внесенной с воздухом:

$$dA_5 = dA_{терм_в} = d\left(c_в \cdot T_в \cdot m_в\right) = c_в \cdot T_в \cdot dm_в \qquad (П.2.14)$$

где $c_в$ – теплоемкость воздуха, Дж/(кг·^{0}C); $T_в$ – температура воздуха, ^{0}C; $m_в$ – масса воздуха, кг.

Для случая, когда масса воздуха изменяется в единицу времени:

$$dA_5 = dA_{терм_в} = c_в \cdot T_в \cdot dG_m \qquad (П.2.15)$$

где G_m – массовый расход воздуха, кг/с.

Потенциалом работы, связанной с изменением теплоты, внесенной с воздухом является $c_в \cdot T_в$, [Дж/кг], а координатой – $m_в$, [кг].

6. Работа, связанная с изменением теплоты, выносимой из камеры сгорания ГТ с продуктами сгорания:

$$dA_6 = dA_{терм_кс} = d\left(c_{г_кс} \cdot T_{г_кс} \cdot m_{г_кс}\right) = c_{г_кс} \cdot T_{г_кс} \cdot dm_{г_кс} \qquad (П.2.16)$$

где $c_{г_кс}$ – теплоемкость продуктов сгорания, Дж/(кг·^{0}C); $T_{г_кс}$ – температура продуктов сгорания, ^{0}C; $m_{г_кс}$ – масса продуктов сгорания, кг.

Для случая, когда масса продуктов сгорания изменяется в единицу времени:

$$dA_6 = dA_{терм_кс} = c_{г_кс} \cdot T_{г_кс} \cdot dG_{г_кс} \qquad (П.2.17)$$

где $G_{г_кс}$ – массовый расход продуктов сгорания, кг/с.

Потенциалом работы, связанной с изменением теплоты, выносимой из камеры сгорания ГТ с продуктами сгорания является $c_{г_кс} \cdot T_{г_кс}$, [Дж/кг], а координатой – $m_{г_кс}$, [кг].

7. Работа, связанная с изменением теплоты, выносимой из ГТ с продуктами сгорания:

$$dA_7 = dA_{терм_гт} = d\left(c_{г_гт} \cdot T_{г_гт} \cdot m_{г_гт}\right) = c_{г_гт} \cdot T_{г_гт} \cdot dm_{г_гт} \qquad (П.2.18)$$

где $c_{г_гт}$ – теплоемкость продуктов сгорания за ГТ, Дж/(кг·^{0}С); $T_{г_гт}$ – температура продуктов сгорания за ГТ, ^{0}С; $m_{г_гт}$ – масса продуктов сгорания за ГТ, кг.

Для случая, когда масса продуктов сгорания за ГТ изменяется в единицу времени:

$$dA_7 = dA_{терм_гт} = c_{г_гт} \cdot T_{г_гт} \cdot dG_{г_гт} \qquad (П.2.19)$$

где $G_{г_гт}$ – массовый расход продуктов сгорания за ГТ, кг/с.

Потенциалом работы, связанной с изменением теплоты, выносимой из ГТ с продуктами сгорания является $c_{г_гт} \cdot T_{г_гт}$, [Дж/кг], а координатой – $m_{г_гт}$, [кг].

П.2.2. Вывод основных математических выражений для работ, совершаемых в котле-утилизаторе

1. Работа изменения кинетической энергии:

$$dA_8 = dE_{кин} = d\left(\frac{m \cdot \upsilon^2}{2}\right) = \frac{V}{2} \cdot d\left(\frac{\rho \cdot G_V{}^2}{S_0{}^2}\right)$$

По формулам определенным ранее (П.2.1-П.2.4), потенциалом кинетической работы является – $\frac{V}{2}, [м^3]$, а координатой – $\frac{\rho \cdot G_V{}^2}{S_0{}^2}, [Па]$.

2. Работа по преобразованию потенциальной энергии давления дымовых газов:

$$dA_9 = dA_{пот} = V \cdot dP$$

По формуле определенной ранее (П.2.7), потенциалом работы расширения является V, [м^3], а координатой – $P, [Па]$.

3. Работа гравитационных сил.

Потенциальная энергия гравитационного взаимодействия тела с Землей для малых высот:

$$E_п = \frac{G \cdot (M_з \cdot m \cdot h)}{R_з \cdot (R_з + h)} \qquad (П.2.20)$$

где G – гравитационная постоянная, $R_з$ – радиус Земли, $M_з$ – масса Земли.

Система, имеющая массу m и находящаяся на высоте h, обладает потенциальной энергией, которая может быть найдена из формулы:

$$E_п = m \cdot g \cdot h, \qquad (П.2.21)$$

где g – ускорение свободного падения, м^2/с.

Изменение потенциальной энергии происходит в результате работы гравитационных сил:

$$dA_{10} = dA_{грав} = d(m \cdot g \cdot h) \qquad (П.2.22)$$

Подставив выражение (П.2.2) в формулу (П.2.22), получим:

$$dA_{10} = dA_{грав} = d(m \cdot g \cdot h) = d(\rho \cdot V \cdot g \cdot h) = V \cdot d(\rho \cdot g \cdot h) \qquad (П.2.23)$$

Потенциалом работы гравитационных сил является – $V, [м^3]$, а координатой – $\rho \cdot g \cdot h, [Па]$.

4. Гидродинамическая работа.

Элементарная гидродинамическая работа равна:

$$dA_{11} = dA_{гидр} = d(P \cdot V) = V \cdot dP \qquad (П.2.24)$$

Потенциалом работы гидродинамических сил является – $V, [м^3]$, а координатой – $P, [Па]$.

5. Работа, связанная с изменением теплоты, внесенной с дымовыми газами на входе в котел-утилизатор (КУ):

$$dA_{12} = dA_{терм_г} = d\left(c_г \cdot T_г \cdot m_г\right) = c_г \cdot T_г \cdot dm_г \qquad (П.2.25)$$

где $c_г$ – теплоемкость дымовых газов на входе в КУ, Дж/(кг·^{0}С); $T_г$ – температура дымовых газов на входе в КУ, ^{0}С; $m_г$ – масса дымовых газов на входе в КУ, кг.

Для случая, когда масса дымовых газов на входе в КУ изменяется в единицу времени:

$$dA_{12} = dA_{терм_г} = c_г \cdot T_г \cdot dG_г \qquad (П.2.26)$$

где $G_г$ – массовый расход дымовых газов на входе в КУ, кг/с.

Потенциалом работы, связанной с изменением теплоты, внесенной с дымовыми газами на входе в КУ является $c_г \cdot T_г$, [Дж/кг], а координатой – $m_г$, [кг].

6. Работа, связанная с изменением теплоты в процессе нагрева рабочей среды (например, питательная вода, конденсат).

В случае, когда тепловая энергия, переданная рабочей среде, идет на её нагрев, термическая работа определятся количеством переданной теплоты:

$$dA_{13} = dA_{терм_нагр} = d\left(c_{ср} \cdot T_{ср} \cdot m_{ср}\right) = c_{ср} \cdot T_{ср} \cdot dm_{ср} \qquad (П.2.27)$$

где $c_{ср}$ – теплоемкость рабочей среды, Дж/(кг·^{0}C); $T_{ср}$ – температура рабочей среды, ^{0}C; $m_{ср}$ – масса рабочей среды, кг.

Для случая, когда масса рабочей среды изменяется в единицу времени:

$$dA_{13} = dA_{терм_нагр} = c_{ср} \cdot T_{ср} \cdot dG_{ср} \qquad (П.2.28)$$

где $G_{ср}$ – массовый расход рабочей среды, кг/с.

Потенциалом работы, связанной с изменением теплоты в процессе нагрева рабочей среды является $c_{ср} \cdot T_{ср}$, [Дж/кг], а координатой – $m_{ср}$, [кг].

7. Работа, связанная с изменением теплоты в процессе парообразования.

Определяется аналогично формулам (П.2.27-2.28).

$$dA_{14} = dA_{терм_парообр} = d\left(c_п \cdot T_п \cdot m_п\right) = c_п \cdot T_п \cdot dm_п \qquad (П.2.29)$$

где $c_п$ – теплоемкость пара, Дж/(кг·^{0}C); $T_п$ – температура пара, ^{0}C; $m_п$ – масса пара, кг.

Для случая, когда масса пара изменяется в единицу времени:

$$dA_{14} = dA_{терм_парообр} = c_п \cdot T_п \cdot dG_п \qquad (П.2.30)$$

Потенциалом работы, связанной с изменением теплоты в процессе парообразования является $c_п \cdot T_п$, [Дж/кг], а координатой – $m_п$, [кг].

ПРИЛОЖЕНИЕ 3. ВЫВОД ОСНОВНЫХ УРАВНЕНИЙ МАТЕМАТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ ЭНЕРГОБЛОКА ПГУ

П.3.1. Вывод основных уравнений математической модели ГТУ

Расход уходящих газов $G_{г0}$ определяется по уравнению материального баланса:

$$G_{г0} = B_{г} + G_{в_общ}, \quad (П.3.1)$$

где $B_{г}$ – расход топлива (газа), кг/с; $G_{в_общ}$ – расход воздуха, кг/с.

Для расчета значения массового расхода воздуха $G_{в_общ}$ по углу открытия входного направляющего аппарата (ВНА) в зависимости от параметров наружного воздуха использовалось выражение [57]:

$$G_{в_общ} = k \cdot \frac{p_{в}^{*}}{\sqrt{T_{в}^{*}}} \cdot q(\lambda_{в}) \cdot F_{в} \quad (П.3.2)$$

где k=0,0404 (кг·К/Дж)^{0,5} – размерный коэффициент, зависящий от показателя адиабаты и газовой постоянной воздуха; $F_{в}$ – площадь проточной части на входе в двигатель, м^2; $q(\lambda_{в})$ – относительная плотность потока; $T_{в}^{*}$ – полная температура воздуха, К; $p_{в}^{*}$ – полное давление воздуха, Па.

Значение текущего проходного сечения определяется по конструктивным данным компрессора и угла открытия ВНА, например, по следующей зависимости

$$F_{в} = -0,001842 \cdot \alpha_{вна}^{2} + 0,025 \cdot \alpha_{вна} + 11,097 \quad (П.3.3)$$

где $F_{в}$ – площадь проточной части на входе в двигатель, м^2; $\alpha_{вна}$ – угол открытия ВНА, град.

Значение относительной плотности потока воздуха $q(\lambda_{в})$ на входе в компрессор определяется по формуле [155]:

$$q(\lambda_{в}) = \lambda_{в} \cdot \left(\frac{k_{в}+1}{2}\right)^{\frac{1}{k_{в}-1}} \cdot \varepsilon\lambda_{в} \quad (П.3.4)$$

где $k_в$ – показатель адиабаты для воздуха ($k_в$ = 1,4); $\lambda_в$ – приведенная скорость воздуха; $\varepsilon\lambda_в$ – относительная плотность воздуха ($\varepsilon\lambda_в = \tau\lambda_в^{\frac{1}{k_в-1}}$); $\tau\lambda_в$ – относительная температура воздуха ($\tau\lambda_в = 1-\frac{k_в-1}{k_в+1}\lambda_в^{\,2}$).

Приведенная скорость воздуха рассчитывается по выражению:

$$\lambda_в = \sqrt{\frac{k_в+1}{k_в-1}\left(1-\frac{p_в}{p_в^*}^{\frac{k_в-1}{k_в}}\right)} \qquad (П.3.5)$$

Величина общего расхода воздуха $G_{в_общ}$ распределяется следующим образом:

$$G_{в_общ} = G_{в_охл} + G_{в_кс} \qquad (П.3.6)$$

где

$G_{в_охл}$ – расход воздуха на охлаждение ГТУ (составляет 13% от $G_{в_общ}$), кг/с;

$G_{в_кс}$ – расход воздуха в КС ГТУ (составляет 87% от $G_{в_общ}$), кг/с.

При этом из 13% расхода воздуха на охлаждения ГТУ распределяется следующим образом:

$G_{ов_5}$ – расход воздуха на охлаждение отбираемый за 5 ступенью компрессора (составляет 0,03% от $G_{в_общ}$), кг/с;

$G_{ов_7}$ – расход воздуха на охлаждение отбираемый за 7 ступенью компрессора (составляет 0,2% от $G_{в_общ}$), кг/с;

$G_{ов_10}$ – расход воздуха на охлаждение отбираемый за 10 ступенью компрессора (составляет 2,55% от $G_{в_общ}$), кг/с;

$G_{ов_15}$ – расход воздуха на охлаждение отбираемый за 15 ступенью компрессора (составляет 5,8% от $G_{в_общ}$), кг/с;

$G_{ввто}$ – расход воздуха на охлаждение отбираемый для ВВТО (составляет 4,42% от $G_{в_общ}$), кг/с.

Величина расхода воздуха поступающего в камеру сгорания $G_{в_кс}$ в свою очередь распределяется следующим образом:

$$G_{в_кс} = G_{в_кс1} + G_{в_кс2(см)} \qquad (П.3.7)$$

где $G_{в_кс1}$ – расход воздуха непосредственно в КС (составляет 55,47% от $G_{в_кс}$ – определено экспериментально), кг/с;

$G_{в_кс2(см)}$ – расход воздуха за КС (составляет соответственно 44,53% от $G_{в_кс}$), кг/с.

Значение удельной изобарной теплоемкости газа определяется по формуле [74], кДж/(кг*К):

$$c_г = 1,0142 + 0,0002581 \cdot T_г, \qquad (П.3.8)$$

где $T_г$ – температура выхлопных газов, ^{0}С.

Температура выхлопных газов в камере сгорания (КС) ГТУ рассчитывается по следующему дифференциальному уравнению[6]:

$$\frac{dT_{кс}}{dt} = \frac{G_{кс} \cdot c_в^{"} \cdot T_в^{"} + B_г \cdot Q_{нр} - (G_{кс} + B_г) \cdot c_{кс}^{"} \cdot T_{кс}}{M_{кс}} \qquad (П.3.9)$$

где $G_{кс}$ – расход воздуха в КС, кг/с; $B_г$ – расход топлива, кг/с;

$c^{"}_в$, $c^{"}_{кс}$ – теплоемкости воздуха за компрессором и газов в КС соответственно, Дж/(кг·К); $Q_{нр}$ – низшая теплота сгорания топлива, Дж/кг; $M_{кс}$ – термическая масса камеры сгорания ($M_{кс}$ =71474.3), Дж/^{0}С; $T^{"}_в$ – температура воздуха на выходе компрессора, К.

Температура выхлопных газов перед газовой турбиной рассчитывается по выражению:

$$\frac{dT_г^{'}}{dt} = \frac{(G_{кс1} + B_г) \cdot c_{кс}^{"} \cdot T_{кс} + (G_{см} + G_{ов15}) \cdot c_в^{"} \cdot T_в^{"} - (G_{см} + G_{ов15} + G_{кс1} + B_г) \cdot c_г^{'}}{M_{кс}} \qquad (П.3.10)$$

где $G_{ов15}$ – расход воздуха на охлаждение, отбираемый за 15 ступенью компрессора, кг/с; $G_{см}$ – расход воздуха на охлаждение температуры выхлопных газов на выходе из КС, кг/с; $c'_г$ – теплоемкость выхлопных газов на входе в ГТ, Дж/(кг·К).

Температура газов за турбиной в действительном (необратимом) процессе ($t^{"}_г$) можно оценить по формуле при k = 1.36:

$$t_г^{"} = K_{Tg} \cdot \left[t_г^{'} - T_г^{'} \cdot (1 - \frac{1}{\varepsilon_2^m}) \cdot \eta_{oi_гт} \right], \qquad (П.3.11)$$

[6] Здесь и далее кавычка ‘, “ означает значение параметра соответственно на входе и выходе.

где $\varepsilon_2 = p_3 / p_4$ – степень расширения газов в турбине;

$\mathbf{m = (k-1)/k}$; значение k – среднее значение показателя изоэнтропы, принимаем равным 1,4;

$\eta_{oi_гт}$ – относительный внутренний КПД газовой турбины ($\eta_т = 0.91$);

$t_г^{'}(^0C), T_г^{'}(K)$ – температура газа перед турбиной;

K_{Tg} – коэффициент, подобранный в соответствии с учетом охлаждения воздухом степеней ГТД, в зависимости от расхода воздуха на охлаждение $G_{в_охл}$ ($K_{Tg} = 0.966$).

Удельная работа компрессора (на единицу массы рабочего тела) в необратимом (реальном) процессе, кДж/кг [74]:

$$l_к = c_в^{'} \cdot T_в^{'} \cdot (\varepsilon_1^m - 1) / \eta_{oi}^k , \qquad (П.3.12)$$

где η_{oi}^k – коэффициент полезного действия компрессора (η_{oi}^k = 0.8).

Мощность, затрачиваемая на привод компрессора, кВт:

$$N_K = G_{в_общ} \cdot l_к , \qquad (П.3.13)$$

Удельная работа турбины, кДж/кг [74]:

$$l_Т = c_Г^{'} \cdot T_Г^{'} \cdot (1 - \varepsilon_2^{-m}) , \qquad (П.3.14)$$

Мощность турбины, кВт:

$$N_T = K_N \cdot G_{г_0} \cdot l_Т \cdot \eta_T , \qquad (П.3.15)$$

где $G_{г_0}$ – расход уходящих газов, кг/с; $\eta_т$ – коэффициент полезного действия турбины ($\eta_т$ = 0.91);

K_N – коэффициент, подобранный в соответствии с учетом охлаждения воздухом степеней ГТД (в турбину охлажденный воздух поступает не сразу весь, поэтому введен поправочный коэффициент).

Метод расчета K_N (при $t_{нар.в.}$ = +15 ^{0}C):

А) при α = -5^0 и $B_г$ = 34300 нм^3/час: $G_{в_охл}$ = 45,487 кг/с, $t^{"}_г$ = 517 ^{0}C,

$N_{гту}$ = 110 МВт при K_N = 0,7505.

Б) при α = -35^0 и $B_г$ = 22600 нм^3/час: $G_{в_охл}$ = 33,306 кг/с, $t^{"}_г$ = 517 ^{0}C,

$N_{гту}$ = 59 МВт при K_N = 0,69233.

Таким образом, коэффициент K_N находится по формуле:

$$K_N = -0,00003861 \cdot \alpha^2_{вна} + 0,0002142 \cdot \alpha_{вна} + 0,76304 \qquad (П.3.16)$$

Электрическая мощность ГТД

$$\mathbf{N_В} = \mathbf{N_Т} - \mathbf{N_К} \qquad (П.3.17)$$

Расчет угловой скорости вращения ротора ГТД

$$\frac{d\omega}{dt} = \frac{M_т - M_к - M_{вн} \cdot \omega^2 - M_{тр} \cdot \omega^2}{I_{к.} + I_{т.}} \qquad (П.3.18)$$

где $I_{к.}$ – момент инерции компрессора; $I_{т.}$ – момент инерции турбины; $M_{вн}$ – крутящий момент внешних сил ($M_{вн} = 1,2 \cdot \omega^2$); $M_{тр}$ – крутящий момент сил трения ($M_{тр} = 0,11 \cdot \omega^2$); $M_к$ – крутящий момент компрессора:

$$M_{компр.} = \frac{c''_в \cdot \left(T''_в - T'_в\right) \cdot (G_{в_кс} + G_{в_ввто})}{\omega} \qquad (П.3.19)$$

$M_т$ – крутящий момент, создаваемый турбиной:

$$M_T = \frac{G_{г0} \cdot c''_г \cdot \left(T'_г - T''_г\right)}{\omega} \qquad (П.3.20)$$

П.3.2. Вывод основных уравнений математической модели КУ

П.3.2.1 Уравнение обогреваемого теплоносителя

а) Уравнение закона сохранения вещества (массы) [13,92]

$$\frac{\partial \rho}{\partial t} = -div(\rho\omega) \qquad (П.3.21)$$

где ρ – плотность, кг/м^3; ω – скорость центра масс (массовая скорость) рассматриваемого объема, м/с.

Для одномерного случая принимает вид:

$$\frac{\partial \rho}{\partial t} + \frac{\partial(\rho \cdot \omega)}{\partial z} = 0, \qquad (П.3.22)$$

Переход к модели со сосредоточенными параметрами осуществляем путем замены производной по координате z на разность значений параметров на входе и выходе:

$$\frac{d\rho}{dt} = -\frac{(\rho \cdot \omega)'' - (\rho \cdot \omega)'}{L}, \qquad (П.3.23)$$

Умножая обе части уравнения на длину и сечение канала получаем уравнение закона сохранения массы:

$$\frac{d\rho}{dt} = (D^{'} - D^{''}) \cdot \frac{1}{V}, \qquad (П.3.24)$$

б) Уравнение сохранения количества движения в трехмерном представлении имеет вид [13,92]:

$$\frac{\partial \rho\omega}{\partial t} = -div(\rho F + P) \qquad (П.3.25)$$

где F – внешняя сила, прикладываемая к единице массы, Н/кг;

P – тензор давлений, Па.

Для одномерного случая (П.3.25) принимает вид:

$$\frac{\partial(\rho \cdot \omega)}{\partial t} = -\frac{\partial P}{\partial z} - \rho \cdot g \cdot Sin\alpha - \frac{\partial P_{\text{ТР}}}{\partial z}, \qquad (П.3.26)$$

α - угол наклона оси потока к горизонту;

$\frac{\partial P_{\text{ТР}}}{\partial z}$ - учитывает силу трения;

$$P_{\text{ТР}} = \xi \cdot \frac{D^2}{2 \cdot f^2 \cdot \rho}, \qquad (П.3.27)$$

$$\xi = \xi_0 + \lambda_{\text{ТР}} \cdot \frac{L}{d_{\text{ВН}}}, \qquad (П.3.28)$$

где $d_{\text{ВН}}$ - внутренний диаметр трубы, м;

$\lambda_{\text{ТР}}$ - коэффициент сопротивляемости трения, зависит от параметров потока и относительной шероховатости канала.

Если пренебречь ускорением потока вызванным изменением динамикой модели по длине трубопровода $\frac{\partial \omega}{\partial t} = 0$ и считать, что подавляющее число участков трубопровода расположены горизонтально, т.е. $\alpha = 0$, то уравнение (П.3.26) сводится к следующему виду:

$$\frac{dP}{dz} + \frac{dP_{\text{ТР}}}{dz} = 0, \qquad (П.3.29)$$

Перейдя к модели со сосредоточенными параметрами и до множив на длину и сечение каналов, получим:

$$\xi \cdot \frac{D^2}{2 \cdot \rho \cdot f^2} = p^{'} - p^{''}, \qquad (П.3.30)$$

в) Уравнение закона сохранения энергии (ЗСЭ) [92]:

$$\frac{\partial \rho e}{\partial t} = -divJ_e \qquad (П.3.31)$$

где e – полная энергия на единицу массы, Дж/кг;

J_e – полный поток энергии, Вт/м^2.

$$\frac{\partial(\rho \cdot i)}{\partial t} = -\frac{\partial(\rho \cdot \omega \cdot i)}{\partial z} - \lambda \cdot \frac{\partial^2 t}{\partial z^2} + \frac{q_{\text{В}}}{f}, \qquad (П.3.32)$$

$q_{\text{В}}$- внутренний источник, который учитывает тепловой поток идущий от внутренний поверхности канала.

В уравнении ЗСЭ часто не учитывают передачу тепла вдоль оси за счет теплопроводности, поскольку она мала по сравнению с количеством тепла переносимым движущимся потоком. В этом случае принимают, что $\lambda = 0$. Для еще большего упрощения переходят от одномерной модели к модели со сосредоточенными параметрами. В этих моделях все параметры системы не зависят от пространственных координат и являются лишь функцией времени [13,92,95,121].

Для перехода от системы с распределенными параметрами (одномерной модели) к системе со сосредоточенными параметрами производные по пространственной координате z заменяются отношением разности значений функций между выходом и входом к полной длине канала.

Уравнение ЗСЭ для обогреваемого теплоносителя с учетом принимаемых упрощений переписывается в следующем виде:

$$\frac{\mathrm{d}(\rho \cdot i)}{dt} = -\frac{(\rho \cdot \omega \cdot i)^{''} - (\rho \cdot \omega \cdot i)^{'}}{L} + \frac{q_{\text{В}}}{f}, \qquad (П.3.33)$$

Умножая обе части данного уравнения на длину L и сечение f канала получаем:

$$V \frac{d(\rho \cdot i)}{dt} = D^{'} \cdot i^{'} - D^{''} \cdot i^{''} + Q_{\text{В}}, \qquad (П.3.34)$$

$$D = f \cdot \rho \cdot \omega; \qquad (П.3.35)$$

$$V = f \cdot L; \qquad \text{(П.3.36)}$$

$$Q_{\text{В}} = q_{\text{В}} \cdot L. \qquad \text{(П.3.37)}$$

Подставляем следующие выражения:

$$i = c \cdot \theta, \qquad \text{(П.3.38)}$$

$$Q_{\text{В}} = \alpha_2 \cdot F_{\text{ВН}} \cdot (T_{\text{М}} - \theta^{"}), \qquad \text{(П.3.39)}$$

Получаем:

$$V \frac{d(\rho \cdot c \cdot \theta)}{dt} = c^{'} \cdot D^{'} \cdot \theta^{'} - c^{"} \cdot D^{"} \cdot \theta^{"} + \alpha_2 \cdot F_{\text{ВН}} \cdot (T_{\text{М}} - \theta^{"}), \qquad \text{(П.3.40)}$$

Делая допущение, что плотность и теплоемкость среды на протяжении отдельной поверхности нагрева изменяется незначительно, получаем окончательное уравнение ЗСЭ для обогреваемого теплоносителя [13,92,95]:

$$\rho^{"} \cdot c^{"} \cdot V \frac{d\theta^{"}}{dt} = c^{'} \cdot D^{'} \cdot \theta^{'} - c^{"} \cdot D^{"} \cdot \theta^{"} + \alpha_2 \cdot F_{\text{ВН}} \cdot (T_{\text{М}} - \theta^{"}), \qquad \text{(П.3.41)}$$

П.3.2.2. Вывод уравнения закона сохранения энергии для металла поверхности нагрева

Металл поверхности нагрева не изменяет своего положения в пространстве и обладает постоянной массой. Поэтому уравнения закона сохранения движения и вещества для его описания не используются. Уравнение сохранения металла у поверхности нагрева выглядит следующим образом [13,92,95,121]:

$$\frac{\partial T_{\text{М}}}{\partial t} = \frac{1}{\rho_{\text{М}} \cdot c_{\text{М}}} \cdot div \lambda_{\text{М}} \cdot grad T_{\text{М}}, \qquad \text{(П.3.42)}$$

Двухмерная модель, в которой пренебрегается передача тепла по сечению оболочки канала:

$$\frac{\partial T_{\text{М}}}{\partial t} = \frac{\lambda_y}{\rho_{\text{М}} \cdot c_{\text{М}}} \cdot \frac{\partial^2 T_M}{\partial y^2} + \frac{\lambda_z}{\rho_{\text{М}} \cdot c_{\text{М}}} \cdot \frac{\partial^2 T_M}{\partial z^2}, \qquad \text{(П.3.43)}$$

Вдоль оси парогенерируемого канала тепловая энергия переносится потоком рабочего тела, т.е. конвекцией и передается теплопроводностью по среде и оболочке.

В большинстве конструкций оболочка парогенерируемых каналов является тонкой, а динамический процесс низкочастотным. Уравнение сводится к уравнению теплового баланса:

$$m_M \cdot c_M \cdot \frac{\partial T_M}{\partial t} = q_{\text{Н}} - q_{\text{В}}, \qquad \text{(П.3.44)}$$

$q_{\text{В}}$, $q_{\text{Н}}$ - тепловые потоки на внутренней и наружной поверхности канала.

Величина тепловой нагрузке является функцией не только времени, но и пространственной координаты z. В этом случае уравнение теплового баланса имеет следующий вид:

$$m_M \cdot c_M \cdot \frac{dT_M}{dt} = Q_{\text{ПР}} - Q_{\text{СТ}}, \qquad \text{(П.3.45)}$$

$Q_{\text{ПР}}$, $Q_{\text{СТ}}$ - приток и сток тепла по поверхности.

Модель описанная таким уравнением не имеет пространственных координат, следовательно вся тепловая энергия сосредоточена в точке (модель со сосредоточенными параметрами). Подставляя в него выражение для подводимой теплоте и выделившейся среде, закон сохранения энергии для металла поверхности нагрева примет вид [13,92,95]:

$$M_M \cdot c_M \cdot \frac{dT_M}{dt} = Q_{\text{ПР}} - \alpha_2 \cdot F_{\text{ВН}} \cdot (T_{\text{М}} - \theta^{"}). \qquad \text{(П.3.46)}$$

Полученная система уравнений (П.3.24, П.3.30, П.3.41, П.3.46) достаточно полно описывает процессы, проходящие в типовых теплообменниках.

П.3.3. К вопросу определения минимально необходимого числа разбиений поверхностей нагрева котла-утилизатора

Определим минимально необходимое число разбиение следующих теплообменников: ИВД, ЭВД, ИНД и ГПК. Значения температур уходящих газов и нагреваемой среды на входах и выходах каждого из них задались исходя из данных [85].

1. Испаритель высокого давления (ИВД).

Без разбиения (рис. П.3.1): решение есть.

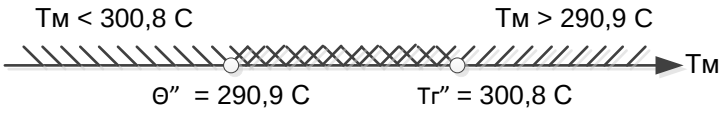


Рис. П.3.1. ИВД без разбиения

2. Экономайзер высокого давления (ЭВД).

Без разбиения (рис. П.3.2): решения нет.

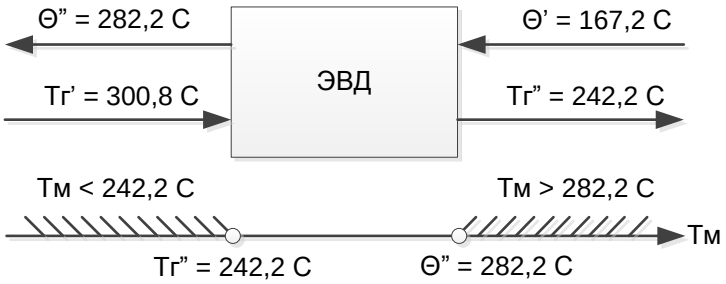


Рис. П.3.2. ЭВД без разбиения

Если выполнить разбиение на 3 равные части (рис. П.3.3): 1 часть решения не имеет.

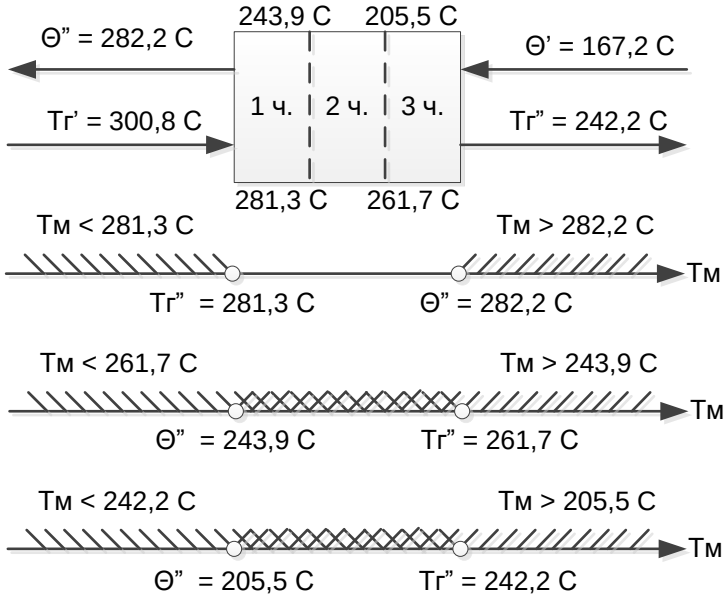


Рис. П.3.3. ЭВД при разбиении на 3 равные части

Если выполнить разбиение на 4 части следующим образом (рис. П.3.4): все части имеют решение.

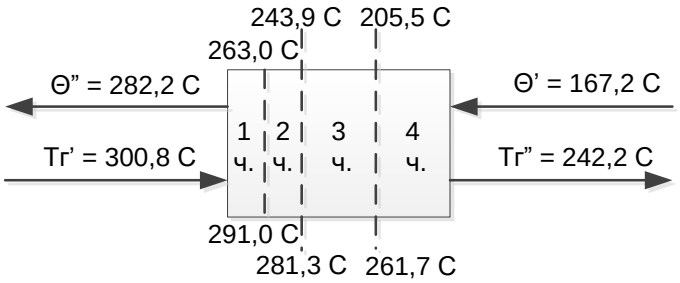


Рис. П.3.4. ЭВД при разбиении на 4 части

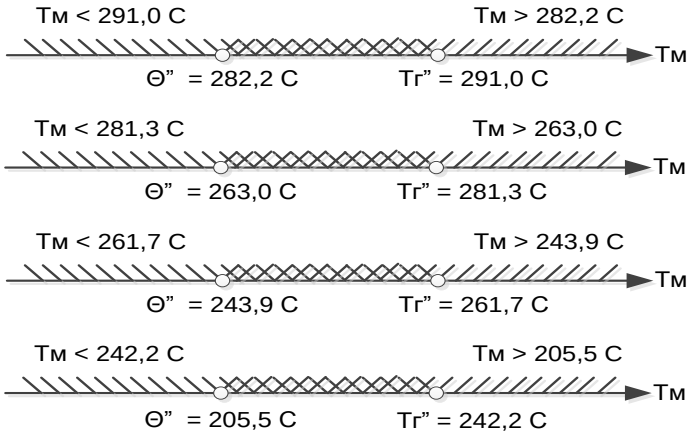


Рис. П.3.4. ЭВД при разбиении на 4 части (продолжение)

3. Испаритель низкого давления (ИНД).

Без разбиения (рис. П.3.5): решение есть.

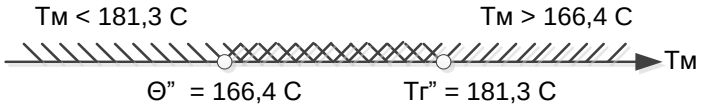


Рис. П.3.5. ИНД без разбиения

4. Газовый подогреватель конденсата (ГПК).

Без разбиения (рис. П.3.6): решения нет.

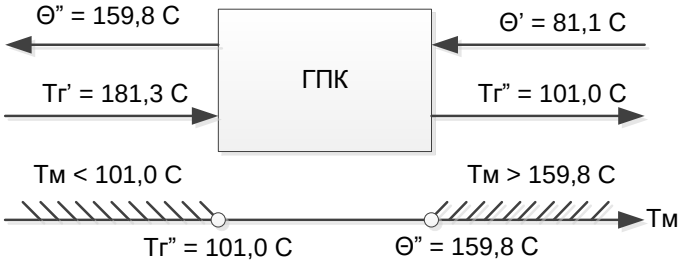


Рис. П.3.6. ГПК без разбиения

Если выполнить разбиение на 4 равные части (рис. П.3.7): решения есть. При этом достаточно и меньшее число разбиений для решения, но тогда точность решения будет значительно хуже.

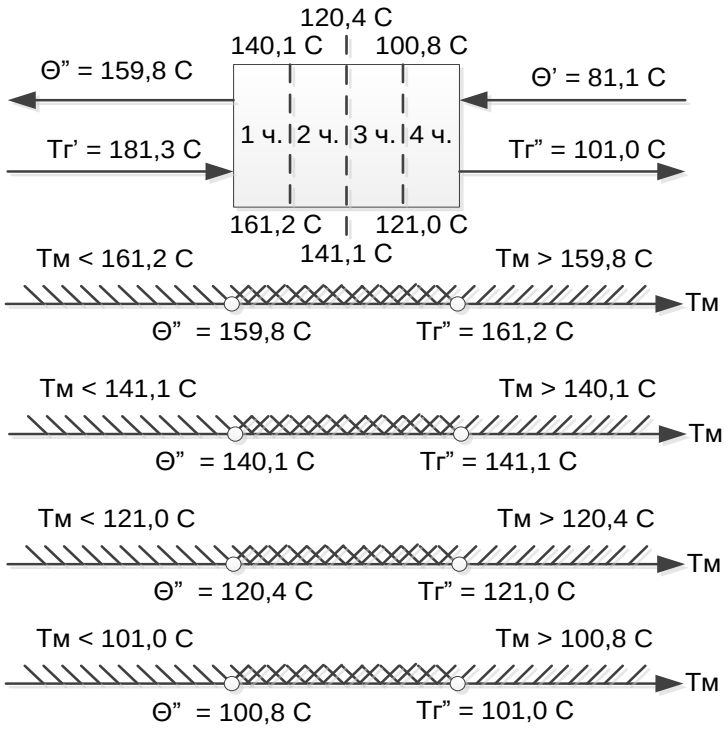


Рис. П.3.7. ГПК при разбиении на 4 равные части

Таким образом, в целях повышения точности математической модели в модели котла-утилизатора определено минимально необходимое число разбиений поверхностей нагрева:

ППВД – 4, ИВД – 1, ЭВД – 4, ППНД – 1, ИНД – 1 и ГПК – 4.

П.3.4. Разработка многовариантной имитационной модели энергоблоков ПГУ

Методика разработки многовариантной имитационной модели энергоблока ПГУ (на примере ПГУ-325 и ПГУ-450) представлена в главе 3, п. 3.5.

1 этап. Выявление отличий в тепловых схемах ПГУ-325 и ПГУ-450.

Котлы-утилизаторы – важный элемент технологической схемы большинства ПГУ, выполняющий во всех случаях роль утилизатора теплоты выходных газов энергетической ГТУ. В зависимости от тепловых схем ПГУ в КУ генерируется

пар от одного до трех давлений (низкого, среднего, высокого), подогревается вода и конденсат, вырабатывается технологический пар и др.

Котлы-утилизаторы подразделяются на *паровые,* пар которых используется для работы в паровых турбинах или направляется технологическим потребителям, *водяные*, в которых нагреваются сетевая вода, конденсат или питательная вода ПТУ энергоблоков, и комбинированные.

По конструктивному исполнению и составу тепловой схемы КУ могут быть нескольких типов [120,123]:

а) горизонтальные или вертикальные (рис. П.3.8);

б) с естественной или принудительной циркуляцией и прямоточные.

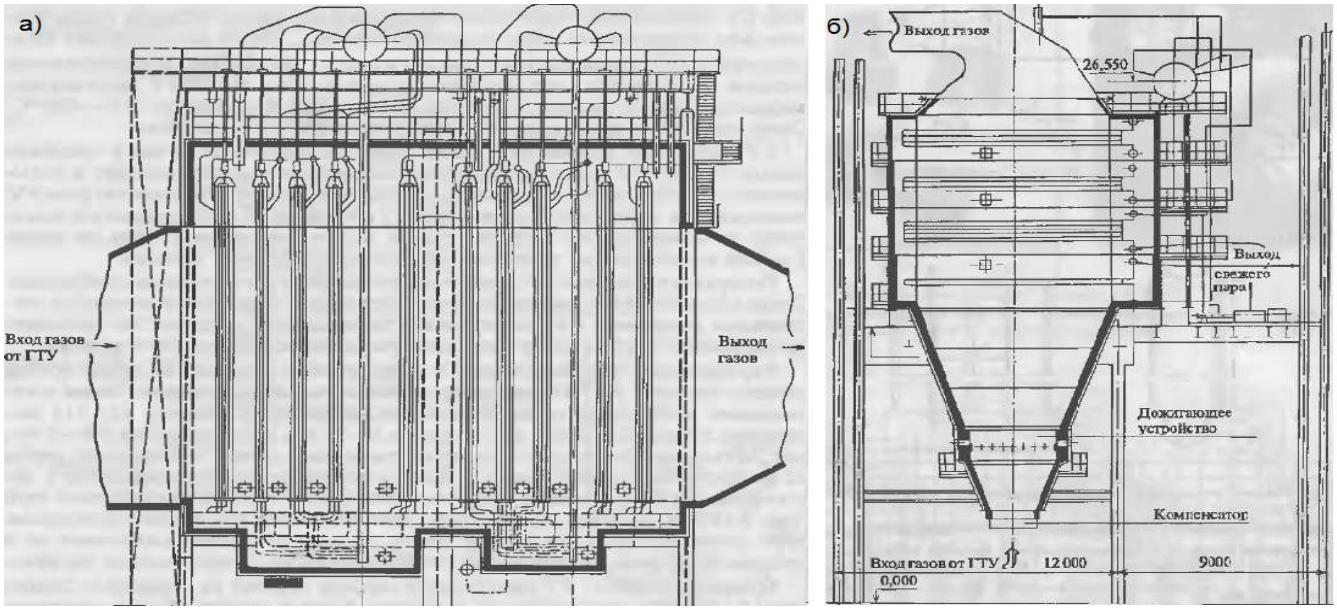


Рис. П.3.8. Пример конструктивного исполнения КУ:
а) горизонтальный, двухконтурный; б) вертикальный

По характеру теплоносителя различают КУ, использующие теплоту уходящих из ГТУ газов и теплоту уходящих из ГТУ газов при предварительном сжигании до КУ. В определенных условиях в зависимости от вида сжигаемого в ГТУ топлива КУ снабжают дополнительно селективными катализаторами газов, значительно снижающими в них концентрацию NO_x. Место расположения катализатора в КУ определяется технологическим процессом.

Проведем анализ особенностей котлов-утилизаторов двух видов: П-88 и П-96 (табл. П.3.1), тепловые схемы, которых представлены на рисунках П.3.9 и П.3.10.

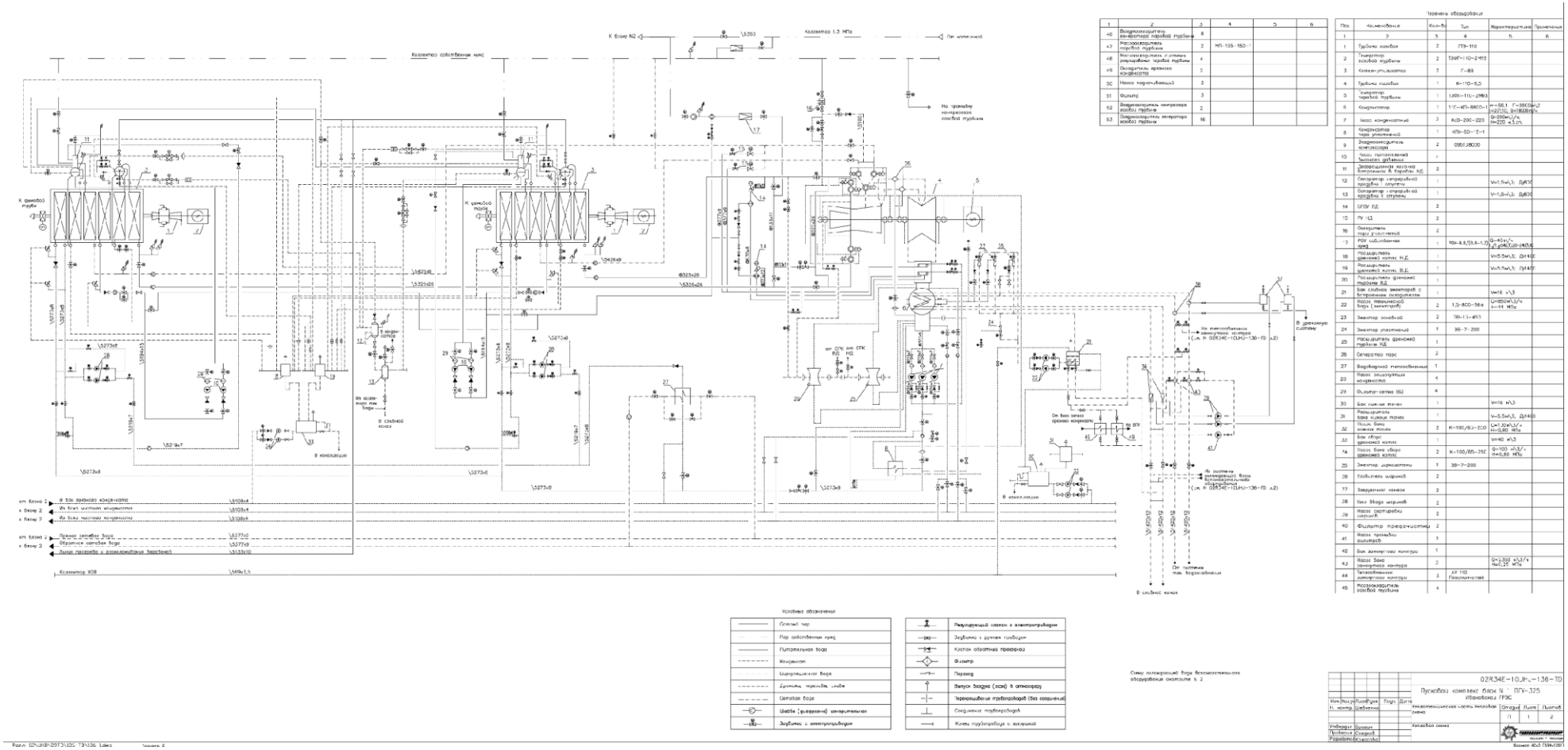


Рис. П.3.9. Тепловая схема энергоблока ПГУ-325 с КУ П-88

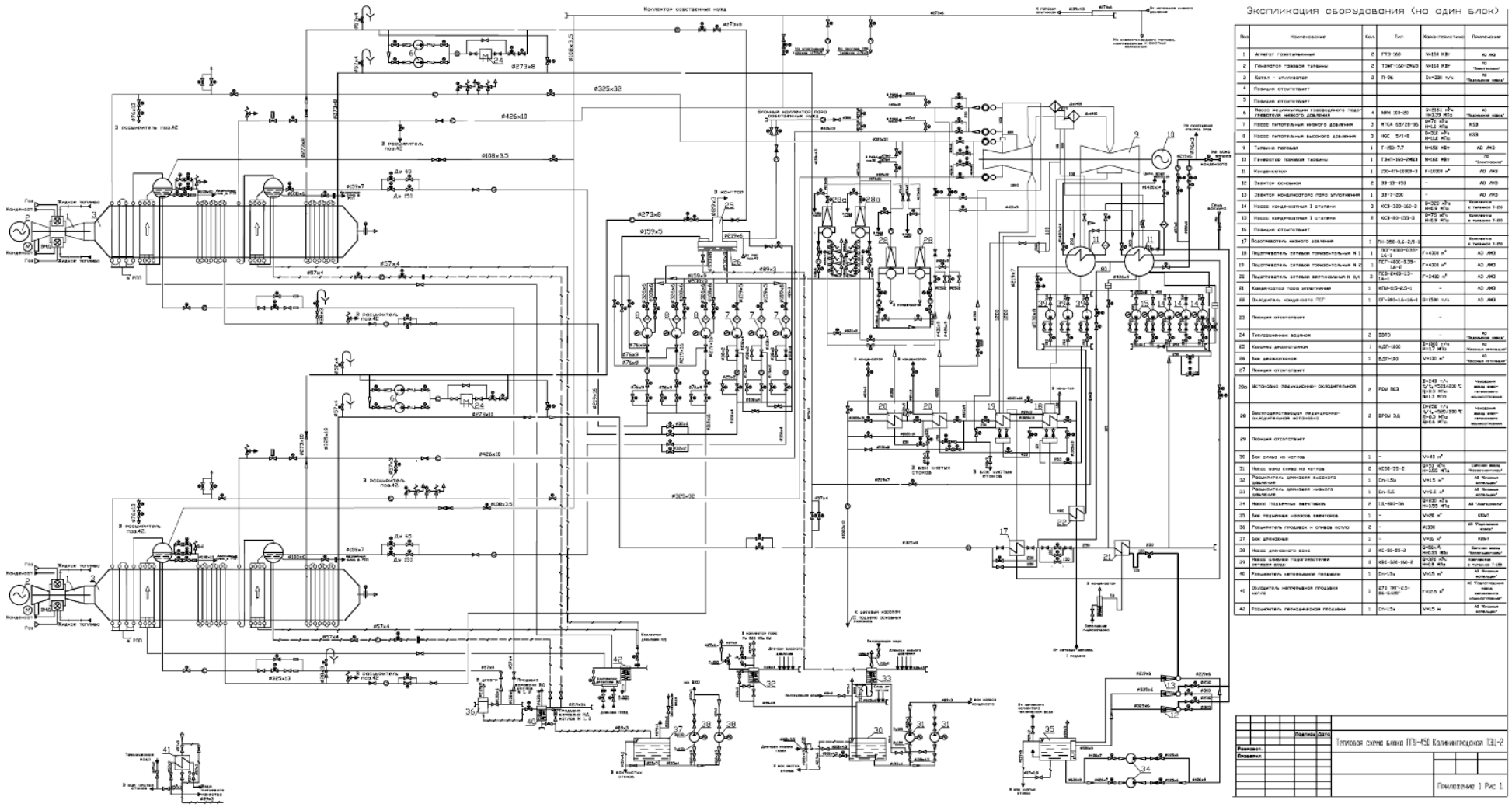


Рис. П.3.10. Тепловая схема энергоблока ПГУ-450 с КУ П-96

Табл. П.3.1. Особенности котлов-утилизаторов П-88 и П-96 [30,139]

№ п/п	Критерий сравнения	Котел-утилизатор П-88	Котел-утилизатор П-96
1.	Географическое местоположение	Ивановская область, г. Комсомольск	Калининградская область, г. Калининград
2.	Предназначение	Получения перегретого пара высокого и низкого давлений и подогрева конденсата паровой турбины за счет использования тепла горячих выхлопных газов газовой турбин. Котлы-утилизаторы имеют горизонтальную компоновку поверхностей нагрева, два парогенерирующих контура с паровыми барабанами с естественной циркуляцией в испарительных контурах высокого и низкого давлений. Отработавшие в котле-утилизаторе продукты сгорания ГТУ удаляются в атмосферу через дымовую трубу.	
3.	Совместное оборудование	Газовая турбина ГТЭ-110, паровая турбина К-110-6,5	Газовая турбина ГТЭ-160, паровая турбина Т-150-7,7
4.	Рабочий диапазон изменения нагрузки	Соответствует диапазону нагрузки ГТУ 100-50%	
5.	Технологическая особенность	Деаэратор встроенный в БНД	Выносной деаэратор

Регулирование давления и температуры пара в котлах-утилизаторах в рабочем диапазоне нагрузок не предусматривается, они рассчитаны для работы при скользящих параметрах пара, определяемых температурой и расходом выхлопных газов ГТУ, а также режимом работы паровой турбины.

По ходу газов в котлах-утилизаторах располагаются: пароперегреватель высокого давления (ППВД), испаритель высокого давления (ИВД), экономайзер высокого давления (ЭВД), пароперегреватель низкого давления (ППНД), испаритель низкого давления (ИВД) и газовый подогреватель конденсата (ГПК).

Основные расчетные характеристики котлов-утилизаторов при атмосферном давлении 101,0 кПа и относительной влажности атмосферного воздухе 60% приведены в табл. П.3.2 [30, 139].

Газовый тракт котла-утилизатора состоит из следующих последовательно расположенных по ходу газов элементов: тканевый многослойный компенсатор №1 круглого сечения, входной диффузор котла-утилизатора, газоход котла-утилизатора, конфузор, шумоглушитель, двухстворчатый отключающий клапан, переходной компенсатор, тканевый компенсатор №2 прямоугольного сечения,

тканевый компенсатор №3 с разными размерами входного и выходного сечений, присоединительный короб и дымовая труба (одна на два котла-утилизатора).

Таблица П.3.2. Основные расчетные характеристики КУ

№ п/п	Наименование параметра	Величина параметров				
	1	2	3	4	5	6
1.	Температура окружающего воздуха, °С	-19	+15	+15	+15	+15
2.	Тип топлива	Газ	Газ	Газ	Газ	ДТ
3.	Нагрузка ГТУ, %	100	100	75	50	100
4.	Расход газов на один КУ, кг/с	517 397,5	502 364,7	421 317,8	349 317	504 365,7
5.	Температура газов на входе в КУ, °С	537 480	537 528	537 512	537 413	537 528
6.	Тип режима ПГУ	Т Т	Т Т	К Т	К Т	К К
7.	Контур высокого давления					
7.1.	Паропроизводительность, т/ч	214,85 143,2	214,55 156,5	191,95 130,4	152,85 90,1	234,55 153,7
7.2.	Давление пара на выходе, абс, МПа	7,604 6,431	7,707 7,151	6,579 5,903	5,228 3,868	7,707 7,23
7.3.	Температура пара на выходе, °С	525,6 463	525,6 502	525,9 493	509,4 408	516,2 501
7.4.	Давление в барабане, абс, МПа	8,18 6,797	8,28 7,541	7,07 6,242	5,63 4,109	8,28 7,61
8.	Контур низкого давления					
8.1.	Паропроизводительность, т/ч	51,3 38	49,1 35,2	40,3 29,9	31,15 30,5	48,4 33,3
8.2.	Давление пара на выходе, абс, МПа	0,491 0,669	0,577 0,686	0,491 0,552	0,467 0,41	0,589 0,69
8.3.	Температура пара на выходе, °С	231,0 233	233,4 233	225,5 222	220,4 214	223,8 232
8.4.	Давление в барабане, абс, МПа	0,56 0,716	0,63 0,726	0,533 0,588	0,494 0,458	0,64 0,725
9.	Газовый подогреватель конденсата					
9.1.	Расход через ГПК, т/ч	436,82 388,7	352,75 334,3	245,25 324	202,35 322,5	275,85 479
9.2.	Давление на входе, МПа	1,16 1,07	1,16 1,05	1,16 0,88	1,16 0,73	1,16 1,17
9.3.	Температура на входе, °С	80,9 60	60 81	61,4 81	62,6 94	130 105
10.	Тепловая нагрузка ВВТО, МВт	28,0 13,5	11,0 3,8	0 3,8	0 3,8	0 0

Примечание. Характеристикам для КУ П-96 соответствует верхнее значение, для КУ П-88 – нижнее.

Пароводяной тракт котла-утилизатора состоит из двух парогенерирующих контуров – высокого и низкого давления – и контура ГПК.

1) Контур ГПК включает в себя: поверхность нагрева ГПК, трубопроводы, арматуру, предохранительные устройства, два насоса рециркуляции конденсата, пластинчатый ВВТО.

2) Контур низкого давления включает в себя: запорно-питательный узел, барабан с внутрибарабанными устройствами, испаритель, пароперегреватель, трубопроводы с арматурой, предохранительными устройствами, дренажными, продувочными и сбросными линиями, воздушниками, измерительными устройствами и пробоотборниками.

3) Контур высокого давления включает в себя: запорно-питательный узел, водяной экономайзер (ВЭ), барабан с внутрибарабанными сепарационными устройствами, испаритель, конвективный пароперегреватель, трубопроводы с арматурой, предохранительными устройствами, дренажными, продувочными и сбросными линиями, воздушниками, измерительными устройствами и пробоотборниками.

Поверхности нагрева котла-утилизатора выполнены из труб с поперечным спиральным просечным оребрением. Трубы собраны в двухрядные секции с помощью верхних и нижних коллекторов. В свою очередь секции составляют отдельные пакеты (блоки), которые подвешиваются к потолочным металлоконструкциям котла-утилизатора с помощью металлических тяг. Пакеты конструктивно выполнены однотипными. Каждый пакет (блок) состоит из 4-х секций, имеет одинаковое расположение и шаги труб. Трубы и секции дистанционированы в четырех местах по высоте.

Конструктивные характеристики поверхностей нагрева приведены в табл. П.3.3.

Таблица П.3.3. Конструктивные характеристики поверхностей нагрева

№ п/п	Наименование величины	Поверхности нагрева котла-утилизатора					
		ПВД	ИВД	ЭВД	ПНД	ИНД	ГПК
	1	2	3	4	5	6	7
1.	Количество секций	4 4	8 7	7 5	1 1	5 5	7 10
2.	Габаритные размеры блоков, мм ширина высота длина	 2960 1210 17782	 2960 1210 16928	 2960 1210 17832	 2960 1210 17832	 2960 1210 17832	 2960 1210 17832
3.	Число рядов труб по ходу газов	8 8	16 14	14 10	2 2	10 10	14 20
4.	Число труб в ряду по ширине газохода	116 118	116 118	116 118	116 118	116 118	116 118
5.	Поперечный шаг труб, мм	82 86	82 86	82 96	82 86	82 86	82 86
6.	Продольный шаг труб, мм	85 84	85 84	85 84	85 84	85 84	85 84
7.	Расположение труб	Шахм. Шахм.	Шахм. Шахм.	Шахм. Шахм.	Шахм. Шахм.	Шахм. Шахм.	Шахм. Шахм.
8.	Материал труб	12Х1МФ 12Х1МФ	20 20	20 20	20 20	20 20	20 20
9.	Наружный диаметр, мм	38 38	38 38	38 32	38 38	38 38	38 38
10.	Толщина стенки, мм	3 3	3 3	4 4	3 3	3 3	3 3
11.	Высота ребер, мм	11 11	14 14	11 11	11 11	14 14	11 14
12.	Толщина ребер, мм	1,25 1	1 0,9	1 0,9	1 0,9	1 0,9	1 0,9
13.	Шаг оребрения, мм	4,5 5,3	5,2 4,2	4,7 4	4,9 4,3	4,5 4,9	5,5 4
14.	Глубина просечки, мм	0 0	8 8	6 8	6 0	8 8	6 8
15.	Материал оребрения	12Х1МФ 12Х1МФ	20 20	20 20	20 20	20 20	20 20
16.	Площадь поверхности нагрева, $м^2$	12959,5	29531,7	21753,9	2999,1	20981,1	19044,4
17.	Внутренний объем, $м^3$	20	БВД-22 ИВД-50	25	ППНД-11	БНД-22 ИНД-26	28

Примечание. Характеристикам для КУ П-96 соответствует верхнее значение, для КУ П-88 – нижнее.

Таким образом, проведен анализ особенностей тепловых схем и режимов работы котлов-утилизаторов П-88 и П-96 энергоблоков 325 МВт и 450 МВт соответственно. В результате выявлены:

а) сходства в горизонтальной компоновке поверхностей нагрева; наличии двух парогенерирующих контуров высокого и низкого давлений; наличии естественной циркуляции в испарительных контурах.

б) отличия: вынесенный деаэратор в тепловой схеме ПГУ-450 (в тепловой схеме ПГУ-325 деаэратор встроен в барабан низкого давления); наличие питательных электронасосов низкого давления в тепловой схеме ПГУ-450.

2 этап. Расчет недостающих параметров и коэффициентов для энергоблока ПГУ-450.

А) Расчет конструктивных коэффициентов поверхностей нагрева производится по следующим формулам:

1. Пароперегреватель высокого давления

$F_н = 3,14 \cdot 0,038 \cdot 17,782 \cdot (116 \cdot 8) = 1968,98$ (м^2),

$F_{вн} = 3,14 \cdot 0,035 \cdot 17,782 \cdot (116 \cdot 8) = 1813,5$ (м^2),

$$V = \frac{3,14 \cdot 0,038^2}{4} \cdot 17,782 \cdot (116 \cdot 8) = 18,7 \text{ (м}^3\text{)},$$

$V_г = 17,782 \cdot 2,96 \cdot 1,21 = 63,69$ (м^3),

$V_{г_р} = 63,69 - 18,7 = 44,99$ (м^3),

$$M_M = 7800 \cdot 17,782 \cdot (116 \cdot 8) \cdot \frac{3,14 \cdot (0,038^2 - 0,035^2)}{4} = 22127,7 \text{ (кг)},$$

$$\xi_1 = \frac{(8084904 - 7707000) \cdot 22,08}{69,6^2} = 2348,974$$

2. Испаритель высокого давления

$F_н = 3,14 \cdot 0,038 \cdot 16,928 \cdot (116 \cdot 16) = 3748,8$ (м^2),

$F_{вн} = 3,14 \cdot 0,035 \cdot 16,928 \cdot (116 \cdot 16) = 3452,88$ (м^2),

$V_г = 16,928 \cdot 2,96 \cdot 1,21 = 60,63$ (м^3),

$V_{г_р} = 63,63 - 50 = 10,63$ (м^3),

$$M_M = 7736 \cdot 16,928 \cdot (116 \cdot 16) \cdot \frac{3,14 \cdot (0,038^2 - 0,035^2)}{4} = 41784,37 \text{ (кг)},$$

$$\xi_1 = \frac{(9880000 - 6950000) \cdot 35,28}{62,9^2} = 261127,32$$

3. Экономайзер высокого давления

$F_н$=3,14·0,038·17,832·(116·14)=3455,4 (м^2),

$F_{вн}$=3,14·0,034·17,832·(116·14)=3091,68 (м^2),

$$V = \frac{3,14 \cdot 0,038^2}{4} \cdot 17,832 \cdot (116 \cdot 14) = 32,8 \text{ (м}^3\text{)},$$

$V_г$=17,832·2,96·1,21=63,87 (м^3),

$V_{г_р}$=63,87 – 32,8 = 31,07 (м^3),

$$M_M = 7770 \cdot 17,832 \cdot (116 \cdot 14) \cdot \frac{3,14 \cdot (0,038^2 - 0,034^2)}{4} = 50870,88 \text{ (кг)},$$

$$\xi_1 = \frac{(10060000 - 9880000) \cdot 748,3}{62,9^2} = 34044,5$$

4. Пароперегреватель низкого давления

$F_н$=3,14·0,038·17,832·(116·12)=2961,78 (м^2),

$F_{вн}$=3,14·0,035·17,832·(116·12)=2727,95 (м^2),

$$V = \frac{3,14 \cdot 0,038^2}{4} \cdot 17,832 \cdot (116 \cdot 12) = 28 \text{ (м}^3\text{)},$$

$V_г$=17,832·2,96·1,21=63,87 (м^3),

$V_{г_р}$=63,87 – 28 = 35,87 (м^3),

$$M_M = 7770 \cdot 17,832 \cdot (116 \cdot 12) \cdot \frac{3,14 \cdot (0,038^2 - 0,035^2)}{4} = 33156,9 \text{ (кг)},$$

$$\xi_1 = \frac{(612970 - 577000) \cdot 2,53}{13,64^2} = 488,9$$

5. Испаритель низкого давления

$F_н$=3,14·0,038·17,832·(116·10)=2468,15 (м^2),

$F_{вн}$=3,14·0,035·17,832·(116·10)=2273,29 (м^2),

$V_г$=17,832·2,96·1,21=63,87 (м^3),

$V_{г_р}$=63,87 – 26 = 35,87 (м^3),

$$M_M = 7803 \cdot 17,832 \cdot (116 \cdot 10) \cdot \frac{3,14 \cdot (0,038^2 - 0,035^2)}{4} = 27748,1 \text{ (кг)},$$

$$\xi_1 = \frac{(5280000 - 5260000) \cdot 908,2}{13,64^2} = 97629,88.$$

6. Газовый подогреватель конденсата

$F_н$=3,14 · 0,038 · 17,832 · (116 · 14)=3455,4 (м^2),

$F_{вн}$=3,14 · 0,035 · 17,832 · (116 · 14)=3182,6 (м^2),

$$V = \frac{3,14 \cdot 0,038^2}{4} \cdot 17,832 \cdot (116 \cdot 14) = 32,8 \text{ (м}^3\text{)},$$

$V_г$=17,832 · 2,96 · 1,21=63,87 (м^3),

$V_{г_р}$=63,87 – 32,8 = 31,07 (м^3),

$$M_M = 7818 \cdot 17,832 \cdot (116 \cdot 14) \cdot \frac{3,14 \cdot (0,038^2 - 0,035^2)}{4} = 38922 \text{ (кг)},$$

$$\xi_1 = \frac{(1160000 - 830000) \cdot 919,451}{97,99^2} = 31600,11$$

Для испарителей высокого и низкого давлений принимаются допущения по рабочему объему теплообменника. Полный объем контура низкого давления составляет 72 м^3 (см. табл. П.3.3.), а объем барабана – 22 м^3, тогда на опускные и подъемные трубы приходится 50 м^3 (в опускных трубах – вода, объем – 25 м^3; в подъемных трубах – вода и пар, соотношение объемов следующее – 1/3 (8,33 м^3) вода и 2/3 (16,67) пар). Аналогично для контура высокого давления: полный объем – 48 м^3, объем барабана – 22 м^3, тогда на опускные и подъемные трубы приходится 26 м^3 (в опускных трубах – вода, объем – 13 м^3; в подъемных трубах – вода и пар, соотношение объемов следующее – 1/3 (4,33 м^3) вода и 2/3 (8,67) пар)

Б) Расчет конструктивных коэффициентов барабанов высокого и низкого давлений производится по следующим формулам:

1. Барабан высокого давления

$F_{сеч}$=2 · 0,8 · 11=17,6 (м^2),

$V_б$= 3,14 · 0,8^2 · 11=22 (м^3),

$V^{'}=11 - 0{,}075 \cdot 1{,}6 \cdot 11=9{,}68$ ($м^3$),

$V^{''}= 22 - 9{,}68=12{,}32$ ($м^3$),

$M_б=9{,}68 \cdot 731{,}9+12{,}32 \cdot 39{,}13=7566{,}87$ (кг).

2. Барабан низкого давления

$F_{сеч}=2 \cdot 0{,}8 \cdot 11=17{,}6$ ($м^2$),

$V_б= 3{,}14 \cdot 0{,}8^2 \cdot 11=22$ ($м^3$),

$V^{'}=11 - 0{,}75 \cdot 1{,}6 \cdot 11=9{,}68$ ($м^3$),

$V^{''}= 22 - 9{,}68=12{,}3$ ($м^3$),

$M_б=9{,}68 \cdot 905{,}5+12{,}32 \cdot 3{,}419=8807{,}36$ (кг).

3 шаг. Определение уточненного числа разбиений теплообменников.

В соответствии с разработанной математической модели энергоблока ПГУ-325 при исследовании котла-утилизатора энергоблока ПГУ-450 было сохранено число разбиений поверхностей нагрева, а именно:

ППВД – 4 части:1 часть – 0,125; 2 часть – 0,125; 3 часть – 0,25; 4 часть – 0,5;

ИВД – 1 часть;

ЭВД – 3 части:1 часть – 0,33; 2 часть – 0,33; 3 часть – 0,33;

ПНД – 1 часть;

ИНД – 1 часть;

ГПК – 4 части: 1 часть – 0,25; 2 часть – 0,25; 3 часть – 0,25; 4 часть – 0,25.

Входные и выходные параметры для этих поверхностей были уточнены в соответствии с данными для ПГУ-450.

В результате анализа был сделан вывод о разбиении поверхности ППВД не на 4 части, а на 5 частей, в связи с недостаточной точности выхода параметров (температуры уходящих газов, температуры среды) на номинальные значения.

4 шаг. Разработка условий и критериев для функционирования моделей в единой вычислительной среде.

Составной блок «Условие» (рис. П.3.11) содержит блок Интегратор, осуществляющий интегрирование входного сигнала по времени, а также условие выбора активности модели энергоблоков ПГУ-325 или ПГУ-450. При этом в свойствах блока Интегратор задается начальное условие интегрирования. В

данном примере значение температуры уходящих газов за испарителем высокого давления равно 227 ^{0}C, которая определенна в соответствии с расчетом для номинального режима работы блока.

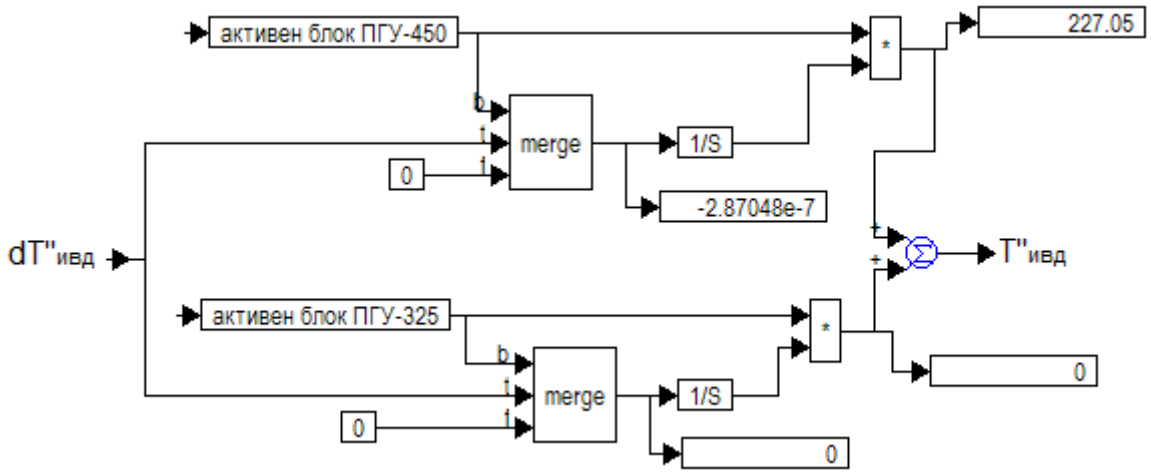


Рис. П.3.11. Структура составного блока «Условие»

Аналогичное условие выбора активности моделей имеет блок эквивалента коэффициента гидравлического сопротивления (рис. П.3.12).

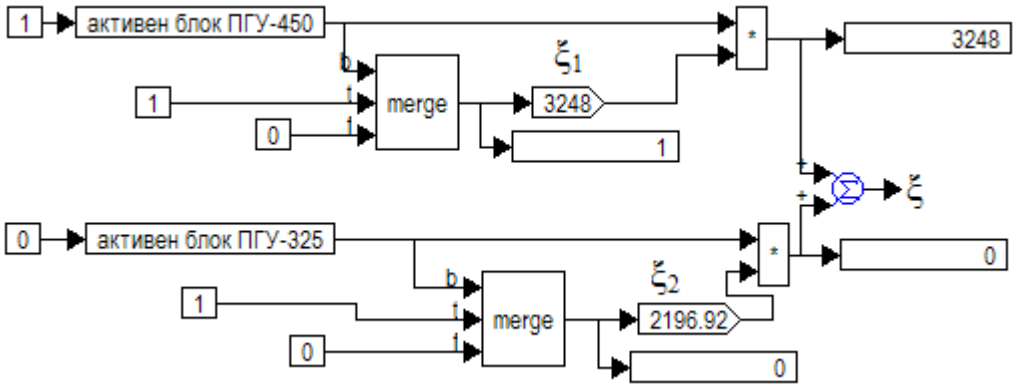


Рис. П.3.12. Структура составного блока выбора коэффициента гидравлического сопротивления: ξ_1, ξ_2-коэффициенты гидравлического сопротивления

5 шаг. Погружение имитационных моделей в единую среду с заранее выявленной общей (инвариантной) части и варьируемой части (данные для смоделированных энергоблоков) (рис. П.3.13, П.3.14; см. гл. 3).

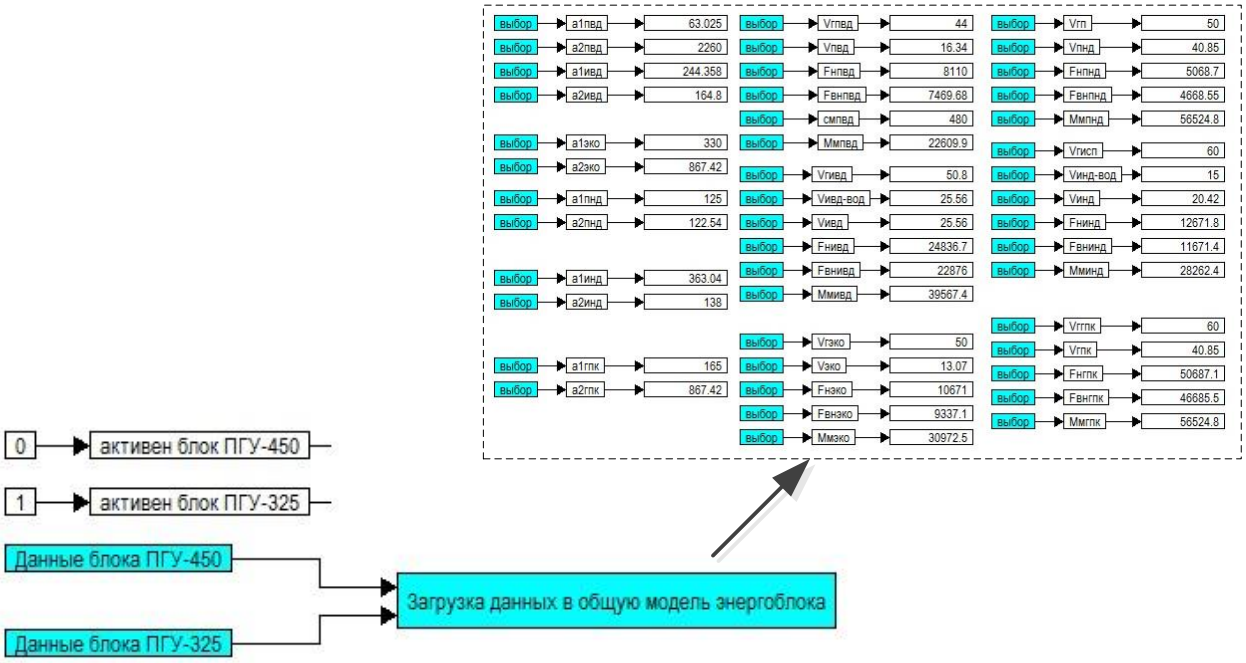


Рис. П.3.13. Фрагмент принципиальной схемы модели энергоблока ПГУ

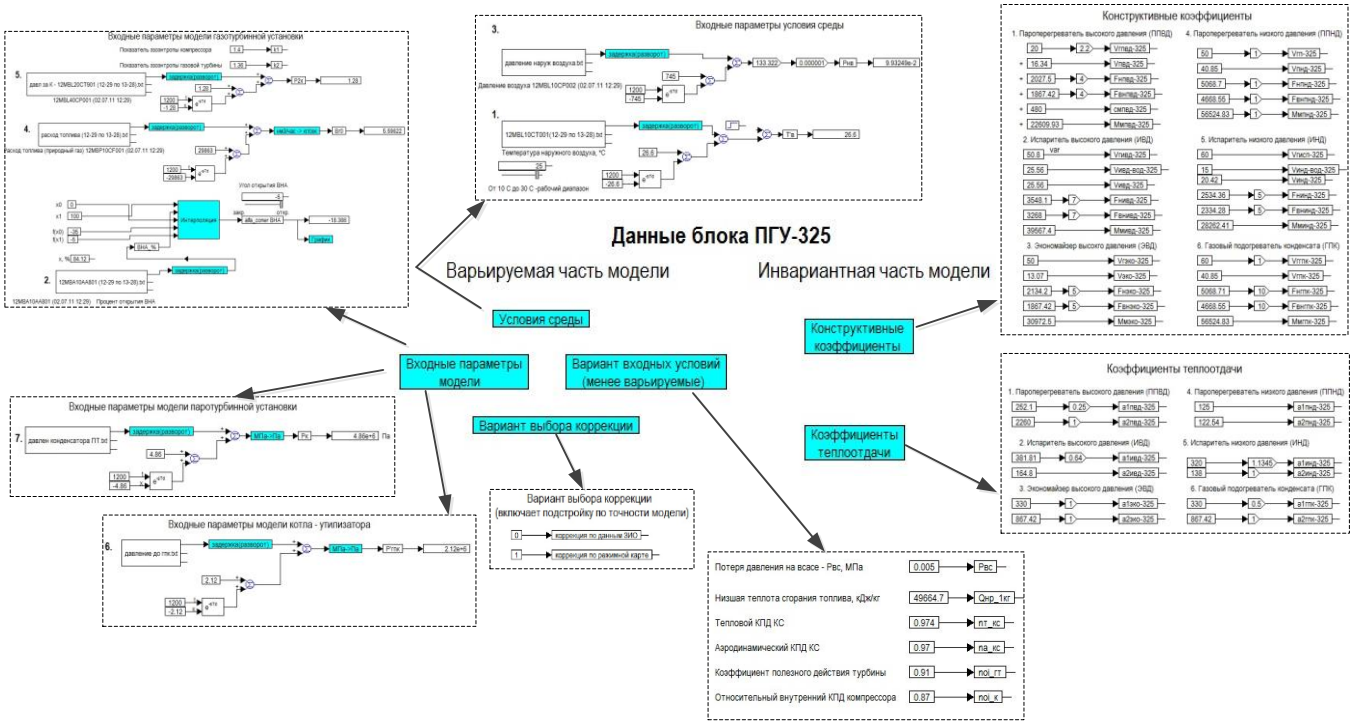


Рис. П.3.14. Принципиальная схема модели энергоблока ПГУ-325

Таким образом, была разработка многовариантная имитационная модель энергоблоков ПГУ, которая позволяет моделировать работу энергоблоков, при различном составе оборудования.

ПРИЛОЖЕНИЕ 4. РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЯ АСР МОЩНОСТИ ГТУ ЭНЕРГОБЛОКА ПГУ

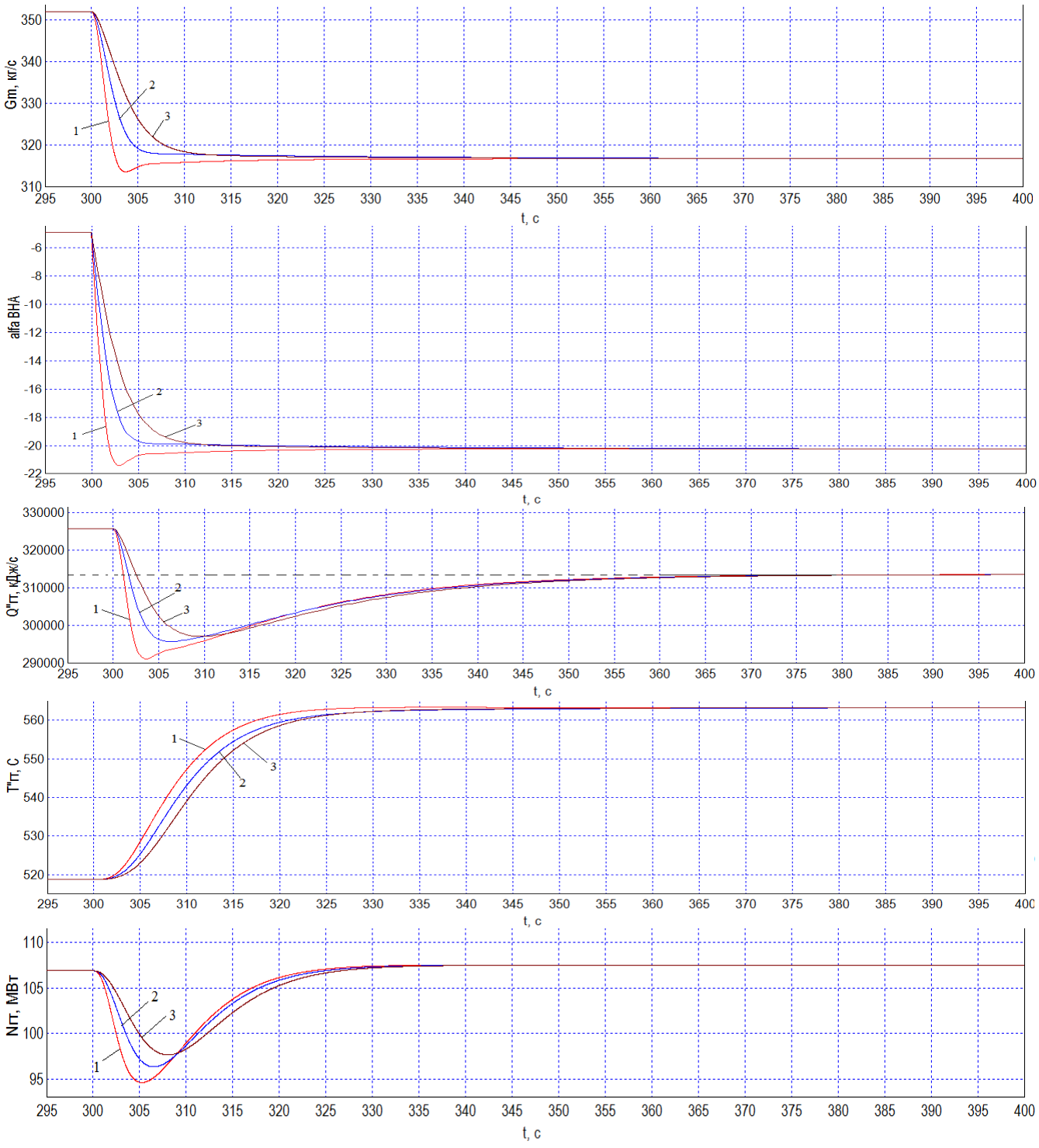


Рис. П.4.1. Переходные процессы изменения массового расхода воздуха в ГТУ при возмущении по каналу задания (10% или -35,2 кг/с):
1 – Кр = 5,5, Ти=10 (расчетная настройка); 2 – Кр = 3,3, Ти=25 (уточненная настройка); 3 – Кр = 2,0, Ти=20

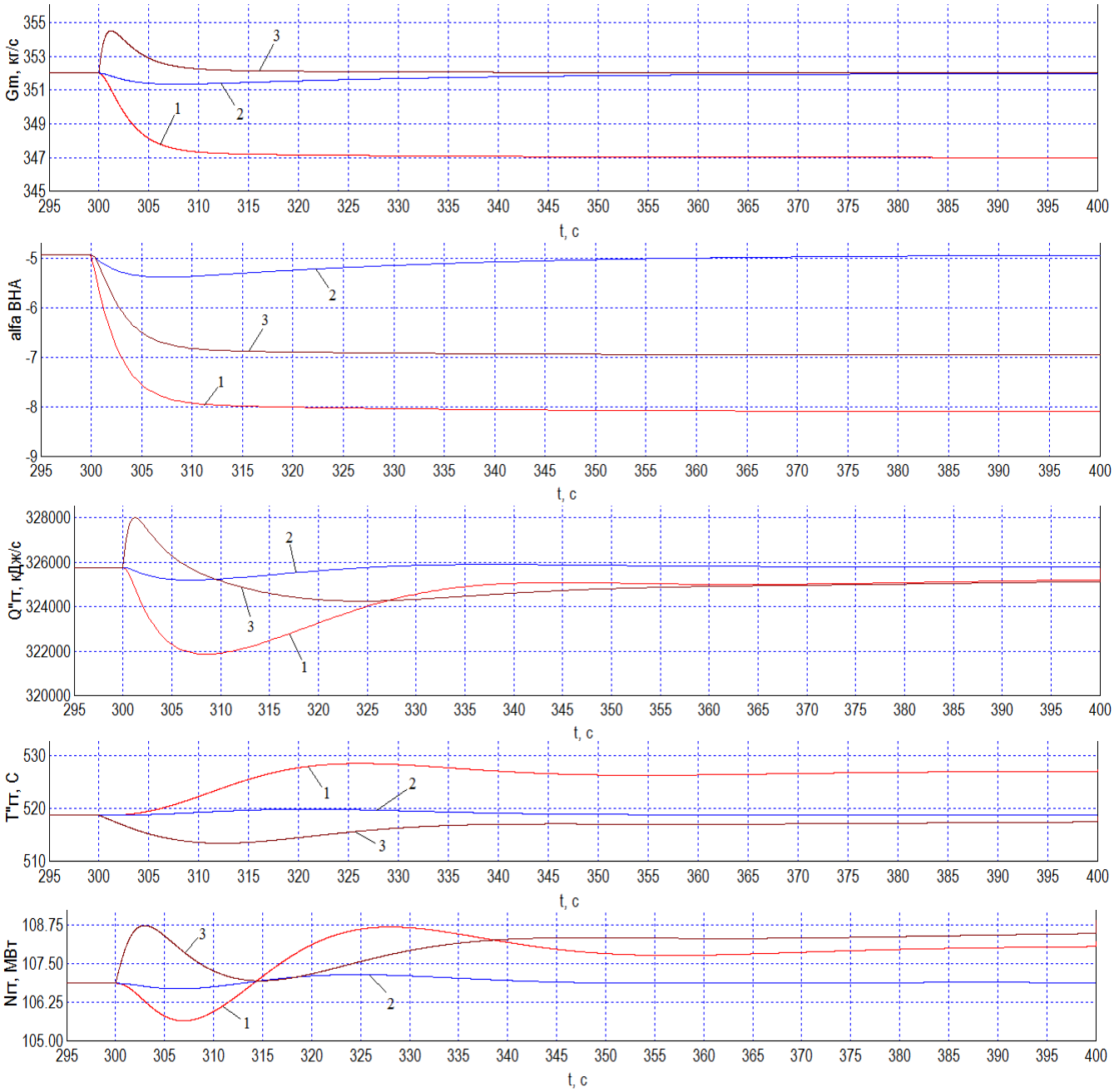


Рис. П.4.2. Переходные процессы изменения массового расхода воздуха в ГТУ:
1 – при возмущении по каналу задания (10% или -35,2 кг/с);
2 – при внутреннем возмущении (РО на 10% или -3 гр.);
3 – при внешнем возмущении ($T_{н.в.}$ на -5 ^{0}C)

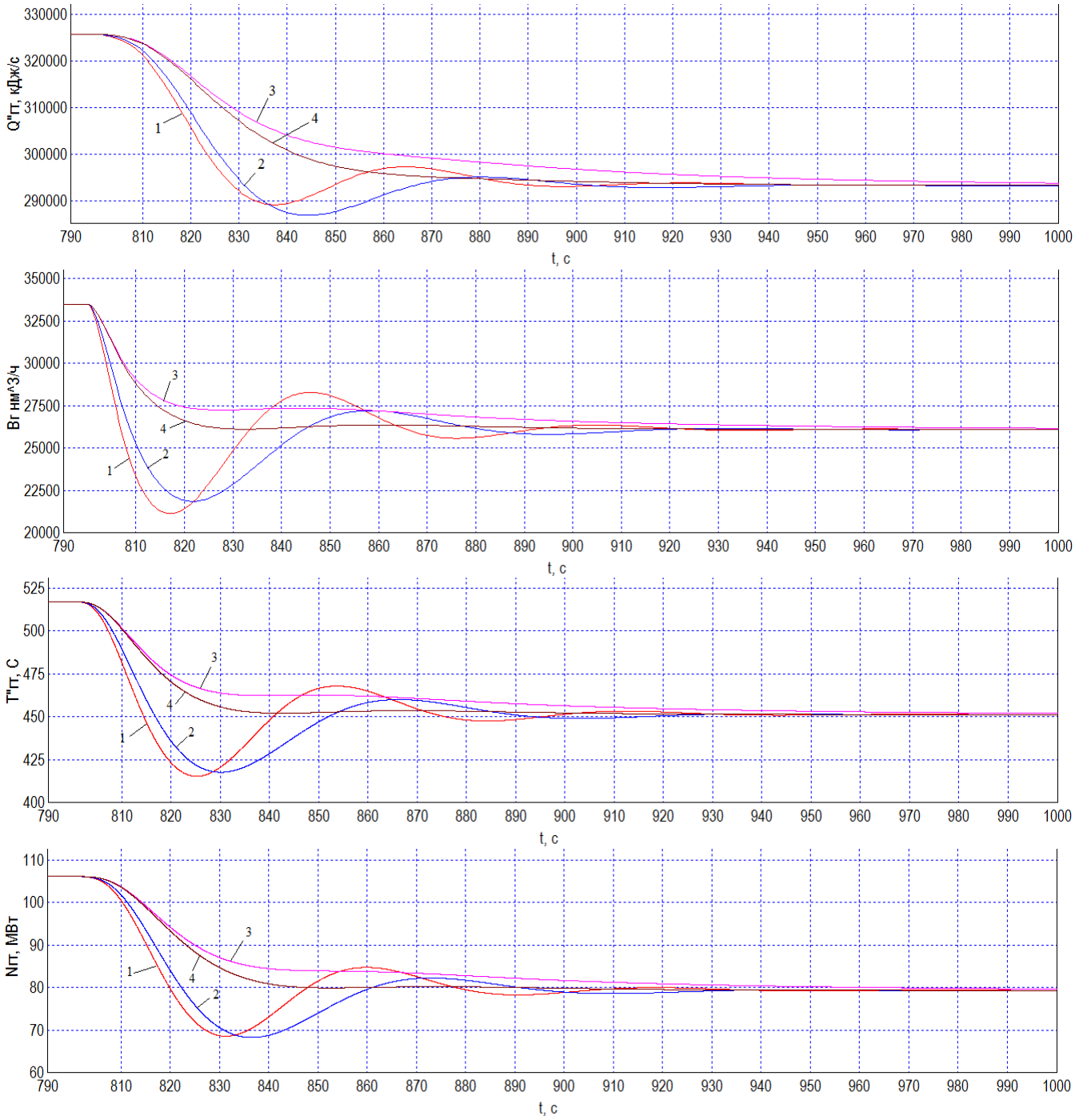


Рис. П.4.3. Переходные процессы изменения теплового потока на выходе ГТУ при возмущении по каналу задания (10% или -32578 кДж/с):
1 – $К_р$=0,33, $Т_и$=28 (расчетная настройка, критерий ИКК); 2 – $К_р$=0,24, $Т_и$=17 (расчетная настройка, критерий ЛИК); 3 – $К_р$=0,14, $Т_и$=28; 4 – $К_р$=0,14, $Т_и$=20 (уточненная настройка)

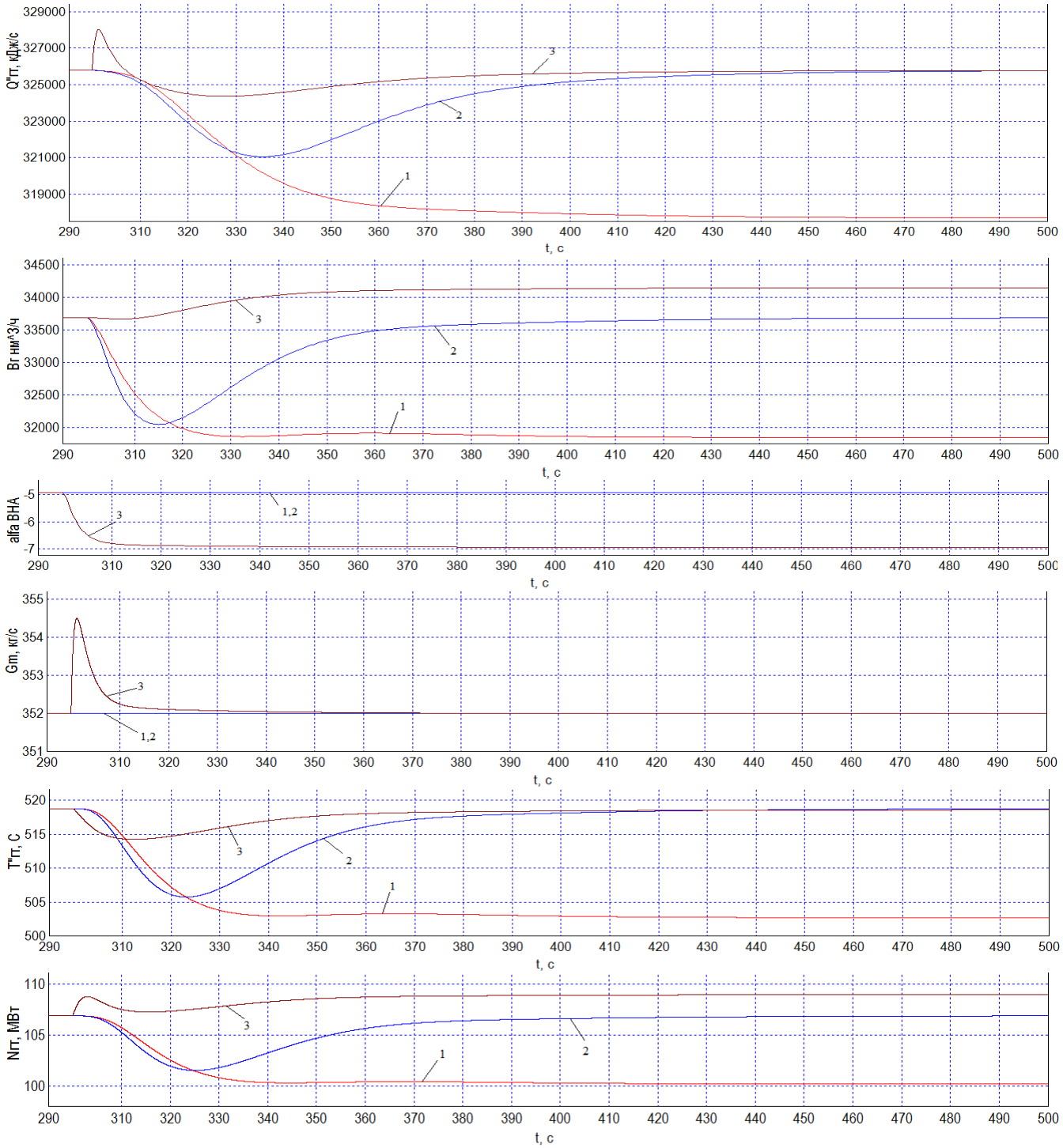


Рис. П.4.4. Переходные процессы теплового потока на выходе ГТУ:
1 – при возмущении по каналу задания (1,5% или -8080 кДж/с);
2 – при внутреннем возмущении (РО на 10% или -1800 нм^3/ч);
3 – при внешнем возмущении ($T_{н.в.}$ на -5 ^{0}C)

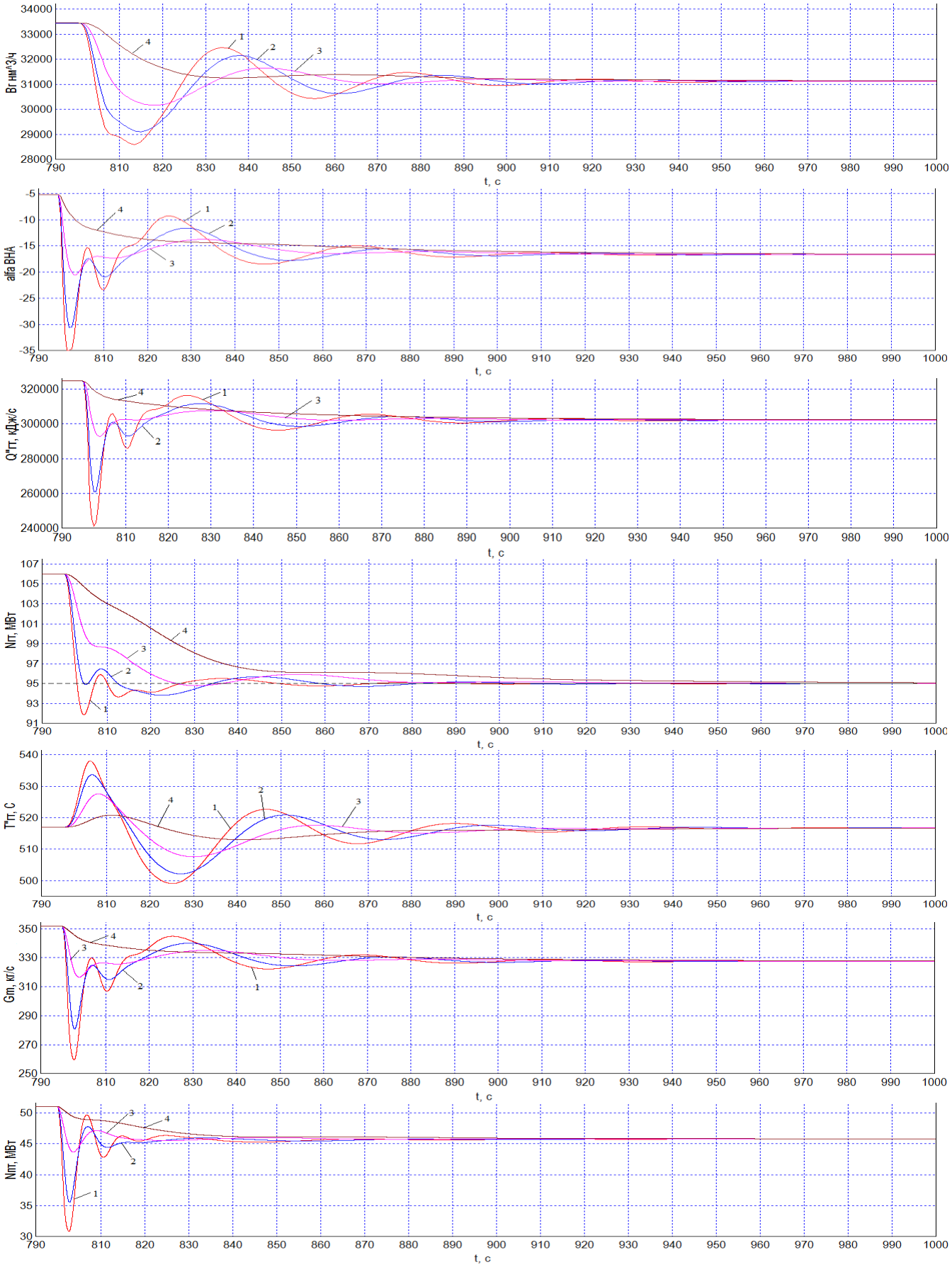


Рис. П.4.5. Переходные процессы электрической мощности ГТУ (max нагрузка): 1 – Кр=11,1; Ти=4 (расчетная настройка); 2 – Кр=8,18; Ти=9 (расчетная настройка); 3 – Кр=4; Ти=20; 4 – Кр=0,9; Ти=12 (уточненная настройка)

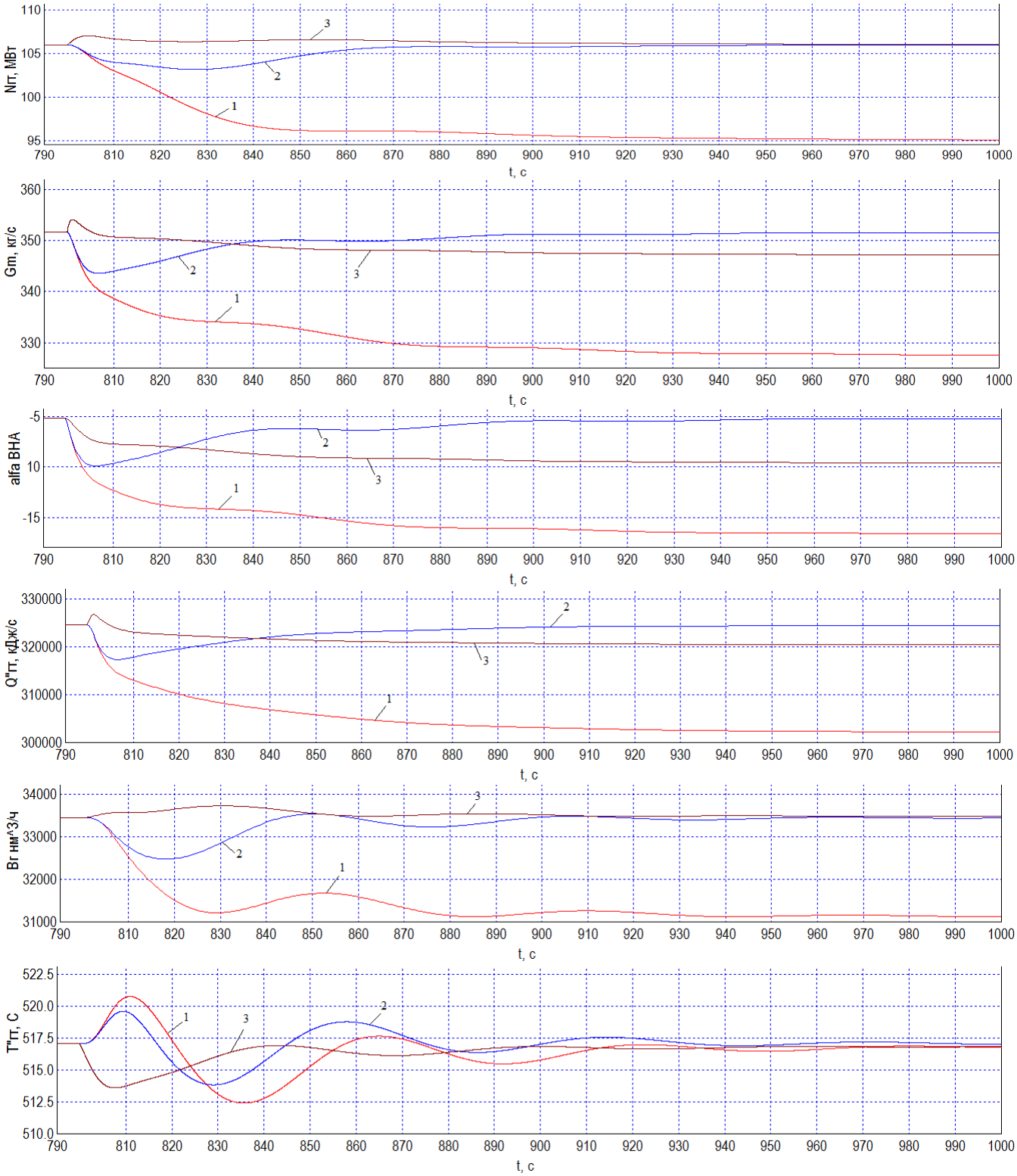


Рис. П.4.6. Переходные процессы электрической мощности ГТУ (max нагрузка):
1 – при возмущении по каналу задания (10% или -11 МВт);
2 – при внутреннем возмущении (G_m на -10 кг/с);
3 – при внешнем возмущении ($T_{н.в.}$ на -5 ^{0}C)

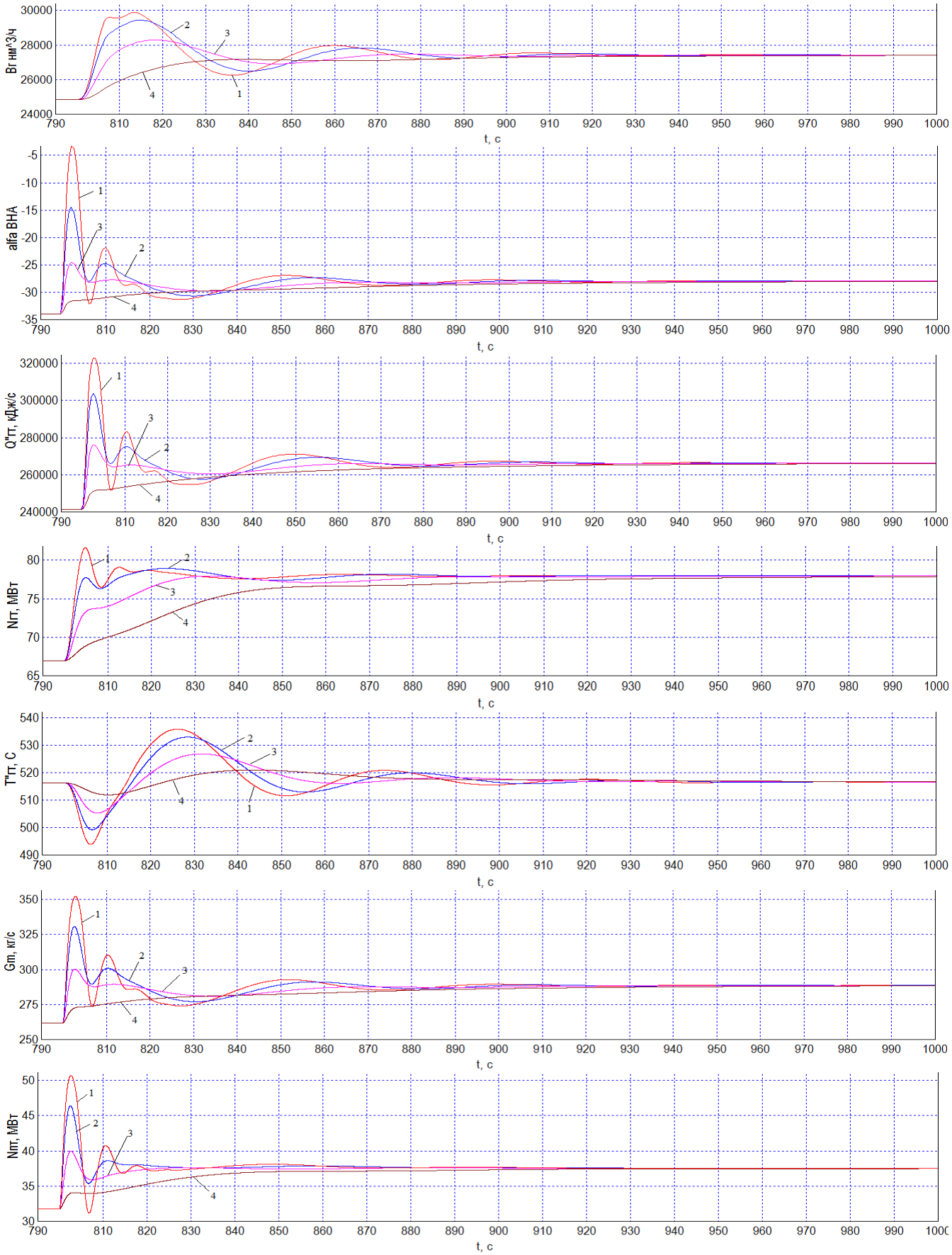


Рис. П.4.7. Переходные процессы электрической мощности ГТУ (min нагрузка): 1 – Кр=11,1; Ти=4 (расчетная настройка); 2 – Кр=8,18; Ти=9 (расчетная настройка); 3 – Кр=4; Ти=20; 4 – Кр=0,9; Ти=12 (уточненная настройка)

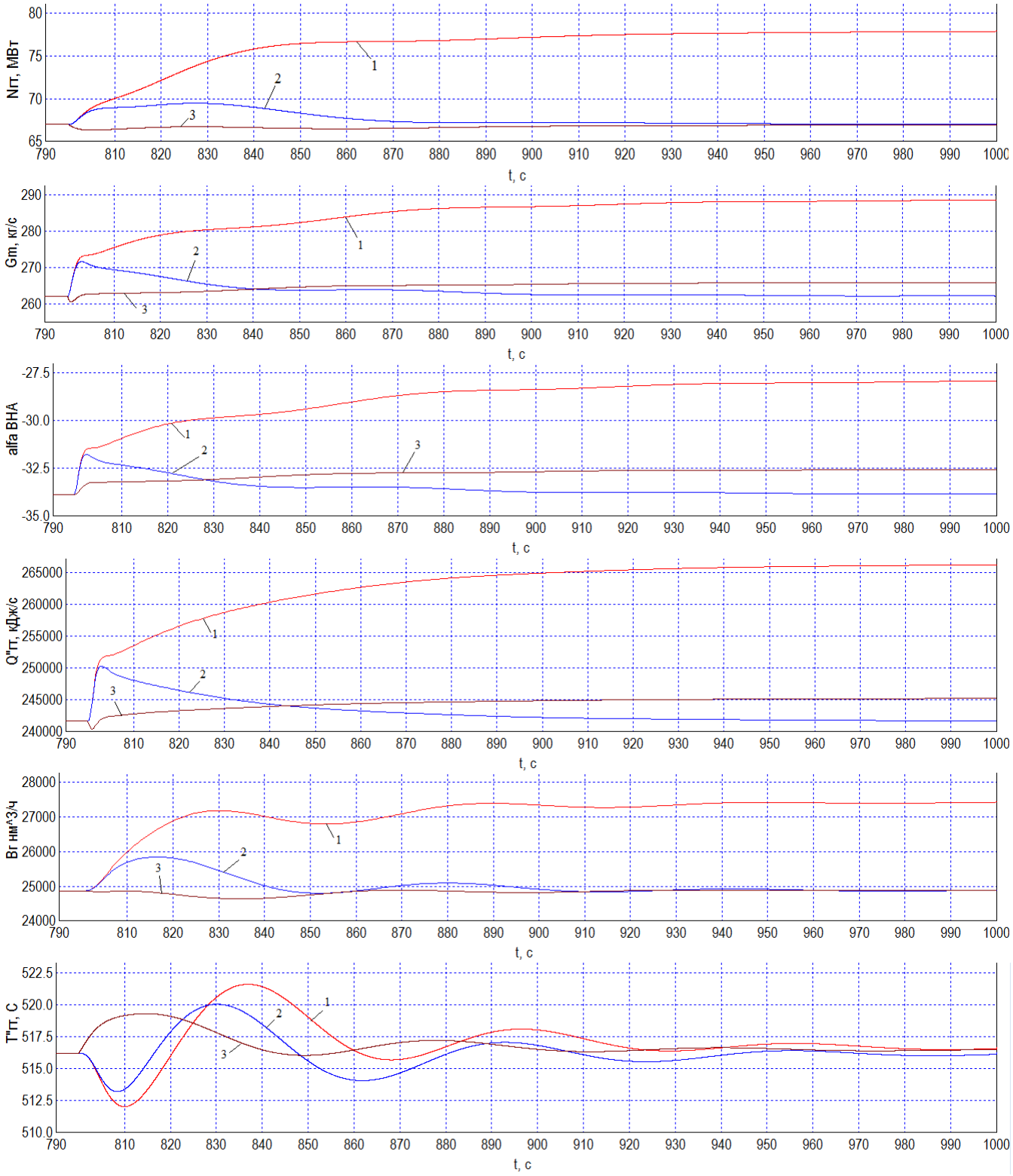


Рис. П.4.8. Переходные процессы электрической мощности ГТУ (min нагрузка):
1 – при возмущении по каналу задания (10% или 11 МВт);
2 – при внутреннем возмущении (G_m на 10 кг/с);
3 – при внешнем возмущении ($T_{н.в.}$ на 5 ^{0}C)

ПРИЛОЖЕНИЕ 5. РЕЗУЛЬТАТЫ РАБОТЫ САУ МОЩНОСТИ ПГУ (ГТУ и ПТУ) ПО ЛОКАЛИЗАЦИИ ВОЗМУЩЕНИЙ ПО ТЕМПЕРАТУРЕ НАРУЖНОГО ВОЗДУХА В РЕЖИМЕ ПОЛУБЛОКА

Блочный регулятор мощности включен, на вход параметра температуры наружного воздуха в модели подается соответствующее задание (рис. П.5.1), выполним анализ результатов полученных на модели блока ПГУ-325 (рис. П.5.2).

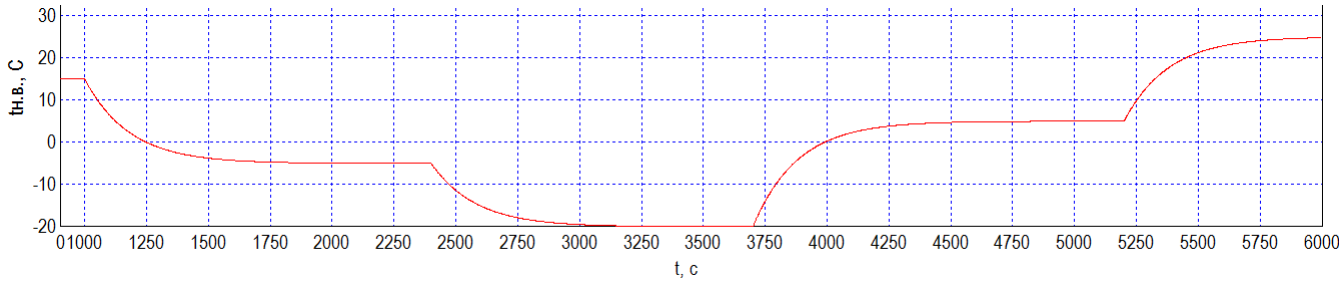


Рис. П.5.1. Входной параметр модели $T_{н.в.}$
(внешнее возмущение температурой наружного воздуха)

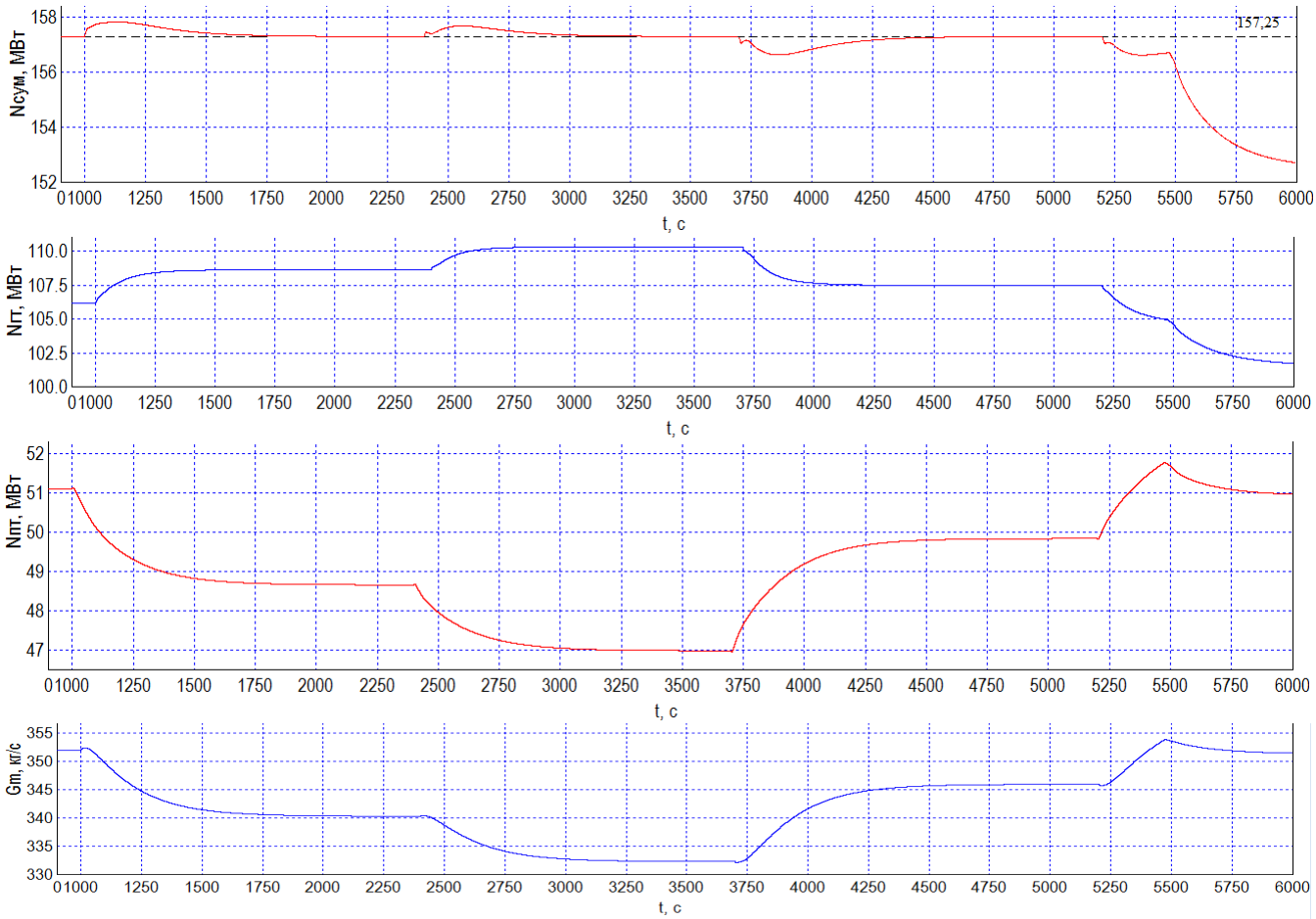


Рис. П.5.2. Работа САУ мощности ПГУ

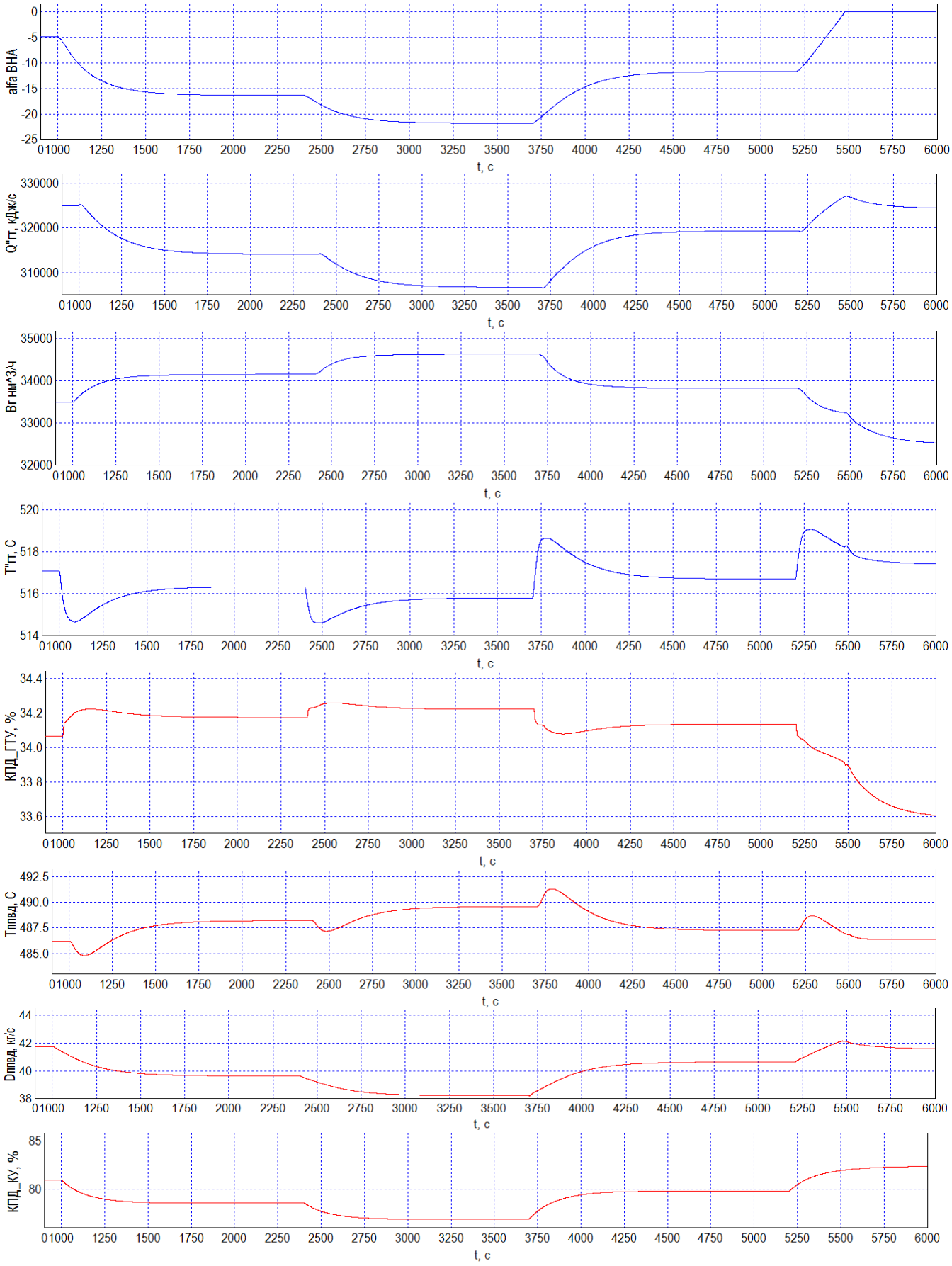


Рис. П.5.2. Работа САУ мощности ПГУ (продолжение)

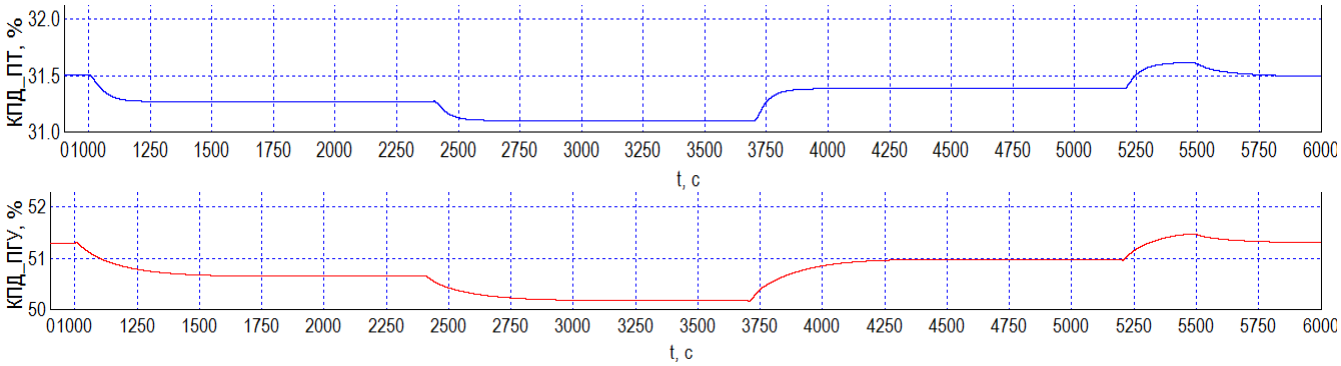


Рис. П.5.2. Работа САУ мощности ПГУ (продолжение)

Анализ результатов исследований показывает (см. рис. П.5.2), что обеспечить выработку электрической мощности ГТУ, например, на уровне в 157,25 МВт возможно в диапазоне изменения температуры наружного воздуха ($t_{н.в.}$) от -20 до $+20^0$С.

Нетрудно видеть, что при снижении температуры наружного воздуха до уровня -20^0С газотурбинная установка работает на номинальной нагрузке в 110 МВт. При этом потери в утилизационной части энергоблока сведены к минимуму – менее 0,5% КПД ПТ и 1% КПД ПГУ в целом по сравнению с показателями при расчетной температуре наружного воздуха $+15^0$. С другой стороны, при повышении температуры наружного воздуха до уровня $+25^0$С газотурбинной установке не хватает воздуха, поступающего от компрессора, для охлаждения продуктов сгорания за КС (при электрической мощности ГТУ в 105 МВт ВНА компрессора в полностью открытом состоянии). Поэтому для обеспечения оптимального теплового режима перед КУ происходит вынужденное снижение заданной нагрузке на энергоблоке, при этом КПД ПГУ поддерживается на своем расчетном уровне в 51,35%.

Таким образом, использование рассматриваемой САУ мощности энергоблока ПГУ позволяет обеспечивать нагрузку на ГТУ в соответствии с заданием и с учетом изменяющихся внешних климатических факторов, при этом диапазон гарантируемой выработки электрической мощности ГТУ определяется в соответствии с условиями (географическим местоположением станции), в которых используются компрессоры ГТУ.

ПРИЛОЖЕНИЕ 6. ВНЕДРЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ИССЛЕДОВАНИЙ

УТВЕРЖДАЮ
Ректор ИГЭУ,
д.т.н., профессор

С.В. Тарарыкин

1 сентября 2016 г.

АКТ ВНЕДРЕНИЯ
автоматизированной системы научных исследований
«Полимодельный комплекс энергоблоков с ПГУ»
в учебно-научный процесс ИГЭУ

Комиссия в составе:
Заведующий кафедрой систем управления, к.т.н., доцент А.В. Голубев,
Начальник УНЦ «АСУТП в энергетике», д.т.н., профессор Ю.С. Тверской,
Заведующие лабораториями:
«Полигон АСТУП электростанций», к.т.н., доцент А.Н. Никоноров;
«УТЦ автоматизированных ПГУ», ст. преподаватель И.К. Муравьев

рассмотрела вопрос внедрения полимодельного комплекса энергоблоков с ПГУ в учебно-научный процесс ИГЭУ и составила настоящий акт о нижеследующем.

1. Настоящим подтверждается, что оснащенность лабораторий «Полигон АСУТП электростанций» и «Учебно-тренажерного центра автоматизированных ПГУ», входящих в состав Учебно-научного центра «АСУТП в энергетике» кафедры систем управления факультета ИВТ, в соответствии с планами НИР университета по научному направлению «Теория и технология систем управления. Многофункциональные АСУТП электростанций», пополнилась автоматизированной системой научных исследований «Полимодельный комплекс энергоблоков с ПГУ», который разработан в рамках выполнения диссертационной работы **Муравьева И.К.** на тему «Совершенствование систем управления газотурбинными установками энергоблоков при изменяющихся режимных и климатических факторов».

2. К настоящему времени накоплен опыт использования полимодельного комплекса энергоблоков с ПГУ при выполнении курсовых и научно-исследовательских работ по дисциплинам: «Технология создания АСУТП», «Локальные системы управления», «Обобщенный термодинамический анализ эффективности технических систем», «Междисциплинарный проект», а также – учебно-исследовательских работ, выпускных квалификационных работ бакалавров по направлению 27.03.04 «Управление в технических системах» профиля «Управление и информатика в технических системах», магистерских диссертаций по направлению 27.04.04 «Управление в технических системах» профиля «Управление и информатика в технических системах» и кандидатских диссертаций по направлению 27.06.01 «Управление в технических системах» профиля «Автоматизация и управление технологическими процессами и производствами (промышленность)».

3. Краткая характеристика полимодельной комплекса

3.1. В основе полимодельного комплекса энергоблоков с ПГУ лежат всережимная (нелинейная) математическая и имитационная модели энергоблоков с ПГУ, которые включают следующее оборудование и процессы в них протекающие:

- компрессор ГТУ (процесс сжатия воздуха, расчеты объема поступающего воздуха, распределения воздуха на охлаждения газовой турбины);
- камера сгорания ГТУ (химические процессы сжигания топлива, расчеты объема окислителя для топлива, параметров выходящих дымовых газов);
- газовая турбина ГТУ (процесс расширения дымовых газов, расчеты неконтролируемых и нерегулируемых «присадок» холодного воздуха из компрессора);
- котел-утилизатор (границы образования пароводяной смеси в поверхностях нагрева, рециркуляция конденсата, материальные балансы воды и пара в барабанах высокого и низкого давлений);
- паротурбинная установка (процессы расширения и конденсации пара).

3.2. Разработанный полимодельный комплекс энергоблоков с ПГУ, отличается тем, что:

- математическая модель ПГУ энергоблока, представлена в виде системы нелинейных дифференциальных уравнений и соответствующих уравнений состояния, позволяет исследовать влияние изменяющихся внешних и режимных факторов на параметры энергоблока;
- имитационная модель, которая обладает единой структурой с инвариантной и варьируемой частями, дает возможность организовать удобную среду для постановки вычислительных экспериментов для бинарных энергоблоков (отечественного энергоблока ПГУ-325 и, получившего широкое распространение, энергоблока ПГУ-450), что существенно сокращает время настройки модели на конкретный тип оборудования.

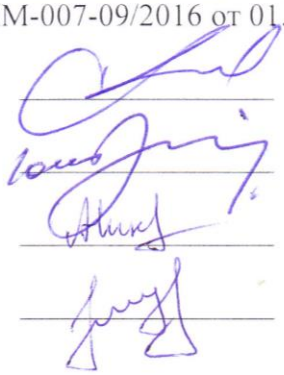
Модель реализована средствами программного комплекса имитационного моделирования VisSim (бессрочная академическая лицензия Professional VisSim 8.0 Academic License), предназначенного для моделирования динамических систем.

Решение комиссии

1) Рассмотрев представленные материалы, комиссия принимает автоматизированную систему научных исследований «Полимодельный комплекс энергоблоков с ПГУ» для штатного использования в учебно-научном процессе ИГЭУ.

2) Автоматизированная система научных исследований «Полимодельный комплекс энергоблоков с ПГУ» (ответственный исполнитель Муравьев И.К., ст. преподаватель кафедры систем управления) внесена в БД «Фонд экспериментальных характеристик объектов энергетики» в раздел «Математические модели сложных технологических объектов управления» под № ММ-007-09/2016 от 01.09.2016 г.

Подписи:



А.В. Голубев

Ю.С. Тверской

А.Н. Никоноров

И.К. Муравьев

ПУБЛИЧНОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО «ВТОРАЯ ГЕНЕРИРУЮЩАЯ КОМПАНИЯ ОПТОВОГО РЫНКА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ»
(ПАО «ОГК-2»)

ФИЛИАЛ ПАО «ОГК-2» – КИРИШСКАЯ ГРЭС

09.06.2016 г. Кириши № 5/1

ПРОТОКОЛ
заседания НТС

Председатель – А.Н. Соболев, заместитель директора – главный инженер
Секретарь – Л.В. Астафьева, инженер 1 категории ПТО

Присутствовали:
От ФБГОУВО «Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина» (ИГЭУ) **Муравьев И.К.**, заведующий лабораторией «Автоматизированные ПГУ» УНЦ «АСУТП в энергетике», старший преподаватель кафедры систем управления, г. Иваново.
От филиала ПАО «ОГК-2» - Киришская ГРЭС:
руководители производственных подразделений.

ПОВЕСТКА ДНЯ:

О включении в план научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ кафедры систем управления ИГЭУ по повышению эффективности АСУТП ПГУ и энергоблоков Киришской ГРЭС

ВЫСТУПИЛИ:

Муравьев И.К.

по проекту программы работ и результатам исследований систем управления газотурбинных установок для обеспечения эффективности ПГУ с учетом изменяющихся режимных и климатических факторов.

Обсудили:

Актуальные проблемы эксплуатации энергоблоков Киришской ГРЭС, требующие решения. Содержание комплексной программы научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ, предлагаемых ООО НПП «ИНОТЭКС» и кафедрой систем управления ИГЭУ, в том числе экспертный анализ алгоритмов контроллерного уровня АСУТП энергоблока ПГУ-800 и разработка альбома схем сквозных информационно-функциональных структур,

разработка автоматизированной системы диагностирования регулирующих клапанов по трендам архива АСУТП энергоблока ПГУ-800, совершенствование системы управления газотурбинной установкой SGT5-4000F для обеспечения эффективности работы блока ПГУ-800 с учетом изменяющихся режимных и внешних климатических факторов

Основные темы презентации:

1. Проект комплексной программы от 13.10.2015 по научно-исследовательским и опытно-конструкторских работам.
2. Подсистема АСУТП по диагностике регулирующей арматуры.
3. Новые результаты анализа эффективности ПГУ методами обобщенного термодинамического анализа.
4. Новые технические решения по регулированию подачи топлива и общего воздуха в опытно-конструкторских ГТУ.
5. Результаты исследований в рамках диссертационной работы И.К. Муравьева.

РЕШИЛИ:

Рассмотреть возможность заключения договора по научно-исследовательским и опытно-конструкторских работам на 2017-2018 гг.

Председатель А.Н. Соболев

Секретарь Л.В. Астафьева