

Некоммерческое акционерное общество
«АЛМАТИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ЭНЕРГЕТИКИ И СВЯЗИ»

Кафедра Тепловые Энергетические Установки
Специальность Тепловые Электрические Станции

Допущен к защите
Зав. кафедрой Клибарин А. А.
« » 20 г.

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ
пояснительная записка

Тема Оптимизация схем ПГУ с
использованием программы GC

Магистрант Коробков М.С.
подпись (Ф.И.О.)

Руководитель диссертации Борисова Н.Г.
подпись (Ф.И.О.)

Рецензент Аюсалипов А.К.
подпись (Ф.И.О.)

Алматы, 2015г.

Некоммерческое акционерное общество
«АЛМАТИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ЭНЕРГЕТИКИ И СВЯЗИ»

Факультет теплоэнергетический
Специальность тепловое электрические станции
Кафедра тепловые энергетические установки

ЗАДАНИЕ

на выполнение магистерской диссертации

Магистранту Коробкову Максиму Сергеевичу
(фамилия, имя, отчество)

Тема диссертации Оптимизация схем ГТУ с использованием ВС
утверждена Ученым советом университета № 139 от «31» 10.2013г.
во изменение приказа № от « »
Срок сдачи законченной диссертации «22» 06.2015г.
Цель исследования оптимизировать схемы комбинированного парогазового цикла с помощью программы ВС.

Перечень подлежащих разработке в магистерской диссертации вопросов или краткое содержание магистерской диссертации:

1. Библиографический обзор по теме диссертации и по вопросам использования программы;
2. Изучение принципов и методов создания схем в ВС;
3. Создание блоков ГТУ, ИТУ, ПТУ в ВС;
4. Оценка возможностей программы в оптимизации тепловых схем различных типов

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей) презентации


Рекомендуемая основная литература


1. Газотурбинные энергетические установки: учебное пособие для вузов / С.В. Цанев, В.Д. Буров, А.С. Земсков, А.С. Доска; под. ред. С.В. Цанева - М.: МЭИ, 2011.
2. Газотурбинные и парогазовые установки ТЭС: уч. пособие для вузов. / С.В. Цанев, В.Д. Буров, А.Н. Ремезов, под. ред. С.В. Цанева, 2-е изд. - М.: МЭИ, 2006 г.

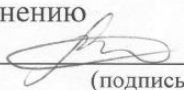
ГРАФИК
подготовки магистерской диссертации

Наименование разделов, перечень разрабатываемых вопросов	Сроки представления научному руководителю	Примечание
1. Введение. Актуальность, новизна, цели и задачи исследования	октябрь 2013г.	1ый раздел МД
2. Библиографический обзор по теме исследования (глобальности, ГС)	декабрь 2013г.	доклад
3. Исследование схем ПГУ (создание, расчет, анализ)	май 2014г.	2ой раздел МД
4. Подготовка статьи, доклад, презентации на конференции в КМУ	май 2014г.	статья
5. Подготовка статьи, доклад презентации на конференции в КМУ	февраль 2015г.	статья
6. Статировка в МЭИ (изучение курсов, сбор материала)	сентябрь 2014-февраль 2015г.	зачисление, сертификаты
7. Подготовка материалов для шав МД: расчет, анализ схем ПГУ, оптимизация схем, возможности и недостатки программы Vast-Cycle	январь-май 2015г.	шавы МД
8. Оформление диссертации	май 2015г.	МД

Дата выдачи задания февраль 2015

Заведующий кафедрой  (Кибардин А.А.)
(подпись) (Ф.И.О.)

Руководитель диссертации  (Борцов Н.Г.)
(подпись) (Ф.И.О.)

Задание принял к исполнению магистрант  (Коробков М.В.)
(подпись) (Ф.И.О.)

Аннотация

В данной работе исследуются возможности программного продукта GateCycle GE в моделировании тепловых схем ПГУ. Изучены принципы и методы создания моделей в программе. Рассмотрено моделирование различных вариантов схем ГТУ и ПГУ с их оптимизацией. Предложена оценка функционала программы. Разработана лабораторная работа как пример практического применения GateCycle.

Андатпа

Бұл диссертацияда БГҚ жылулық сұлбаларын үлгілеудегі Gate Cycle GE бағдарламалық өнімінің мүмкіндіктері зерттеледі. Бағдарламада үлгілерді жасаудың қағидалары мен әдістері зерттелген. Оңтайландырылған ГТҚ және БГҚ сұлбаларының әртүрлі нұсқаларының үлгіленуі қарастырылған. Бағдарламаның функционалды бағалануы ұсынылған. Gate Cycle бағдарламасын іс жүзінде қолданудың үлгісі ретінде зертханалық жұмыс жасалған.

Annotation

In this master thesis the GateCycle GE software possibilities were investigated in case of ability to simulate CCGT units' cycle diagrams. Simulation principles and methods were learned. In master thesis the simulation process of different CCGT and GT cycle diagrams with their optimization was examined. The program's functionality assessment was prepared. The laboratory work was developed as the example of GateCycle practical application.

Содержание

Перечень условных обозначений	10
Введение.....	11
Глава 1 Описание и возможности программного продукта GateCycle	13
1.1 История создания программы.....	13
1.2 Описание структуры и инструментария программы.....	14
1.3 Описание возможностей программы	17
Глава 2 Исследование принципов и методов моделирования в программе GateCycle	19
2.1 Ознакомление с элементами библиотеки моделей программы	19
2.2 Изучение принципов создания базовых моделей в программе.....	21
2.3 Выработка навыков создания моделей в программе.....	25
2.4 Формирование основных принципов моделирования в программе GC ..	30
Глава 3 Оптимизация тепловых схем ПГУ в программе GateCycle	32
3.1. Исследование возможностей создания блоков ГТУ	32
3.2 Создание тепловой схемы ГТУ-ТЭЦ.....	39
3.3 Создание и оптимизация тепловой схемы ПГУ-КЭС.....	43
Глава 4 Возможности практического использования программы GC	53
4.1 Основные преимущества и недостатки программы.....	53
4.2 Использование программы в лабораторном практикуме	56
Заключение	60
Приложение А Детальный отчет модели ГТУ	62
Приложение Б Детальный отчет модели ГТУ.....	64
Приложение В.1 Детальный отчет модели ГТУ «V64.3A»	66
Приложение В.2 Детальный отчет модели ГТУ с впрыском пара.....	69
Приложение В.3 Детальный отчет модели ГТУ с ДУ.....	72
Приложение Г.1 Детальный отчет модели ГТУ с ГВТО	75
Приложение Г.2 Детальный отчет модели ГТУ-ТЭЦ с ДК.....	78
Приложение Г.3 Расчет тепловой схемы ГТУ-ТЭЦ.....	86
Приложение Д.1 Детальный отчет модели ПГУ с КУ	102
Приложение Д.2 Детальный отчет модели ПГУ-КЭС	104
Приложение Д.3 Детальный отчет модели ПГУ-КЭС с КУ и ГПК.....	107
Приложение Д.4 Детальный отчет модели ПГУ-КЭС с КУ (HRSG).....	110
Приложение Е Краткая методика выполнения лабораторной работы	114
Список использованной литературы.....	124

Перечень условных обозначений

GE – General Electric

GC - GateCycle

HRSG – Heat recovery steam generator

ГВТО – газо-водяной теплообменный аппарат

ГПК – газовый подогреватель конденсата

ГТ – газовая турбина

ГТУ – газотурбинная установка

ДА – деаэратор

ДК – дожимной компрессор

ДУ – дожигающее устройство

КПД – коэффициент полезного действия

КУ – котел-утилизатор

КЭС – конденсационная электрическая станция

ПГУ – парогазовая установка

ПСУ – паросиловая установка

ПЭН – питательный электронасос

ТА – турбоагрегат

Х.Х. – холостой ход

ЭУ – энергетическая установка

Введение

Существует много частных вопросов, связанных с повышением эффективности генерирующих установок, как самых крупных потребителей ТЭР. На текущий момент существуют явные проблемы с большим количеством малоэффективного энергетического оборудования, технически изношенного и морально устаревшего.

Очевидно, что улучшение в рассматриваемом вопросе будет достигнуто реализацией новых технических и технологических решений, модернизацией, реконструкцией и заменой отдельных элементов систем. В условиях сравнительно дешевых ТЭР, всевозможных мероприятий по продлению срока службы действующего основного оборудования ТЭС, в стремлении поддерживать установленный стабильный режим работы, не представляется возможным единовременное кардинальное изменение ситуации. Это так ввиду высокой стоимости основного оборудования, довольно большого остаточного ресурса установленного оборудования после проведения ремонтов, соответственно высокая остаточная стоимость на балансе ТЭС, невозможность замены большого количества оборудования рабочей схемы, и невозможность совмещения отдельных компонентов с другими при их замене, и пр. Поэтому вероятно наиболее актуальным решением в таких условиях будут процесс модернизации с использованием имеющегося оборудования и поиск лучших режимов работы при замене новых элементов в схеме, ее модернизации и прочих надстройках. Т.е. это предполагает предварительный анализ возможного решения, его оценку с точки зрения экономической рентабельности, пользы в приросте энергетической эффективности, возможности обеспечения бесперебойного, экономичного и стационарного режима работы всей станции. И такие мероприятия должны быть проведены для каждого предприятия с учетом конкретных индивидуальных особенностей.

Одним из достаточно эффективных инструментов в процедурах анализа и оценки решения является моделирование. На сегодняшний день это весьма успешно реализуется с помощью пакетов прикладных программ. Польза автоматизированных программ очевидна, так как в теплоэнергетической сфере инженерами производится невероятно большое количество всевозможных расчетов.

Одной из таких программ является программный комплекс GateCycle™ (GC).

Основная цель представляемого исследования – оптимизировать схемы комбинированного парогазового цикла с помощью программы GC.

Для этого были поставлены и решены следующие задачи:

- знакомство с программой, её инструментарием, элементами управления;
- овладение принципами и методами создания схем в программе;
- создание блоков ГТУ, ПТУ, и комбинированных блоков ПГУ;

— оценка возможностей программы в оптимизации тепловых схем различных типов.

Выполнение поставленных задач позволит решить также вопросы, связанные с: удобством работы с программой; определением основных преимуществ и недостатков; оценкой общей возможности практического использования программы в различных сферах.

Структурно работа состоит из 4 глав. Первая глава посвящена описанию объекта исследования. В ней отражена история создания программного продукта. Представлены его характеристики, описаны основные возможности и структура. Вторая глава предлагает описание процесса изучения принципов работы в программе. Третья, основная глава раскрывает результаты исследования по созданию и оптимизации тепловых схем парогазового цикла. Заключительная, четвертая глава нацелена на отражение преимуществ и недостатков программного продукта. Установлена возможность его практического применения в учебном процессе. Заключение содержит выводы о проделанной работе.

По теме диссертации опубликованы три статьи, две из них с очным выступлением на международных студенческих научных конференциях (Казахстанско-Немецкий Университет, г.Алматы) и одна публикация в сборнике докладов международной научно-практической конференции (ЕНУ им. Л.Н.Гумилева, г.Астана).

Глава 1 Описание и возможности программного продукта GateCycle

1.1 История создания программы

Множество пакетов прикладных программ на сегодняшний день имеет достаточно мощные инструменты конструирования отдельных элементов станций или котельных. Так, к примеру, семейство продукции известной компании Autodesk AutoCAD. Линейка продуктов этой компании является лидером векторной графики, созданной для выполнения всех необходимых проектировочных работ. Также имеется большое количество программных решений [1] для расчета заданных параметров по типоразмерам или другим выходным характеристикам программ-конструкторов.

Достаточно удобным было бы наличие такого инструментария непосредственно в самой программе-конструкторе, объединяя возможности создания проектов, визуализации принципиальных схем, с параллельной возможностью задавать начальные параметры работы установки, задавать характеристики того или иного оборудования.

Такой программой является продукт GateCycle™.

GateCycle™ – это передовая коммерческая программа проектирования, моделирования и анализа схем электрических станций, разработанная и поддерживаемая компанией GE Enter Software. На самом деле программа была создана компанией Enter Software, Inc. При поддержке исследовательского института производства электрической энергии Великобритании (EPRI). Программа GateCycle™ была первоначально выпущена на коммерческой основе в 1988 году, и спонсирование программы исследовательским институтом разработки программы закончилось в 1993 году. С того времени программа GateCycle™ стала полностью самокупаемым коммерческим программным продуктом с большой, и активно продолжающей расти базой пользователей. В настоящее время существует более 400 активных пользователей программы из числа ведущих промышленных и инжиниринговых компаний по всему миру, включая GE, ABB, Siemens-Westinghouse, Bechtel, Sargent&Lundy, Texaco, Shell, Southern Companies, Trigen и многие другие.

Программа GateCycle™ построена на статичной офлайн платформе. Её основное предназначение заключается в предварительном инженерном проектировании большинства видов традиционных электрогенерирующих станций, включая станции с простой схемой газовых турбин, комбинированного цикла, теплофикационных станций; на традиционном топливе, и с использованием газификации.

Программа GateCycle™ также включает в себя расширенный ряд моделей силовых установок электростанций, позволяя использовать их в модернизированных циклах, включая основные элементы ПГУ, модернизированных циклах ГТУ, и других всевозможных передовых проектах и концепциях.

Программа содержит инструменты проектирования целой станции, а также дает возможность подробного анализа элементов станции по отдельности, с интегрированной комплексной основой, позволяющей легко применять программу на всех этапах проектирования станции, а также проводить развернутые исследования, предварительный мониторинг системы, изучать начальные концептуальные моменты проектирования и рабочие параметры проекта. Благодаря своей гибкости и детализированным возможностям проектирования, GateCycle™ может быть использована для моделирования уже существующих станций, с целью проведения мониторинга различных её систем, анализа и оценки преобразований и модификаций.

Программа GateCycle™ построена для работы в оболочке Windows с расширенным графическим пользовательским интерфейсом, частично с использованием технологий объектного моделирования PROVISION, признанной научной методикой (разработчики программного обеспечения для моделирования сложных технологических процессов систем химического производства, более известных как PRO/II).

Большая часть элементов интерфейса программы GateCycle™ разработана, прежде всего, с помощью программного обеспечения класса Microsoft Foundation Class, что позволяет с легкостью интегрировать текстовые и табличные редакторы в интерфейс программы [2].

О возможностях программы в решении вопросов анализа и оценки внедрения новых решений и диагностике имеющихся недостатков можно судить из её практического применения.

1.2 Описание структуры и инструментария программы

Структура программы в общем рассмотрении не будет отличаться от любой другой рядовой компьютерной программы взаимодействия с пользователем. В качестве наиболее схожего примера можно привести программы семейства Autodesk AutoCAD. Так окно программы GC состоит из нескольких основных зон, среди которых (рис.1.1):

- Заголовок окна. Со значком GC и указанием названия запущенного документа;
- строка меню. В ней расположен список основных команд, сортированных по разделам;
- панель элементов управления. Двухуровневая панель управления с расположенными в ней значками основных кнопок ввода-вывода и редактирования, разделенных на блоки основных секций;
- рабочая область. Непосредственно рабочее пространство создания и редактирования моделей, оформленный по принципу закладок при работе с несколькими окнами и выводом нескольких рабочих окон моделей в одной зоне. Справа по краю расположен вспомогательное всплывающее меню инструментов конструирования (см. рис. 1.2);

- область навигации. Небольшое окно, в котором отображается список доступных и запущенных моделей с кратким их описанием;
- область спецификации. Окно с отображением характеристик и списка включенных элементов активного в рабочей зоне объекта;
- строка состояния. Отображает текущий режим состояния программы.

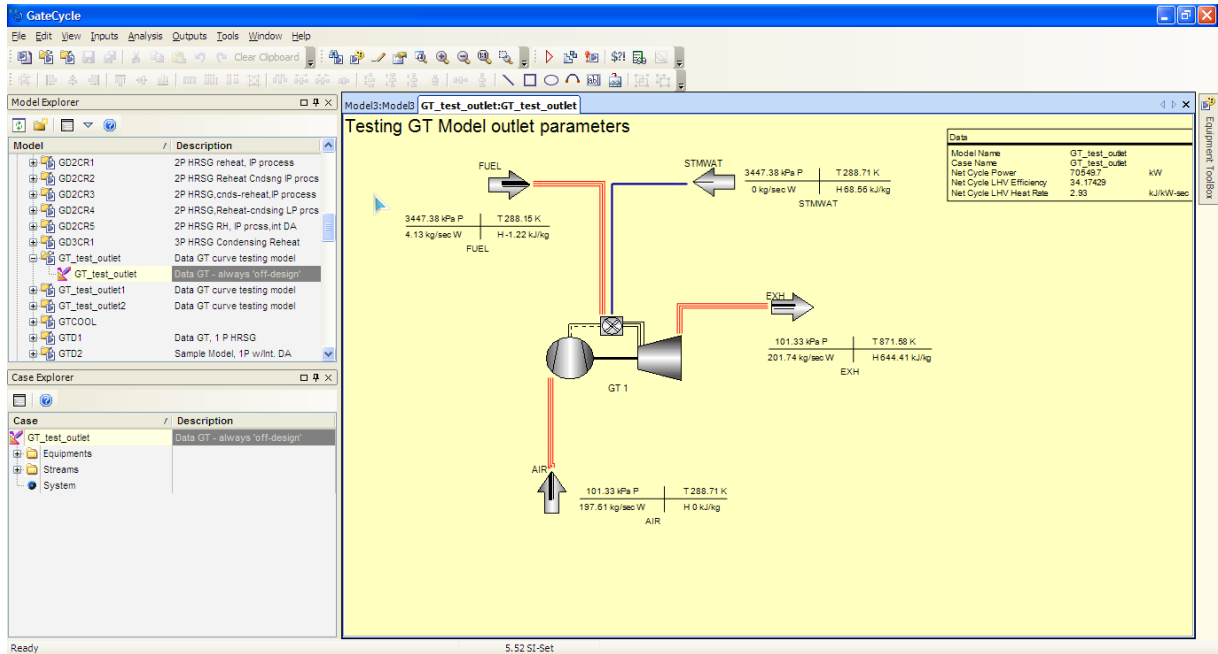


Рисунок 1.1 - Окно программы GC
(источник: скрин состояния программы)

Программа располагает мощным инструментом визуализации, позволяющим создавать принципиальные схемы с развернутыми опциональными описательными элементами. Так, в составе основных элементов конструирования можно найти все основополагающее оборудование [2]:

- турбины (газовые и паровые);
- теплообменные аппараты (пароперегреватели, котлы, экономайзеры, конденсаторы, водоподогреватели и др.);
- насосы;
- трубопроводы;
- арматура.

Все эти элементы размещены в вызываемом боковом меню (рис.1.2):

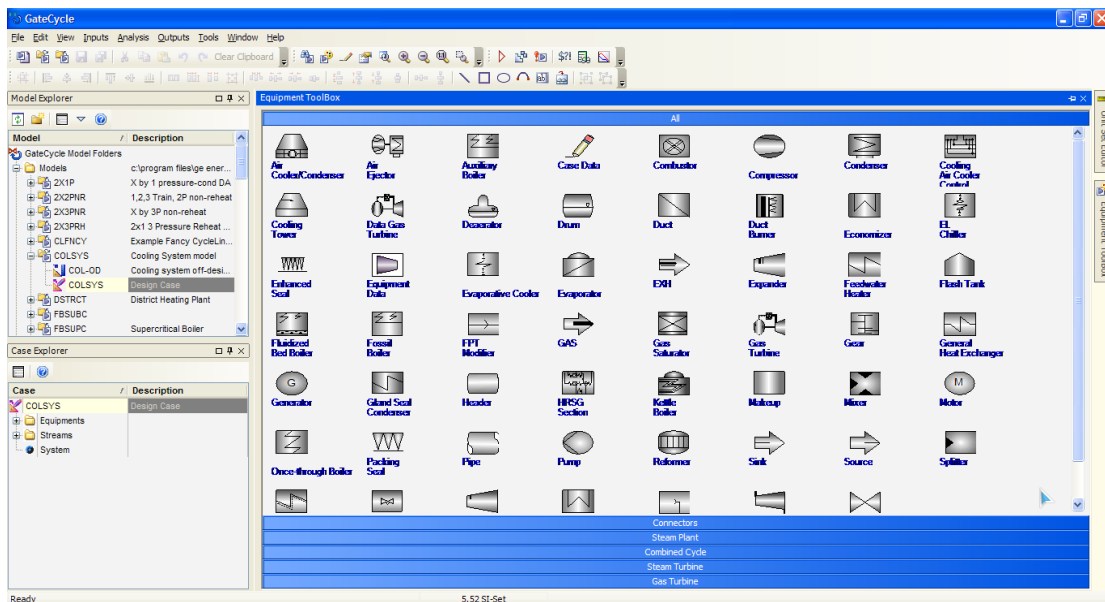


Рисунок 1.2 - Панель интерфейса программы: «Equipment Toolbox» (источник: скрин состояния программы)

К примеру, схема блока ГТУ выглядит следующим образом (рис.1.3):

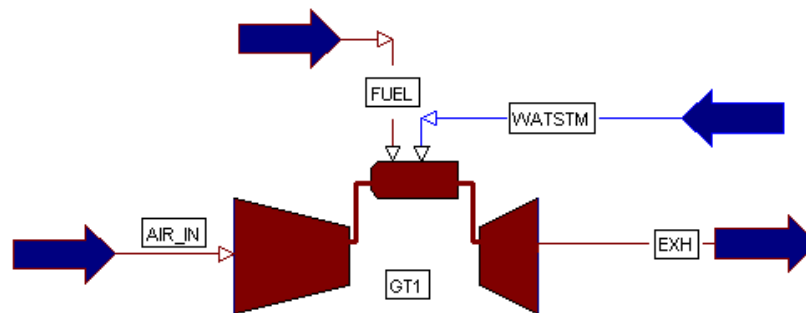


Рисунок 1.3 - Визуализация схемы цикла ГТУ в программе (источник: изображение из файла описания программы)

Основным элементом программы является меню “Analyse”, команды которого позволяют производить все необходимые операции. Это меню составляют следующие основные команды [2]:

- Команда “Run Cycle”. Команда позволяет запустить цикл. Операцию можно производить на любом этапе создания и редактирования модели. На экране будет отображаться диалоговое окно, показывающее основные параметры цикла, а также имеющиеся ошибки, предупреждения, критические показатели. Пример диалогового окна показан на рис. 1.4;

- Команда “Regression Tool”. С помощью этой команды можно оптимизировать параметры выбранного оборудования или всего цикла; проверить исходные условия или задать новые; создавать многопараметрические условия (контроллеры);

- Команда “Build Review”. Вызов этой команды открывает диалоговое окно, отображающее иконки оборудования, которое подключено неправильно, либо имеет ошибки в работе, или требует ввода дополнительных параметров.
- Команда “Show Error File”. Команда открывает файл регистрации ошибок цикла. Этот файл создается автоматически при выполнении анализа цикла, или с момента его первого запуска. С помощью него можно проверить предпосылки возникновения неполадок, к примеру, просмотреть исходные параметры, влияющие на возникновение ошибок.
- Команда “Show Log File”. При вызове данной команды открывается файл, при стандартных настройках идентичный файлу предыдущей команды. При расширенных настройках файл данной команды будет содержать всевозможные сообщения об ошибках, предупреждениях, критических показателях, и прочее.

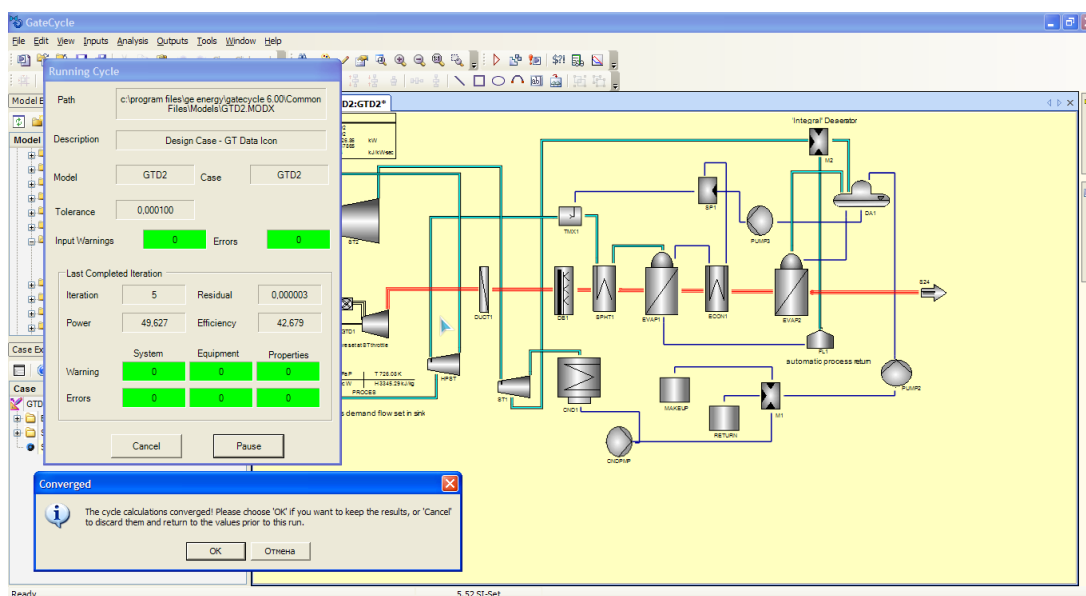


Рисунок 1.4 - Окно программы : «Running Cycle»
(источник: скрин состояния программы)

Программа полностью совместима с продуктами компании Microsoft (Word и Excel). Это позволяет экспортировать все необходимые данные в удобные для пользователя форматы. Также предоставляется возможность составления отчетов в формате .html.

1.3 Описание возможностей программы

Инструментарий программы позволяет удовлетворять требования всех задач моделирования различных циклов тепловых схем, включая [2]:

- базовые архитектуры (конструирование элементов цикла);
- методы задания параметров пара/воды;

- методы задания параметров уходящих газов;
- надстройка для конвергенции схем циклов;
- обработка ошибок работы установок.

Отличительной особенностью программы, как уже было отмечено ранее, является её многофункциональность в отношении комбинирования разных по типу логических кодов проектирования и моделирования в едином интерфейсе программы. В этом отношении можно привести несколько примеров использования программы в различных целях, отражающих возможности GC:

- Моделирование тепловых схем ПСУ. Создание моделей парового цикла для исследования базовых и основных параметров мощных или малых блоков [3];
- Моделирование тепловых схем газотурбинных установок, включая схемы на базе реконструированных действующих станций [4];
- Моделирование тепловых схем энергетических блоков для анализа работы отдельных элементов и вспомогательных систем [5];
- Моделирование тепловых схем базовых циклов для исследования выходных параметров при изменении вида топлива [6];
- Моделирование тепловых схем для проведения необходимых расчетов в экономическом исследовании [7];
- Моделирование тепловых схем комбинированного цикла с использованием газификации [8];
- Моделирование тепловых схем комбинированного цикла для исследования возможностей оптимизации рабочих параметров [9];
- Моделирование различных тепловых схем станций для изучения методов компьютерного моделирования в образовательных целях [см. глава 4].

Из числа имеющихся, можно выделить основные возможности программы, интересные для применения в условиях РК [2]:

- анализ цикла любого типа станций. Такой анализ позволяет получить информацию об операционной деятельности всех подразделений (элементов) станции, включая общий КПД цикла и мощность;
- моделирование эффективности существующих систем станции при эксплуатационных условиях;
- прогнозирование возможных эффектов изменений и модернизаций на существующей станции;
- анализ современных газотурбинных конструкций, включая конструкции, полностью интегрированные в пароводяной цикл.

Глава 2 Исследование принципов и методов моделирования в программе GateCycle

2.1 Ознакомление с элементами библиотеки моделей программы

Рассмотрим принцип работы с элементами библиотеки на примере моделей основного оборудования – паровой и газовой турбин и парового котла. Иконки в рабочей зоне данных моделей представлены на рис.2.1, где соответственно обозначениям: «ST1» - steam turbine (паровая турбина); «EX1» - expander (газовая турбина; дословно: расширитель); «FB1» - fossil boiler (паровой котел; дословно: паровой котел на традиционном топливе).

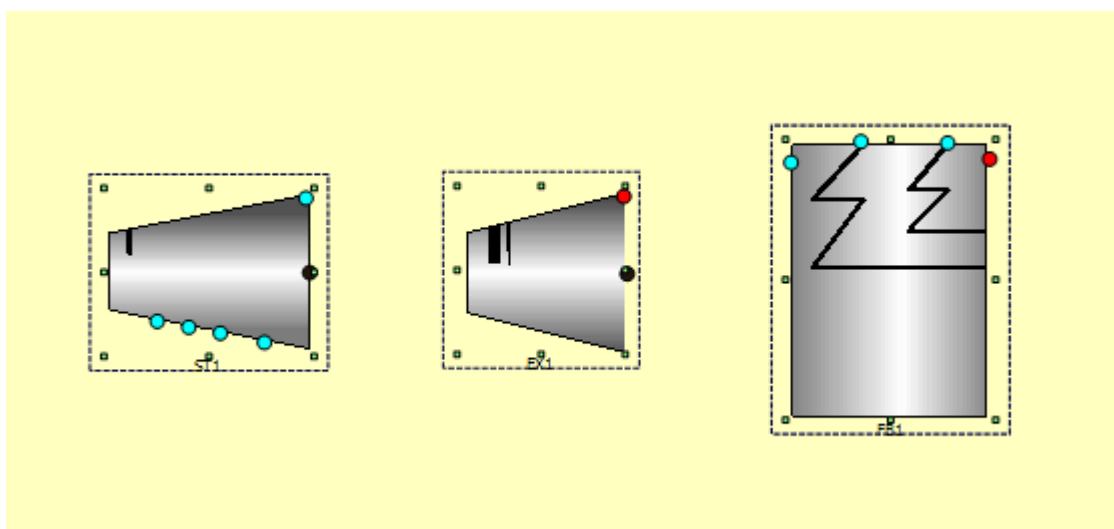


Рисунок 2.1 - Визуальное отображение моделей в рабочей зоне
Слева на право: st1- паровая турбина, ex1 – газовая турбина, fb1 – паровой котел (источник: скрин состояния программы)

Представление всех элементов в программе практически полностью совпадает с принятыми в технической документации графическими обозначениями энергетического оборудования. Каждая модель имеет ряд маркеров входных и выходных связей. В программе тип связи идентифицируется цветом, характеризующим агрегатное состояние энергоносителя, так синий цвет – это вода, голубой – пар, красный – газ/воздух, черный – электричество.

Каждая модель имеет основные и дополнительные маркеры связи. Как правило, схема может быть построена с помощью соединений лишь основных маркеров. Дополнительные маркеры служат, как правило, для включения дополнительных элементов и детализации принципиальной схемы, и/или вводов вспомогательных элементов для детализации устройства работы той или иной конкретной модели оборудования.

Это можно хорошо проследить на примере маркеров связи газовой турбины (рис. 2.2 сверху), где помимо ввода и вывода газов, электрической

связи с генератором, есть маркеры ввода охлаждающей среды для охлаждения ротора и лопаток турбины. Или же на примере парового котла (рис.2.2 снизу), где модель может быть существенно детализирована дополнительными связями (продувка, регенеративный цикл подогрева воздуха, рециркуляция газов).

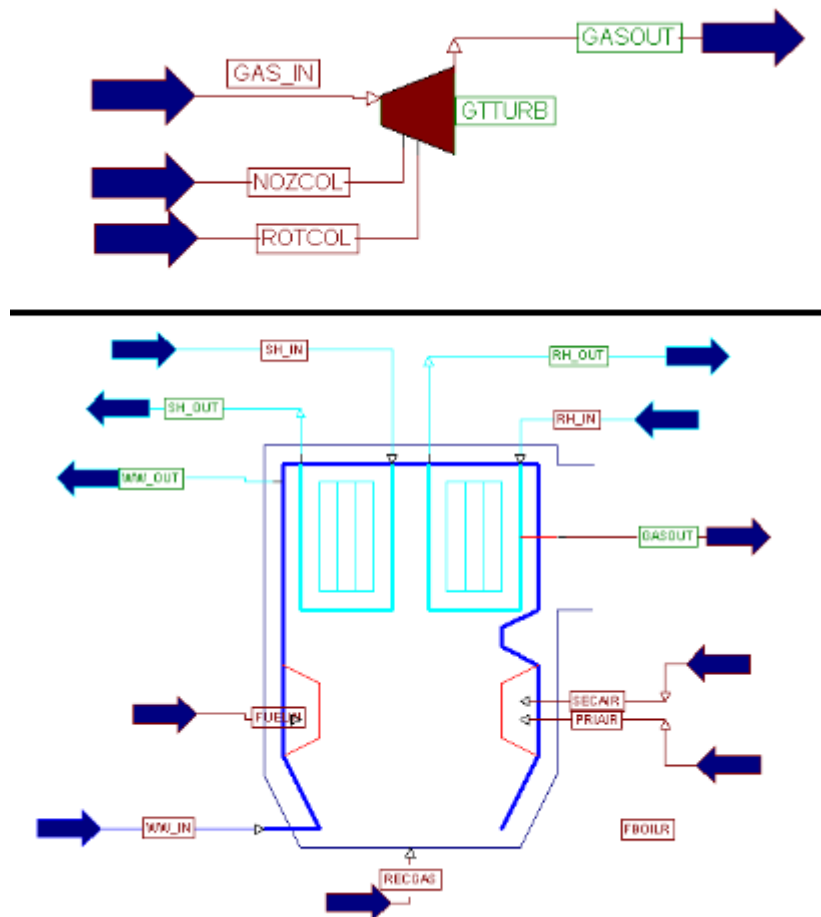


Рисунок 2.2 - Детализированные описания маркеров связей моделей газовой турбины (сверху) и парового котла (снизу) (источник: изображения из руководства по эксплуатации программы)

Программа позволяет создавать визуальные представления тепловых схем только лишь созданием соответствующих связей между элементами, в таком случае, полученные модели могут носить демонстрационный характер.

Для исследования рабочих характеристик модели необходимо задать параметры оборудования. Эта процедура выполняется вызовом окна задания параметров (properties) и заданием необходимых данных. Это окно содержит одинаковые для всех элементов разделы (рис.2.3): описание элемента (component description), вводные параметры (inputs), выходные/результатирующие параметры (results), и входные/выходные потоки (flows). Как правило, для описания элемента и функционирования его в цикле

тепловой схемы необходимо задать лишь параметры в разделе «inputs», к тому же, в большинстве случаев (при включении режима проектирования «design mode») разделы «results» и «flows» заполняются автоматически. Раздел «component description» может быть изменен или оставлен без изменений на усмотрение пользователя.

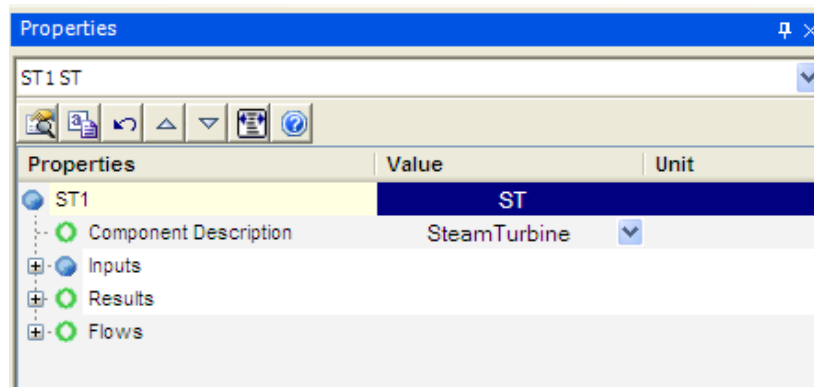


Рисунок 2.3 Окно ввода параметров в программе GC (источник: снимок экрана состояния программы)

Как можно заметить из рис.2.3, маркеры разделов могут быть либо в форме круга сплошного синего цвета, либо в форме окружности зеленого цвета. Первое означает, что ввод в данном поле произведен пользователем; второе – означает, что введенное значение установлено по умолчанию программой. Также есть маркер сплошного красного цвета с восклицательным знаком, обозначающий критическую ошибку введенного параметра.

2.2 Изучение принципов создания базовых моделей в программе

Для ознакомления с принципом работы с моделями тепловых схем в программе была рассмотрена и изучена поэтапная сборка принципиальной схемы газотурбинной установки (рис.2.4).

В данной модели сразу необходимо отметить, что ГТУ выполнена одним элементом. Это позволяет рассматривать её единым блоком ГТУ, включающей основные элементы: компрессор, камеру сгорания и газовую турбину. Такое решение упрощает задачу пользователя при отсутствии необходимости рассматривать ГТУ детально. Также в модели схемы включены иконки ввода веществ – воздуха, газа, и впрыска пара в камеру сгорания; также есть неотъемлемый вывод дымовых газов.

При задании параметров на следующем шаге работы с моделью, начинаем с основного оборудования, здесь это блок ГТУ. В окне задания параметров можно увидеть (рис.2.5), что данный блок является оптимизированным элементом, копирующим параметры реальной установки, а именно: газовой турбины ASE120 производства компании Allied-Signal. Тот

факт, что рабочие характеристики являются заданными по умолчанию, можно судить по маркеру формы окружности зеленого цвета «GT Library».

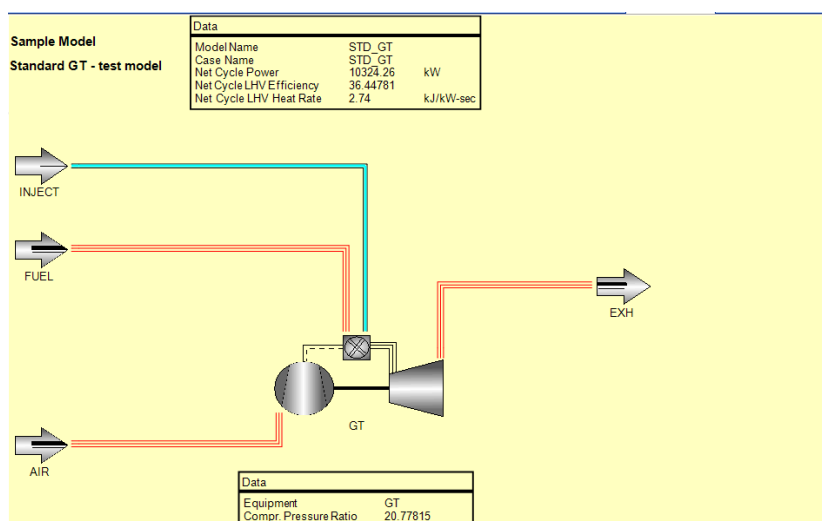


Рисунок 2.4 - Принципиальная схема газотурбинной установки (источник: снимок экрана состояния программы. Модель из библиотеки примеров программы.)

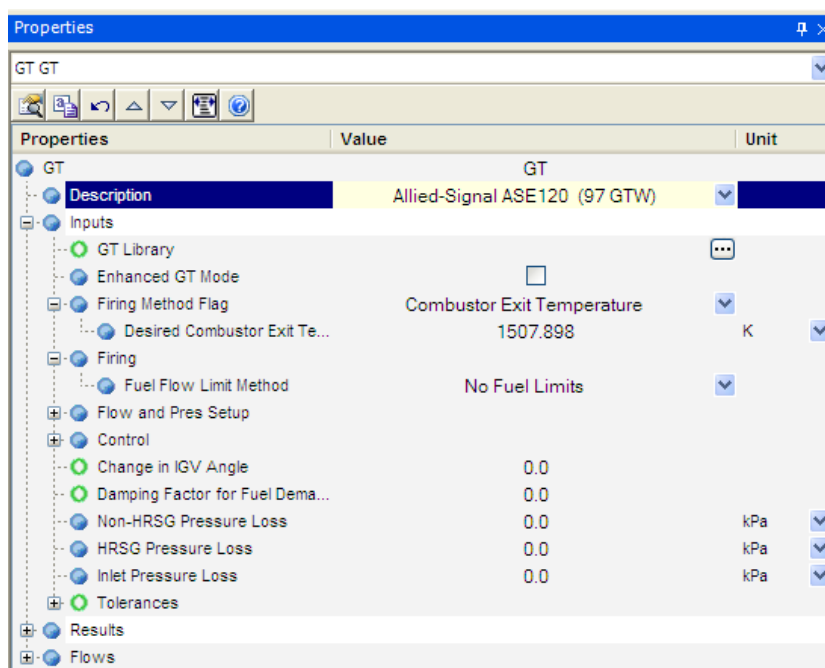


Рисунок 2.5 - Окно ввода параметров для блока ГТУ (источник: снимок экрана состояния программы)

Из рис. 2.5 можно видеть, что основным характеризующим параметром в работе всего блока принята температура на выходе из камеры сгорания, равная 1507,898 К. В случае принятой из данных в библиотеке моделей блока

ГТУ, все дополнительные параметры заданы, чтобы моделировать технические характеристики реальной установки.

Необходимо отметить, что при вводе параметров для основного элемента, подчиненный ему элемент будет считывать эти параметры автоматически. Так в схеме заданы параметры для потока воздуха и газа в разделе параметров блока ГТУ. При изменении этих параметров непосредственно в окне параметров иконок ввод газа /воздуха, после запуска цикла программа определит из двух заданных параметров (в блоке ГТУ и в иконках ввода газа /воздуха) приоритетное основное оборудование и примет его значение. Поэтому, при проектировании необходимо соблюдать иерархию (последовательность) приоритета задания параметров для облегчения работы с моделью.

Так как в данной модели заданы все параметры, проведем запуск цикла, запустив команду «Run Cycle». Программа в реальном времени начнет проводить итерационные расчеты модели и по достижении удовлетворительного результата оповестит сообщением о завершении сведения баланса (рис.2.6). В окне выполнения команды можно наблюдать отчет проводимых итераций и итоговые показатели. Они представлены 3 разделами с 2-мя показателями по каждому. Это показатели «warnings» - предупреждений и «errors» - ошибок при создании модели, которые были имеют место или были допущены в разделах «system» - в структуре созданной схемы, «equipment» - в подключении оборудования, «properties» - в задании параметров. Также несколько выше представлены основные итоговые энергетические показатели: КПД цикла и генерируемая электрическая мощность.

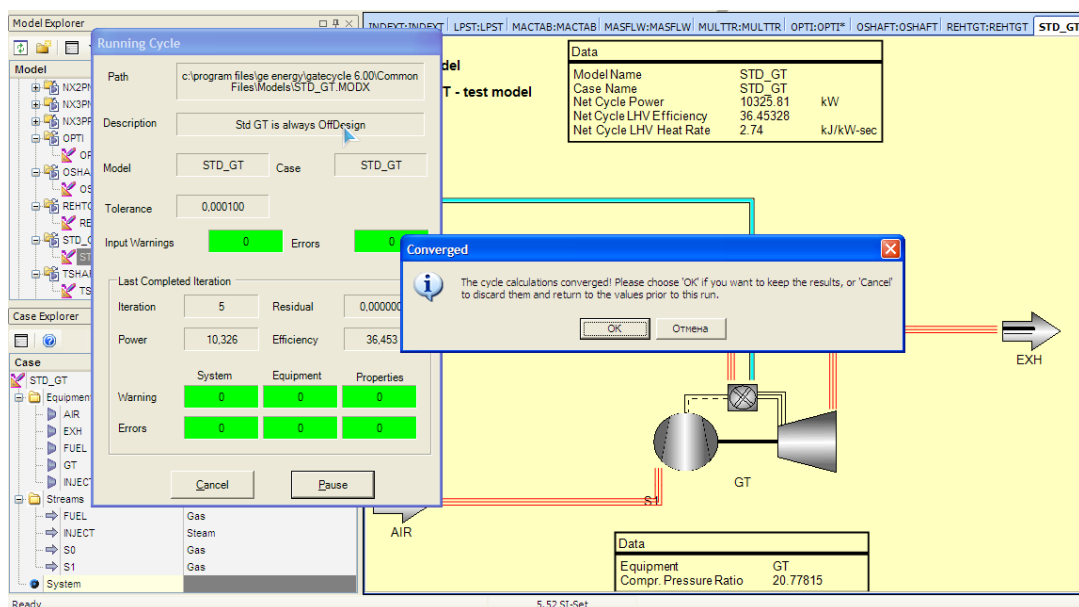


Рисунок 2.6 - Выполнение команды «Run Cycle» (источник: снимок экрана состояния программы)

Для исследования принципа работы с моделями изменим один из параметров, например, температуру на выходе из камеры сгорания, примем равной 1300K. Запустим расчет цикла командой «run cycle», и получим энергетические характеристики с учетом внесенных поправок. Отчетные данные по запуску и оптимизации параметров модели представлены в приложении А.

Основные данные модели удобно разместить в окне описания «Data», являющимся также одним из элементов библиотеки инструментов. Данные потоков также могут быть отслежены при помощи оформленных по стандарту подписей на схеме (рис. 2.7). Каждое новое изменение какого-либо параметра в модели будет реализовано и отображено в информационных разделах соответственно после повторного запуска проверки цикла.

В случае обнаружения каких-либо предупреждений или ошибок в спроектированной модели программа в окне проверки цикла выдаст количество данных ошибок и проведет необходимое и возможное число итераций с их устранением. Подробные данные о ходе проверки и решения ошибок и предупреждений по работе цикла могут быть получены в отчетном документе «error file». Об этом будет описано в следующих разделах.

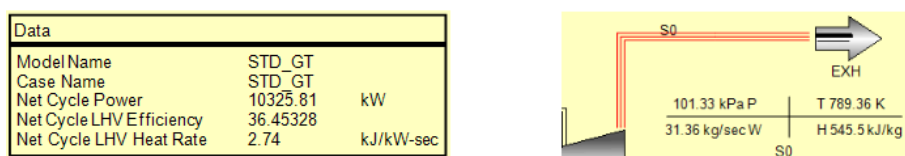


Рисунок 2.7 - Пример отображения информации
(источник: элементы снимков экрана состояния программы)

Таким образом, на основании проведенного вступительного знакомства с организацией работы в программе, можно предложить некоторый типовой алгоритм создания моделей тепловых схем в программе:

1. Создание всех необходимых иконок оборудования и их размещение в рабочей зоне программы.
2. Создание связей между иконками оборудования посредством соединения маркеров связи.
3. Задание параметров оборудования в порядке, определяемом типом исследования. Как правило, задание начинается с основного оборудования.
4. Добавление необходимых для удобства вывода информации дополнительных элементов: информационных таблиц, подписей параметров.
5. Запуск и проверка программой работоспособности цикла. Считывание полученных результатов.
6. Анализ полученных показателей эффективности работы; допущенных ошибок и предупреждений.

7. Оптимизационные корректировки при необходимости исправления ошибок и/или проведения исследований изменения параметров и пр.

2.3 Выработка навыков создания моделей в программе

В качестве первой задачи работы с программой была поставлена следующая - создание блока ГТУ с заданными параметрами. Для этого были приняты характерные параметры, на основании просчитанного вручную варианта в курсе «Парогазовые установки»:

- 1.Электрическая мощность ГТУ в автономном режиме: 71,6 МВт;
- 2.КПД производства электроэнергии в автономном режиме: 34,6%;
- 3.Массовый расход выходных газов ГТУ: 204,2 кг/с;
- 4.Температура выходных газов ГТУ: 590⁰С;
- 5.Низшая рабочая теплота сгорания топлива: 49089,66 кДж/кг.

В качестве первого исследования было произведено построение модели блока ГТУ путем задания пользовательских параметров, как в предыдущей главе. Был взят основной модуль ГТУ, и последовательно с использованием соединительных связей подключены необходимые элементы – источники ресурсов: подача воздуха и топлива. Также для задания и отслеживания выходных параметров блока ГТУ была добавлен блок «ЕХН», отображающий выходные газы ГТУ.

Следует отметить, что программа позволяет автоматически включать в схему необходимые элементы, не отображая при этом их на карте модели. Это относится более всего к элементам, которые не участвуют в процессе пользовательских оптимизаций, и принимаются с параметрами «на усмотрение программы». В частности, в данном примере таким элементом является электрогенератор. На схеме он будет иметь лишь одну конечную соединительную связь с газовой турбиной и более нигде не будет использован. Включение в схему данного элемента целесообразно в случае детальной (специальной) настройки его параметров. В случае же использования стандартных параметров он может не включаться в схему; программа автоматически будет просчитывать его, при этом учитывать все возможные дополнительные связи; это позволяет значительно разгрузить визуальное представление модели.

Следующим этапом является задание параметров всех элементов блока ГТУ. Все введенные параметры проверяются в логической последовательности схемы (или условий соединения элементов) при запуске расчета цикла. В примере построения блока ГТУ сначала были заданы параметры поступающего в компрессор воздуха (рис.2.8):

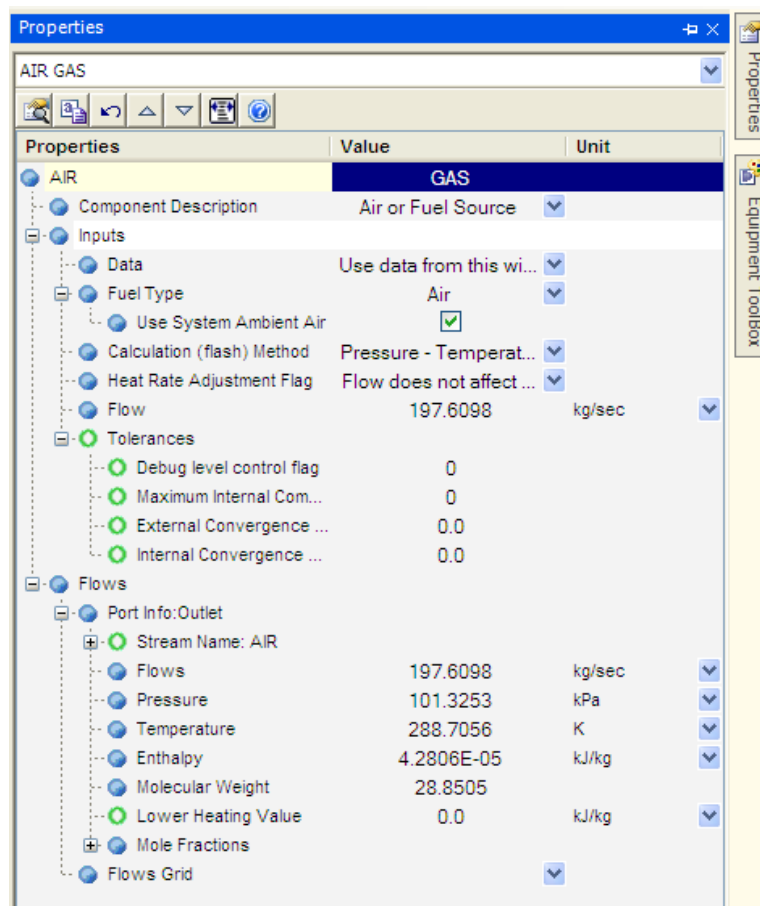


Рисунок 2.8 - Окно ввода параметров элемента «AIR»
(источник: снимок экрана состояния программы)

В программе для элементов ресурсов топлива и воздуха используется одна и та же визуальная структурная единица. В случаях, не требующих ввода специфических параметров, для того или иного ресурса может быть использован один визуальный элемент для двух видов ресурсов. В данном случае задаются начальные параметры вводимого атмосферного воздуха, поэтому используется выделенный элемент.

Были использованы стандартные условия (ISO) на входе в компрессор: давление 101,3 кПа, температура 15°C, относительная влажность воздуха 60% [10]. Данные параметры были внесены в соответствующие ячейки. Остальные параметры на рис.2.8 были заданы автоматически программой. Для первой итерации расчета схемы (и при построении) эти параметры можно оставить без изменения, они будут скорректированы программой.

Коррекция значений в программе происходит по типу «отношений» друг к другу элементов; существует логическое преимущество основных элементов перед второстепенными, так ввод воздуха является для блока ГТУ второстепенным элементом, и параметры элемента «AIR» будут определяться из заданных параметров в самом блоке ГТУ.

Далее заданы параметры для природного газа (рис.2.9):

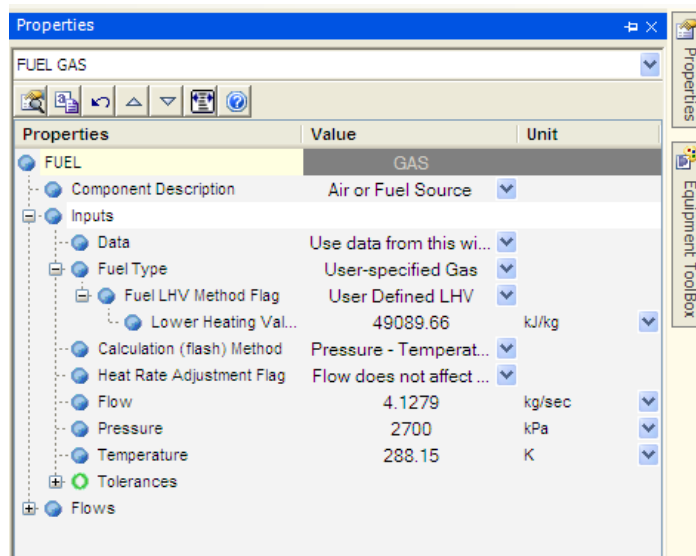


Рисунок 2.9 - Окно ввода параметров элемента «FUEL»
(источник: скрин состояния программы)

Характер задания параметров для данного элемента аналогичен предыдущему. Для упрощения на первом этапе реализации схемы было принято значение требуемого давления без учета необходимости использования дожимающего компрессора. Введено значение низшей рабочей теплоты сгорания топлива: 49089,66 кДж/кг (35,59 МДж/м³).

Далее заданы параметры непосредственно самого блока ГТУ (рис.2.10):

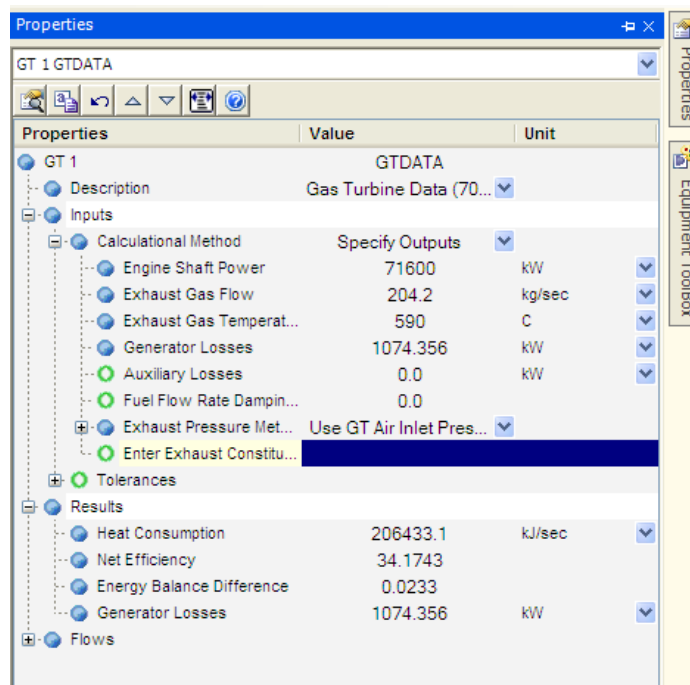


Рисунок 2.10 - Окно ввода параметров элемента «GT Data»
(источник: скрин состояния программы)

Из рис.2.10 видно, что основными параметрами являются параметры работы газовой турбины как основного элемента блока. Также возможно задание и иных параметров работы. К примеру, параметры при работе без нагрузки (х.х.), параметры на основе конкретных условий работы, параметры на основе конструкторских ограничений/требований. В последнем случае можно говорить о проведении программой поверочного расчета модели ГТУ.

После ввода всех данных, построения элементов на карте модели удобным способом, добавления информационных данных для того или иного элемента производится запуск расчета цикла (рис.2.11). Программа запускает цикл и проверяет его работоспособность при заданных параметрах, при возможности оптимизируя выходные характеристики блока.

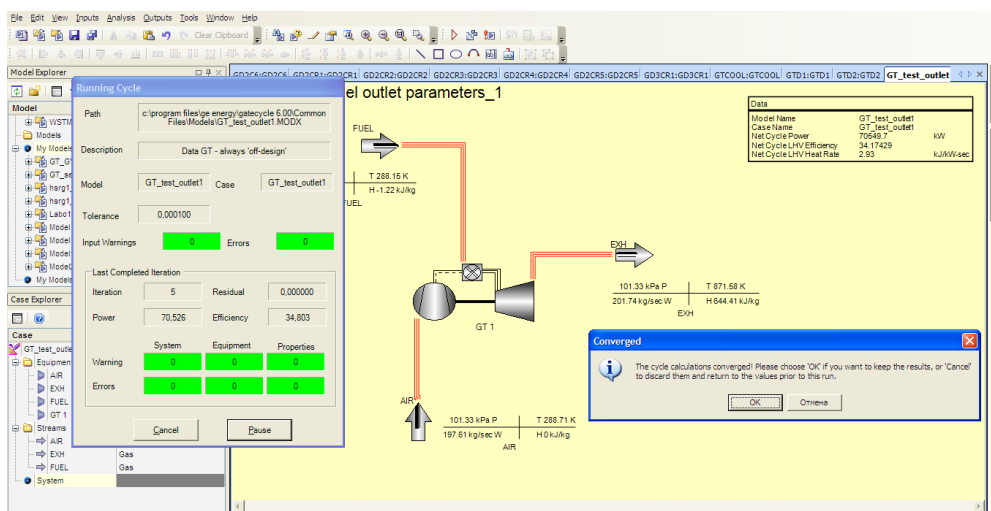


Рисунок 2.11 - Окно процесса расчета цикла (выполнение команды «run cycle») (источник: снимок экрана состояния программы)

Программа при пуске команды расчета цикла начинает просчитывать оптимальный вариант работы схемы. В первой итерации расчета принимаются все заданные автоматически и пользователем параметры, на их основе создается отправная точка расчета и программа начинает оценивать эффективность работы всей схемы. При выходе какого-либо параметра за допустимые границы программа в первой же итерации принимает значение параметра «по умолчанию». При обнаружении программой недопустимого соединения элементов, невозможного значения параметра для конкретного элемента, иных фатальных для схемы ошибок, программа прекращает расчет и выдает результат о невозможности проведения расчета цикла. Всего программа проводит 100 итераций, и принимает к выводу самый удачный из всех. Количество найденных ошибок подключения, соединения элементов и т.д. отображается окном расчета в процессе выполнения команды. По завершении расчета программа присваивает полученные оптимальные значения всем необходимым элементам и сохраняет результирующие показатели блока. При необходимости, возможен просмотр файла-отчета о

проведенном расчете цикла. В нем содержится в четкой последовательности выполненный алгоритм проверки и оптимизации значений параметров. Выделяются обнаруженные ошибки, угрозы сбоя и опасные значения параметров. К описанию ошибок и пр. добавлены рекомендации по их устранению или же причины принятия другого значения программой. Пример такого отчета представлен на рис.2.12.

```

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%
%%      GateCycle(tm) Analysis Program      %%
%%      Version      6.0.0.4              %%
%%
%%      32-bit version for windows 2000, XP, 2003 Server %%
%%
%%      GE Energy                          %%
%%
%%      1631 Bently Parkway South, Minden, Nevada, USA 89423 %%
%%      +1 (775) 215-1818 fax: +1 (775) 215-2890           %%
%%
%%      Burggasse 17, 8010 Graz, Austria %%
%%      +43 316 674422 fax: +43 316 67442211             %%
%%
%%      GateCycle Development was Sponsored in part by EPRI %%
%%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
Model: GT_gvto
Case: GT_gvto
This is the design-point reference case for this model.
There are 9 components in this model, out of a maximum of 400
Tolerances - Overall System: 0,0001 For Property Calcs: 0,0001
----- Reading All Component Input Data -----
GT1 (GT): inlet conditions set by connected component.
GT1 fuel port connected: fuel will be externally set
----- Finished Reading Component Data -----
** WARNING - GAS2 Input LHV more than 2% off from expected value.
Input Value for LHV[kJ/kg] 45022 Expected value[kJ/kg] 47499
Please check your fuel composition
----- Checking Mass Balance Set-up -----
This section finds which outlet flow rates are controlled by downstream components
GAS1 (GAS): exit flow rate controlled (set) by GT1 port Inlet Air
C1 (GTCOMP): main exit flow (port 1) controlled (set) by GT1 port Primary Fuel Inlet
CHKDWN: Demand flag has changed, redoing the checking.
GAS1 (GAS): exit flow rate controlled (set) by GT1 port Inlet Air
C1 (GTCOMP): main exit flow (port 1) controlled (set) by GT1 port Primary Fuel Inlet
GAS2 (GAS): exit flow rate controlled (set) by C1 port Inlet
----- Completed Mass Balance Check -----
----- Reading Macro Information -----

```

Рисунок 2.12 - Окно отчета о выполнении команды «run cycle» (источник: снимок экрана состояния программы)

Для простоты и быстроты работы отчет формируется в программе «блокнот» и может быть редактирован как любой текстовый документ. В результате расчета получена следующая схема (рис.2.13):

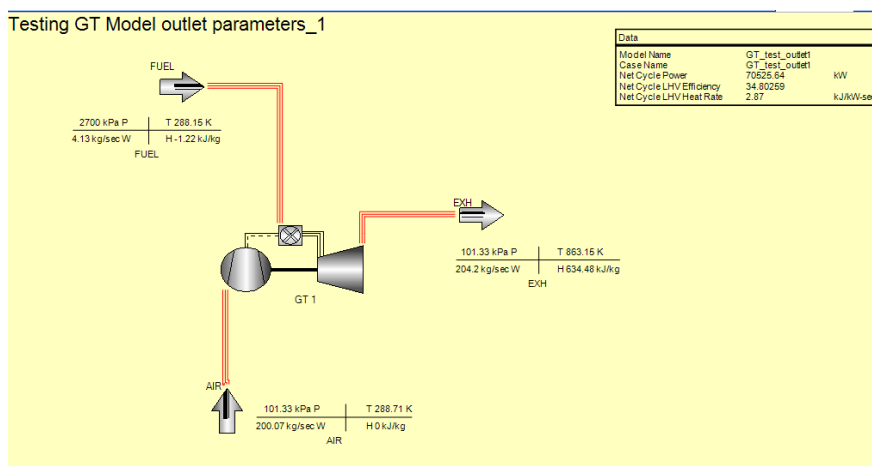


Рисунок 2.13 - Общий вид рабочего окна программы (визуальная карта модели) (источник: скрин состояния программы)

Параметры полученной схемы соответствуют заданным условиям: электрическая мощность составляет 70,525 МВт, КПД – 34,8%. Отчетные данные запуска и оптимизации параметров модели приведены в приложении Б.

2.4 Формирование основных принципов моделирования в программе GC

На основании построенной в качестве ознакомления с программой модели тепловой схемы можно сделать первые заключения по функциональности программы и её особенностям. Так, следует отметить, что инструментальная база в программе достаточно объемная, и с её помощью можно реализовать большинство типовых и нетиповых моделей.

В вопросе задания параметров программа имеет самые широкие возможности. В связи с этим, однако, проявляется и некоторая сложность работы – определенная часть параметров относится более к конструктивным особенностям того или иного оборудования, что оказывается довольно сложно учесть при построении принципиальной модели или в отсутствии конкретных данных.

С другой стороны, программа позволяет создавать незаложенные в библиотеке оборудования сложносоставные элементы. К примеру, необходимая в дальнейшем исследовании модель котла-утилизатора (КУ). Хотя в программе есть готовая модель КУ (рис.2.14), она выполнена одним блоком, состоящим из пароперегревателя, испарителя, экономайзера и барабана. Модель имеет все необходимые маркеры связей, широкий ряд задаваемых параметров и, несомненно, упрощает процесс моделирования. Но в целях исследования различных вариантов, конструкция КУ может изменяться (КУ одного, двух, трех давлений; КУ в виде ГВТО; комбинированные КУ). Поэтому такую модель можно создать из набора имеющихся элементов оборудования (рис.2.14).

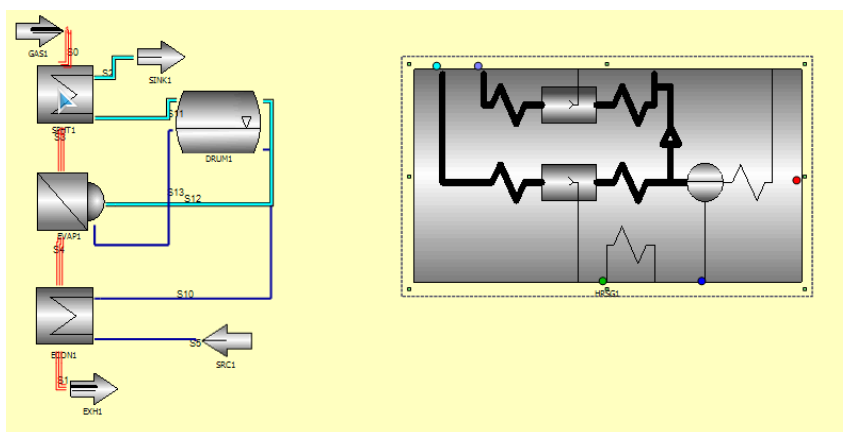


Рисунок 2.14 - Сравнение моделей КУ (слева – набором элементов; справа – одним блоком) (источник: скрин состояния программы)

После ознакомления с возможностями программы и построения в ней ряда тепловых схем энергетических установок, было выделено три основных способа моделирования блоков ЭУ (энергетических установок):

1. На основе готового блока ЭУ, с выбором одной из доступных в библиотеке программы турбин. Соответственно выбор того или иного турбоагрегата автоматически включает в блок ЭУ соответствующие данной модели элементы (для ГТ: компрессор и камеру сгорания). Доступными для пользовательской установки являются множество как входных, так и выходных параметров блока ЭУ. Однако, при пуске расчета цикла программа автоматически откатывает к стандартным принятым пользователем параметры, если они выходят за установленные для конкретной модели границы.

2. На основе пользовательского ввода требуемых параметров работы блока ЭУ. Здесь также предоставляется готовый модуль установки, но уже не привязанный к конкретной модели ТА из встроенной библиотеки. Данный метод расширяет возможности пользователя по заданию желаемых параметров работы блока ЭУ. Однако, необходимо отметить, что программа также отбрасывает к стандартным все параметры, не согласующиеся с заложенными в алгоритмах граничными значениями тех или иных показателей.

3. Построение модели блока ЭУ на основе отдельных ее элементов. Такой метод предоставляет возможность пользователю создать любые компоновочные решения полностью на его усмотрение. Блок собирается из отдельных элементов (для ГТ: осевого компрессора, камеры сгорания и газовой турбины). Каждый элемент может быть задан с определенными (желаемыми) параметрами или же подобран из внутренней библиотеки программы. Непосредственной отличительной особенностью такого метода является значительное увеличение параметров, принимаемых к заданию самим пользователем, а не приводимых к оптимальным значениям программой автоматически.

Выводы

По результатам первого этапа исследования была выполнена задача ознакомления с программой. Изучены элементы управления; рассмотрена библиотека моделей оборудования и на конкретных примерах изучен инструментарий программы. После исследования ряда типовых моделей тепловых схем из встроенного списка моделей, были сформированы основные этапы создания модели. Навыки в создании моделей и их первичном анализе были закреплены созданием нескольких схем блоков ГТУ.

Полученные практические знания работы в программе позволили сформировать и выстроить основные принципы и методы моделирования в программе, в связи с чем, можно считать задачу овладения принципами моделирования в программе выполненной.

Глава 3 Оптимизация тепловых схем ПГУ в программе GateCycle

3.1. Исследование возможностей создания блоков ГТУ

Для создания блока ГТУ в программе предложено несколько вариантов. Они соответствуют основным методам создания энергетических блоков, перечень которых изложен в предыдущей главе.

Вкратце охарактеризуем их следующим образом:

- создание модели выбором готового варианта из библиотеки турбин программы;
- создание модели на основе единого элемента блока ГТУ задания основных энергетических характеристик;
- создание блока ГТУ методом покомпонентного сбора, с заданием параметров для каждого из составляющих.

В предыдущей главе уже был представлен пример создания модели тепловой схемы блока ГТУ методом задания основных параметров. Далее будет предложено исследование создания модели двумя оставшимися методами. Характеристики для блока ГТУ оставим неизменными:

- 1.Электрическая мощность ГТУ в автономном режиме: 71,6 МВт;
- 2.КПД производства электроэнергии в автономном режиме: 34,6%;
- 3.Массовый расход выходных газов ГТУ: 204,2 кг/с;
- 4.Температура выходных газов ГТУ: 590оС;
- 5.Низшая рабочая теплота сгорания топлива: 49089,66 кДж/кг.

Изучим процесс построения модели блока ГТУ по методу с выбором конкретной газовой турбины из библиотеки программы. Целью исследования являлась проверка получения идентичных выходных показателей блока ГТУ при использовании готовой модели реальной ГТУ. Для изучения была выбрана модель «Siemens V64.3A» (рис.3.1) [11]. По характеристикам она близка к исследуемой модели электрической мощностью 70 МВт.

Выбранная газовая турбина в блоке имеет практически идентичный набор параметров для изменения пользователем, однако, как уже существующая и отработанная технологически установка, она имеет более жесткие границы изменения значений отдельных параметров. Использование готовой модели в программе, можно предположить, будет давать более объективные результаты. Поэтому на основе этой модели можно провести несколько изменений, введении дополнительных элементов, с целью исследования изменения показателей блока ГТУ. Так, для модели блока ГТУ было проведено несколько изменений: добавление дожимного компрессора, добавление впрыска пара в камеру сгорания, добавления дожигающего устройства на выходе из блока ГТУ.

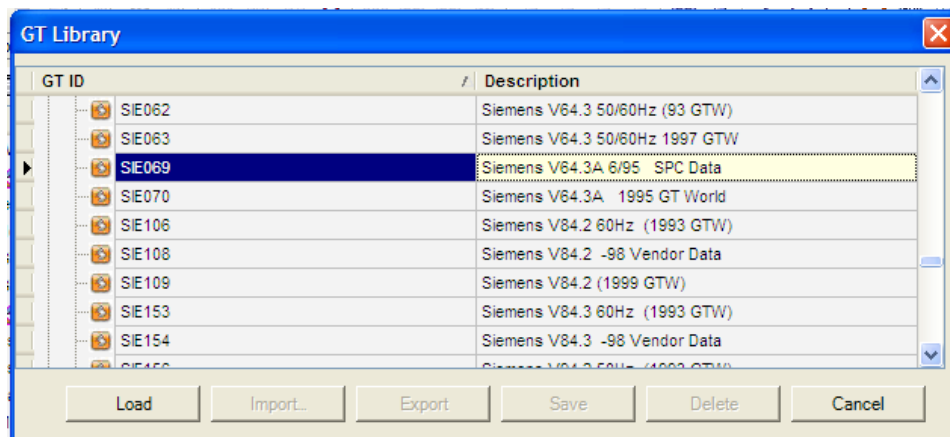


Рисунок 3.1 - Окно выбора газовой турбины в библиотеке турбин программы (источник: скрин состояния программы)

Так как все элементы в программе унифицированы, то включение дожимного компрессора в схему расценивается программой как добавление одного из основных элементов блока ГТУ. Поэтому некоторые функции визуализации процессов в диаграммах недоступны при наличии «разрозненных» элементов блока ГТУ. Для создания из осевого компрессора прототипа дожимного компрессора аналогично предыдущим этапам, задаются определяющие параметры (рис.3.2):

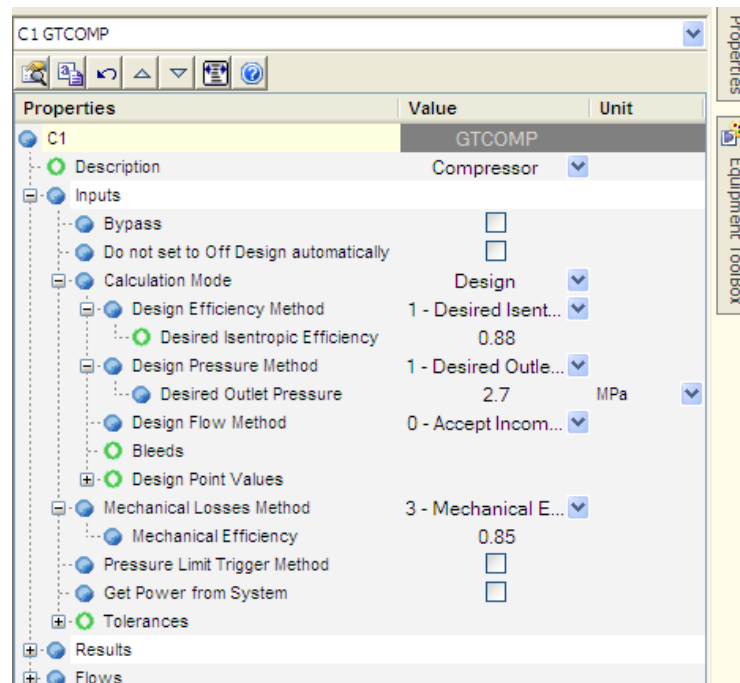


Рисунок 3.2 - Окно ввода параметров элемента «GTCOMP» (источник: скрин состояния программы)

Основной характерный параметр - «желаемое» давление на выходе из компрессора. Эта величина установлена на уровне 2700 кПа. На входе в компрессор принято стандартное значение – давление в магистрали, равное 0,7 МПа.

Полученные характеризующие показатели эффективности схемы (рис.3.3) превышают показатели предыдущего метода (см. раздел 2.3). Это можно объяснить неточностью соответствия двух исследуемых моделей, большей оптимизацией готовой модели V64.3A в отличие от настроенной вручную модели блока ГТУ 70MW. Полученные показатели следующие: электрическая мощность (в автономном режиме): 77,52МВт; КПД – 37,4%. Отчетные данные по запуску и оптимизации параметров модели представлены в приложении В.1.

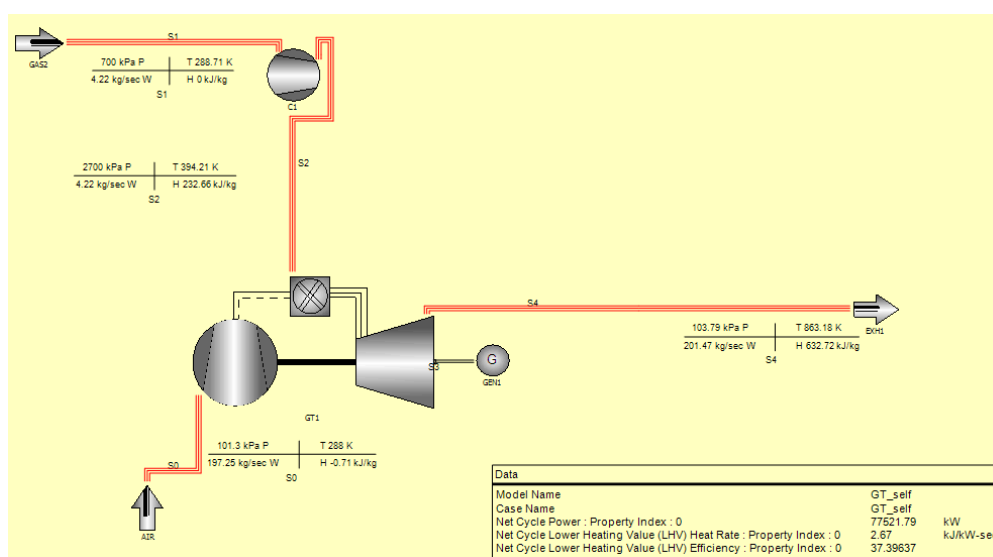


Рисунок 3.3 - Схема модели блока ГТУ V64.3A с дожимным компрессором (источник: скрин состояния программы)

Далее для оптимизации схемы и проверки возможностей построения сложно-зависимых (с использованием всех соединительных связей элементов) моделей, было исследовано включение в схему впрыска пара в камеру сгорания (рис.3.4). Программа позволяет проводить независимые исследования, в отношении построения всей схемы. Т.е. для исследования оптимальных вариантов использования того или иного элемента возможно построить модель только лишь взаимозависимых элементов и непосредственно рассматривать отдельные участки и параметры отдельного оборудования схемы. В таких случаях можно схематично показывать подводимые рабочие среды с помощью соединительных элементов или с помощью прямо предназначенного для таких целей элемента «makeup». Как правило, при включении элемента «makeup» в схему его параметры определяются оборудованием, к которому подключается элемент

непосредственно. В данном случае необходимо лишь задать температуру и расход пара; эти значения были заданы – температура пара 350°C; расход пара – 1,2 кг/с. Отчетные таблицы по данному варианту модели представлены в приложении В.2.

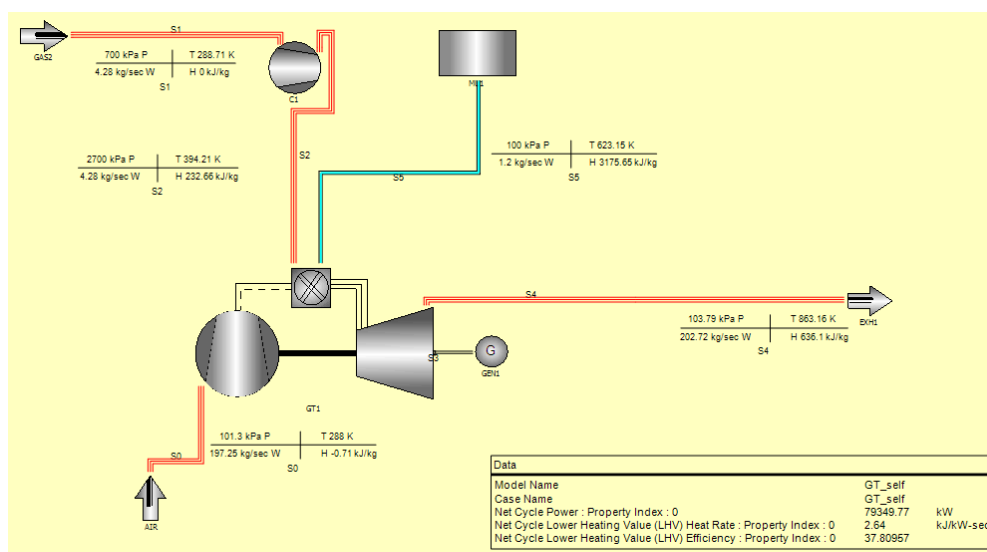


Рисунок 3.4 - Схема модели блока ГТУ V64.3A с впрыском пара (источник: скрин состояния программы)

Полученные показатели схемы несколько выше показателей схемы без впрыска пара. Это можно посмотреть по таблице, сравнивающей показатели двух схем (таблица 3.1). Точно также действует дожимной компрессор, несмотря на то, что на его работу затрачивается дополнительная энергия. В ДК осуществляется дополнительный нагрев топлива. Это влияет на повышение показателей блока ГТУ. Для исследования была смоделирована еще одна схема с дожиганием выходных газов ГТУ. Для реализации схемы к базовому варианту с дожимным компрессором присоединяется на «выхлопе» блока ГТУ специальный элемент – дожигатель «duct burner».

Таблица 3.1 - Сравнение результатов расчета схем с впрыском пара и без него

Variable	GT	GT_add_steam	Unit
Ambient Temperature	288.15	288.15	K
Ambient Pressure	101.32	101.32	kPa
Ambient Relative Humidity	0.6	0.6	
Net Cycle Power	77521.79	79342.48	kW
Net Cycle Lower Heating Value (LHV) Efficiency	37.3964	37.8105	%
Net Gas Turbine Power	77521.79	79342.48	kW
GT Shaft Power	79824.62	81685.29	kW
GT Generator Losses	1197.368	1225.278	kW
GT Auxiliary and BOP Losses	-859.4767	-871.5245	kW
Total Lower Heating Value (LHV) Fuel Cons.	207289.8	209834.6	kJ/sec
Adjusted Cycle Lower Heating Value (LHV) Efficiency	37.3964	37.8105	%

Из числа возможных к изменению параметров задается (для примера) лишь температура после дожигающего устройства (рис.3.5, 3.6). Соответственно оцениваются полученные показатели работы блока ГТУ.

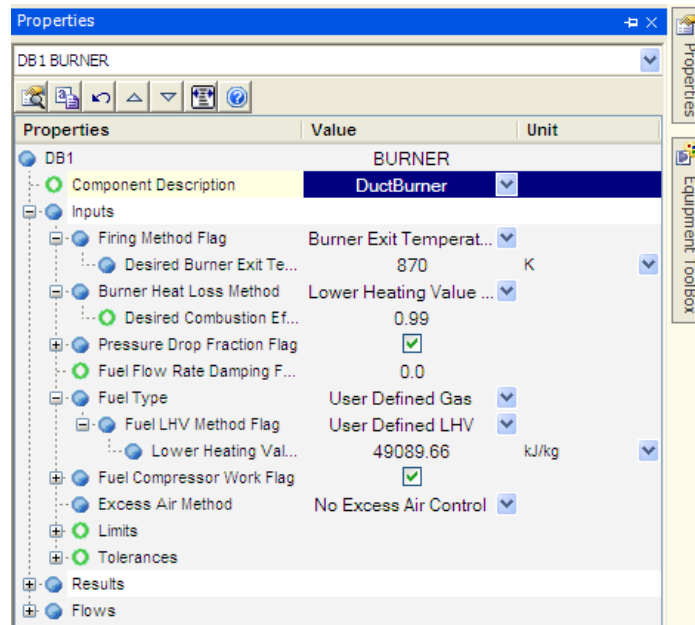


Рисунок 3.5 - Окно выбора параметров элемента «duct burner» (источник: скрин состояния программы)

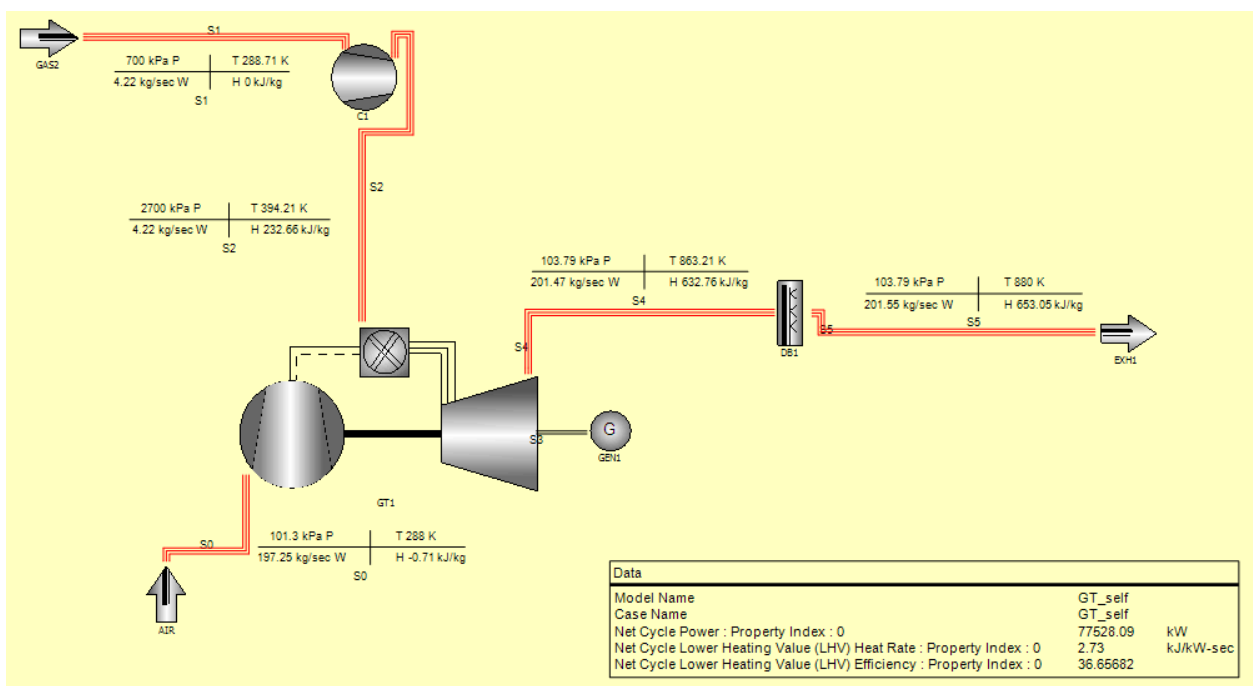


Рисунок 3.6 - Схема модели блока ГТУ V64.3A с дожигающим устройством.(источник: скрин состояния программы)

Дожигающее устройство имеет соединительные связи ввода топлива. Программа автоматически использует некоторое количество топлива, поступающего в блок ГТУ, если связь не имеет соединений. Так в примере программа автоматически перераспределила некоторое количество топлива для подачи на дожигающее устройство (при этом на визуализированной карте модели соответствующие связи отсутствуют). В итоге для дополнительного нагрева выходных газов ГТУ используется дополнительная энергия, температура выходных газов ГТУ увеличивается, а с учетом того, что в данной схеме теплота газов полезно не используется, то это должно отрицательно повлиять на показатели эффективности ГТУ – КПД составляет 36,66% (на 0,73% меньше базового варианта с ДК). Отчетные таблицы по запуску и оптимизации параметров данного варианта модели представлены в приложении В.3.

Наибольшие возможности персонализации параметров предоставляет третий метод моделирования турбины. При поэлементном моделировании для сбора в единый блок все отдельные узлы (компрессор, камера сгорания, ГТ) должны быть заданы определенным количеством параметров, число которых больше, чем при блочном моделировании. Так при моделировании блока таким методом можно задать количество ступеней для газовой турбины, КПД проточной части, изоэнтропный КПД и тд. (рис.3.7).

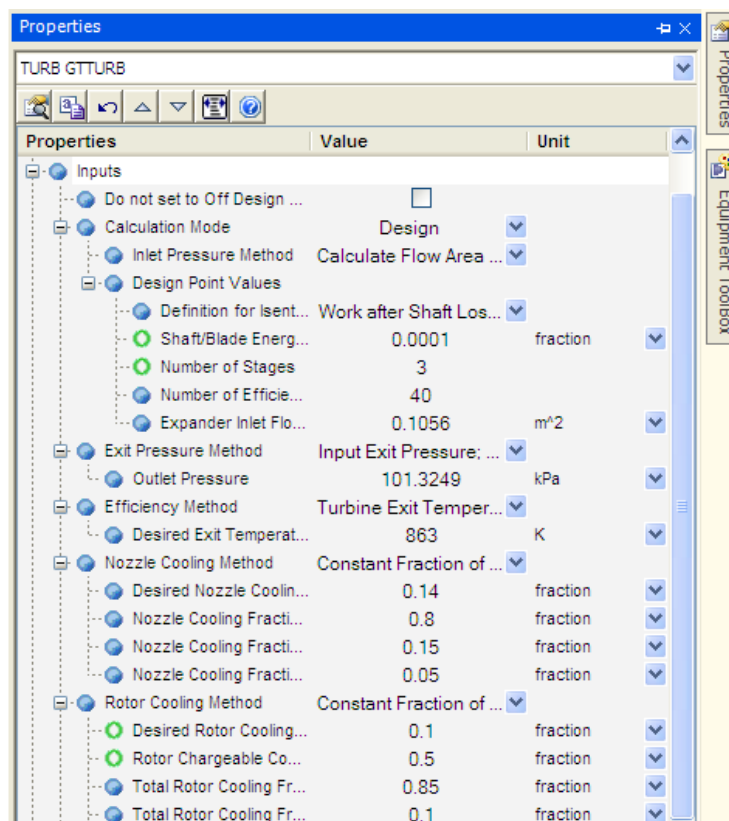


Рисунок 3.7 - Окно выбора параметров элемента «GT Turbine» (источник: скрин состояния программы)

Точно так же дополнительные характеристики должны быть определены для компрессора и камеры сгорания. Таким же образом возможно моделирование двухступенчатого сжигания топлива, или двухступенчатого сжатия воздуха в компрессоре, двухступенчатого расширения в турбине и т.д. (пример рис.3.8, 3.9). Преимуществом такого метода можно назвать возможность четко определять необходимые параметры и соответственно четко определять влияние на основные показатели работы блока ГТУ.

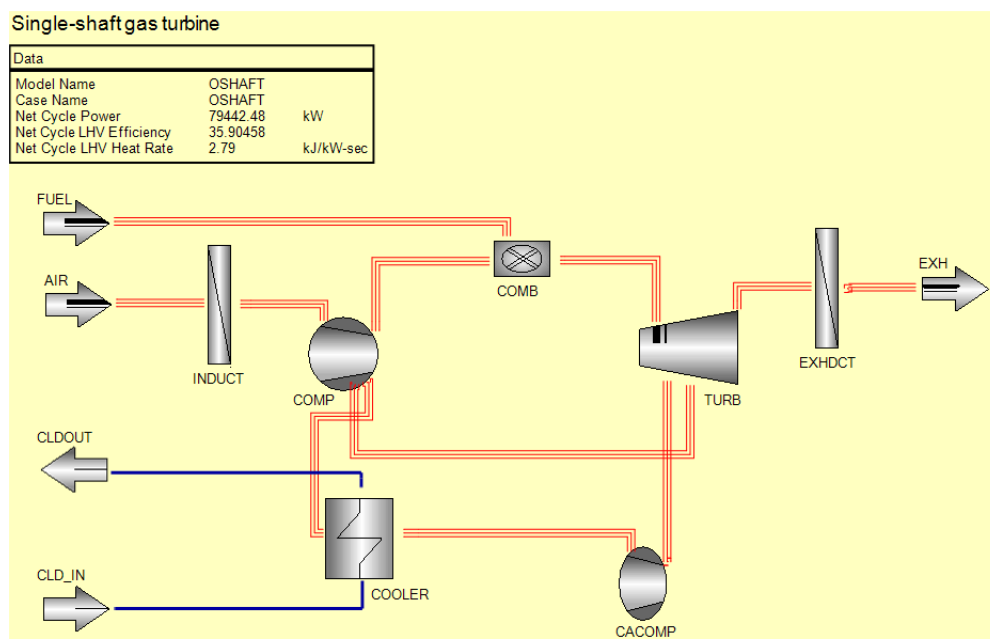


Рисунок 3.8 - Схема поэлементного моделирования блока ГТУ (источник: скрин состояния программы)

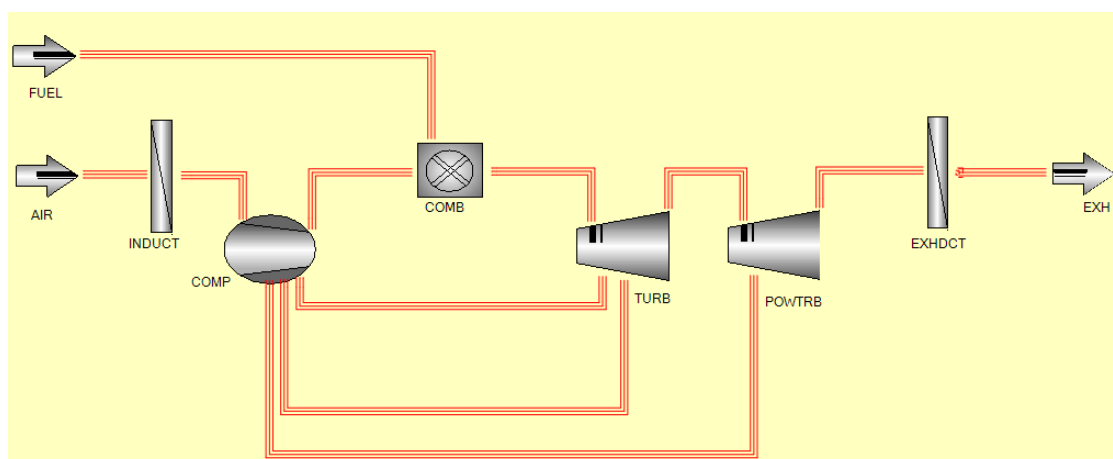


Рисунок 3.9 - Схема поэлементного моделирования блока ГТУ с 2 ступенями ГТ (источник: скрин состояния программы)

Так для камеры сгорания можно провести исследование по влиянию на эффективность работы наличия впрыска пара/воды в отсек камеры сгорания (аналогичный пример, проведенный для блочной модели ГТУ – рис.3.10).

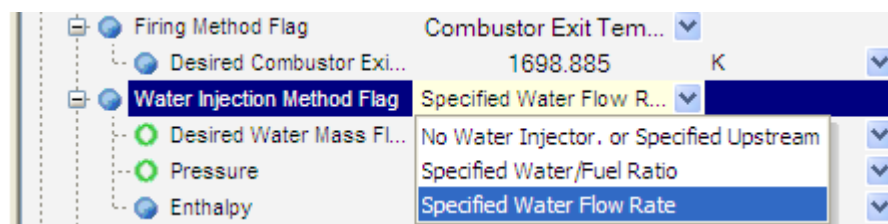


Рисунок 3.10 - Окно выбора параметров элемента «GT Combustor» (источник: скрин состояния программы)

Задавая в параметрах расход, давление и энтальпию, для данного примера, соответственно 3 кг/с, 1700 кПа, 159 кДж/кг. Полученная мощность блока ГТУ повышается (рис.3.11):

Single-shaft gas turbine		
Data		
Model Name	OSHAFT	
Case Name	OSHAFT	
Net Cycle Power	82491.02	kW
Net Cycle LHV Efficiency	36.22697	
Net Cycle LHV Heat Rate	2.76	kJ/kW-sec

Рисунок 3.11 - Окно вывода показателей эффективности блока ГТУ (источник: скрин состояния программы)

Наряду с весомым преимуществом в возможности детального моделирования каждого элемента, данный метод все же не может эффективно использоваться при быстром моделировании блока ГТУ в составе ГТУ-ТЭЦ или ПГУ. Это бы потребовало длительного процесса изменения всех параметров для синхронизации всего блока. В оценочных расчетах такая точность не имеет высокой степени важности и не позволит затрачивать такое количество времени на детальную оптимизацию параметров.

3.2 Создание тепловой схемы ГТУ-ТЭЦ

На основе блока ГТУ реализуется множество разнообразных схем, в том числе ГТУ-ТЭЦ. Как и блок ГТУ в программе есть блоки для реализации базового цикла ГТУ с котлом утилизатором. Однако такая модель получается достаточно обобщенная для определения общих возможностей срабатывания выходных газов ГТУ. Для данного примера будет использоваться поэлементный способ моделирования котла утилизатора – с включением в

него пароперегревателя, испарителя, барабана, экономайзера, блока ГВТО. Первой моделью будет разобрана схема ГТУ с котлом утилизатором, представленным в виде блока газо-водяного теплообменного аппарата. (рис.3.12). В данном случае котел утилизатор представляется лишь одним элементом – теплообменным аппаратом, с вводом и выводом теплоносителя. При прочих равных параметрах, суммарная электрическая мощность составляет 74,4 МВт, а КПД – 37,38%, за вычетом необходимой доли на собственные нужды для работы ДК. В качестве нагрузки использованы данные из условия задания для ручного расчета данной схемы и принята работа по температурному графику 110/50 с расходом воды 100кг/с. Получено, что срабатывание теплоты выходных газов оказывается незначительным и температура уходящих газов составляет почти 400°С. Из-за этого КПД установки не превышает 37,4%. Отчетные данные по запуску и оптимизации параметров модели приведены в приложении Г.1.

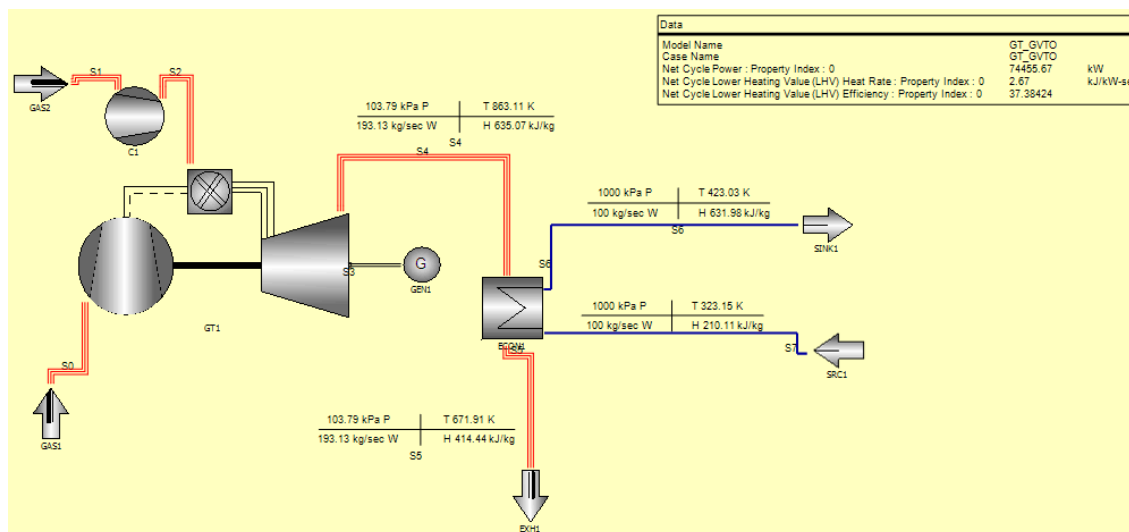


Рисунок 3.12 - Модель схемы ГТУ с КУ (ГВТО)
(источник: скрин состояния программы)

На следующем этапе была построена модель схемы ГТУ-ТЭЦ, в которой котел утилизатор представлен уже пароперегревателем, испарителем и экономайзером, а также имеет в хвостовой части модуль ГВТО, несущий соответствующую нагрузку; вырабатываемый пар отпускается промышленному потребителю (рис.3.13). В схему включаются все элементы КУ, добавляется деаэратор. Отпуск пара промышленных параметров и возврат конденсата обозначены через ввод/вывод ресурсов (пар/конденсат), точно также обозначены ввод/вывод воды для покрытия отопительной нагрузки. В схеме присутствует система рециркуляции воды (отопительная нагрузка ГВТО) для поддержания температуры на входе в ГВТО на должном уровне по условиям низкотемпературной коррозии (не ниже 55°С).

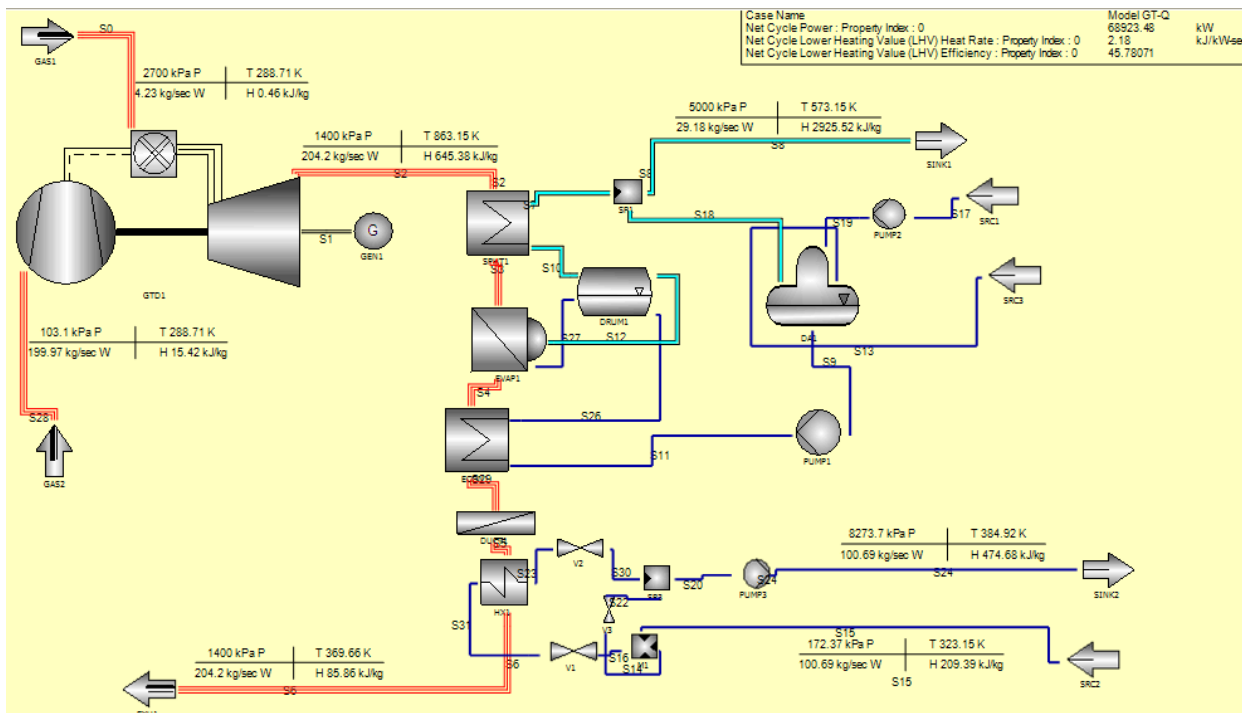


Рисунок 3.13 - Модель схемы ГТУ-ТЭЦ
 (источник: скрин состояния программы)

Для создания модели схемы ГТУ-ТЭЦ использованы сложные соединительные элементы (смешивающие и разделяющие потоки устройства) – элементы «mixer» «splitter» соответственно. Определенную сложность в программе создает составление массового баланса системы и отдельных элементов. В частности для вышеназванных соединительных элементов должны быть заданы контролируемые массовый расход и порты, которые могут быть определены как последующим, так и предыдущим элементом схемы. Определение контролирующего порта и соответственно элемента, задающего массовый расход, в процессе изучения программы создало наибольшие затруднения. Это потребовало задания некоторых значений массового расхода вручную и соответственно расчетам этих параметров из балансовых уравнений.

Поэтому, для предотвращения критических ошибок программы при расчете массового баланса системы была исключена из модели схемы линия впрыска питательной воды деаэратора в линию подачи пара промышленному потребителю. В схему был включен дожимной компрессор, по необходимости. Для выполнения программой корректного расчета внесены дополнительно: значения массовых расходов отдельных элементов; величины недогрева элементов КУ; зафиксированы «реперные» точки; температуры выходящих газов ГТУ и уходящих газов из КУ.

Итоговый вариант схемы представлен на рис.3.14.

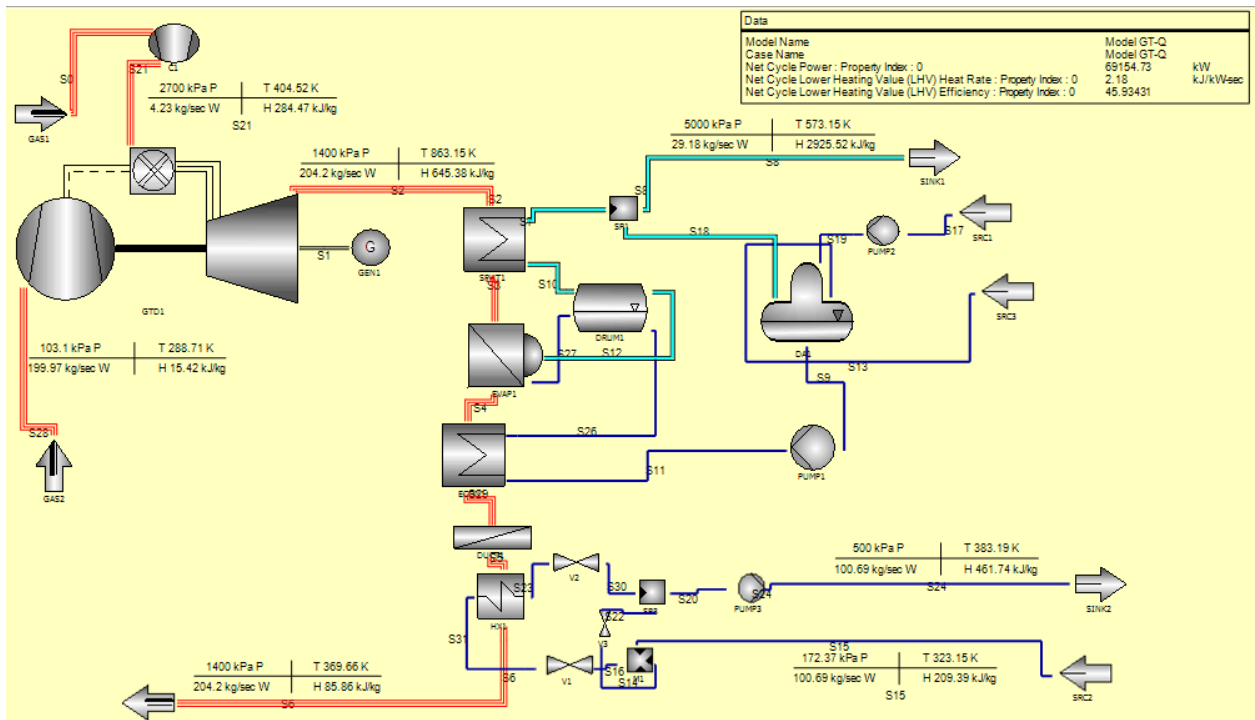


Рисунок 3.14 - Итоговая модель схемы ГТУ-ТЭЦ
(источник: скрин состояния программы)

Полученная модель имеет близкие энергетические характеристики к рассчитанной вручную схемой. Однако, погрешность составляет более 5% ввиду отсутствия учета некоторых параметров эффективности работы в расчете вручную и потребления электроэнергии на привод питательного, циркуляционного и сетевых насосов схемы. Итоговые параметры работы газовой турбины представлены в таблицах 3.2-3.4.

Таблица 3.2 - Параметры топлива и воздуха на входе в модель ГТ

		Inlet Air	Exhaust Gas Outlet	Primary Fuel Inlet
Flows	kg/sec	199.97	204.2	4.23
Pressure	kPa	103.1	1400	2699.9999
Temperature	K	288.7056	863.15	288.7056
Enthalpy	kJ/kg	15.4175	645.3761	0.456
Molecular Weight		28.8524	28.4707	18.3312
Lower Heating Value	kJ/kg	0	0	35589.9996
Oxygen, O2	fraction	0.2073	0.14	0
Nitrogen, N2	fraction	0.7728	0.75	0.0147
Water, H2O	fraction	0.0103	0.07	0
Carbon Monoxide, CO	fraction	0	0	0
Carbon Dioxide, CO2	fraction	0.0003	0.03	0.0068
Methane, CH4	fraction	0	0	0.8708
Hydrogen, H2	fraction	0	0	0
Argon, AR	fraction	0.0092	0.01	0
Carbonyl Sulfide, COS	fraction	0	0	0
Hydrogen Sulfide, H2S	fraction	0	0	0
Sulfur Dioxide, SO2	fraction	0	0	0
Ethane, C2H6	fraction	0	0	0.0783
Propane, C3H8	fraction	0	0	0.0294

Таблица 3.3 – Задаваемые параметры работы модели ГТ

Main Inputs		
Calculational Method	Specify Outputs	
Engine Shaft Power		71600 kW
Exhaust Gas Flow		204.2 kg/sec
Exhaust Gas Temperature		590 C
Exhaust Pressure Method	Use System Ambient Pressure	

Таблица 3.4 - Выходные энергетические параметры модели ГТ

Current Values		
Net Power	70526	kW
Engine Shaft Power	71600	kW
Heat Consumption	150545.7	kJ/sec
Net Heat Rate	2.1346	kJ/kW-sec
Net Efficiency	46.8451	
Energy Balance Difference	-0.3305	
Generator Efficiency	0.985	
Generator Losses	1073.999	kW
Inlet Pressure Drop	-1.782	kPa
HRSG Pressure Drop	1300.166	kPa

По итогам расчетов можно представить сравнительную таблицу величин для модели и схемы ручного расчета (таблица 3.5). Полные отчетные таблицы запуска и оптимизации параметров схемы (с включенным ДК) представлены в приложении Г.2. Основные этапы ручного расчета представлены в приложении Г.3

Таблица 3.5 - Сравнительная таблица расчетов характеристик ГТУ-ТЭЦ

Variable	Model GT-Q	GT-Q (calc.)	Unit
Ambient Temperature	288.15	288.15	K
Ambient Pressure	101.32	101.32	kPa
Ambient Relative Humidity	0.6	0.6	
Net Cycle Lower Heating Value (LHV) Efficiency	45.7807	41.2	%
Net Gas Turbine Power	70526	70418.7	kW
GT Shaft Power	71600	71130	kW
GT Generator Losses	1073.999	711.3	kW
GT Simple-Cycle Lower Heating Value (LHV) Efficiency	46.8451	43.6	%
Adjusted Cycle Lower Heating Value (LHV) Efficiency	45.7807	41.2	%

3.3 Создание и оптимизация тепловой схемы ПГУ-КЭС

Наиболее простой и в тоже время эффективной схемой является схема ГТУ с КУ с включением в цикл ПТУ. Такая схема требует выработки пара достаточных параметров для работы паровой турбины, она также позволяет с большей степенью утилизировать теплоту уходящих газов ГТУ. Температура выходных газов ГТУ составляет 590°C, что достаточно для реализации схемы

ПГУ с КУ [12]. Простейшая схема для оценки эффективности модели представлена на рис. 3.15. В схему включены пароперегреватель, испаритель, барабан, экономайзер, блоки котла-утилизатора и элементы ПТУ: паровая турбина, конденсатор, питательный насос. На паровую турбину подается пар с параметрами 13 МПа, 540°C. Конденсационная турбина вырабатывает дополнительное количество электроэнергии, и отработанный пар, через конденсатор в качестве питательной воды подается обратно в контур котла утилизатора в экономайзер.

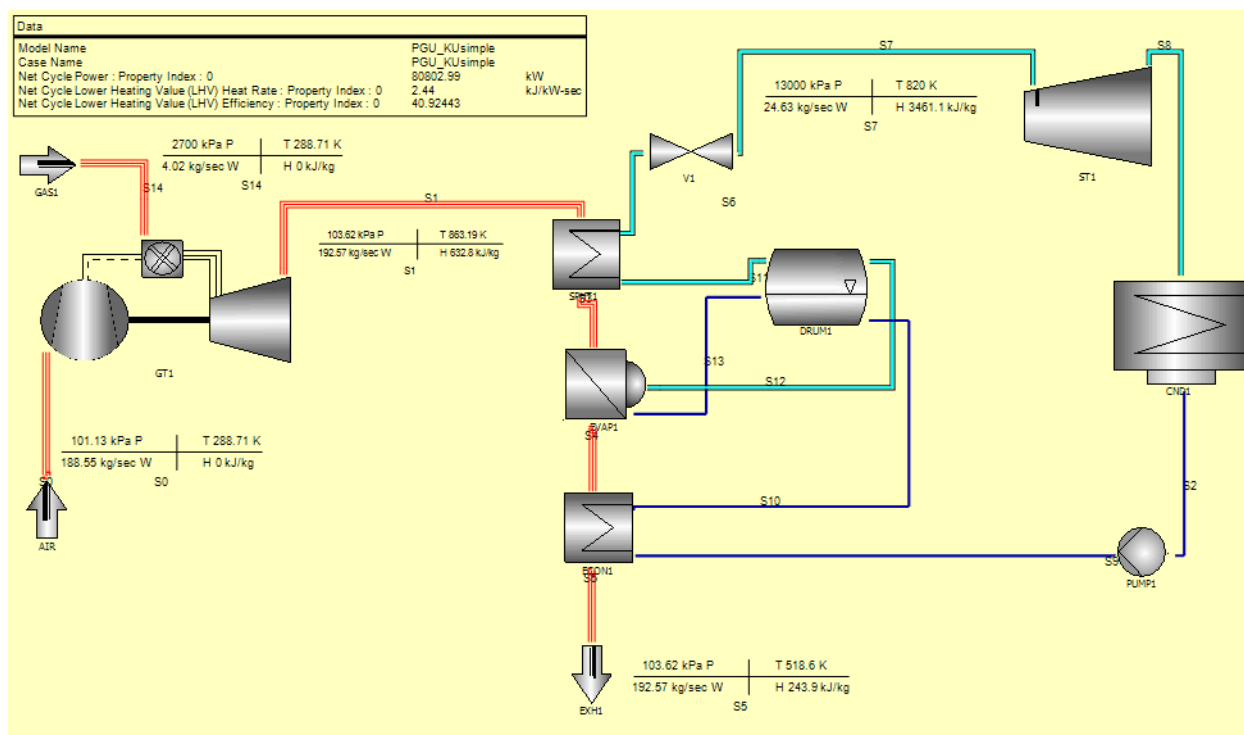


Рис.3.15 - Модель схемы ПГУ с КУ
(источник: скрин состояния программы)

Суммарная электрическая мощность такой схемы зависит от параметров параметров цикла ГТУ. При рассчитанной в данной модели мощности в 80,8 МВт – КПД ПГУ составляет 40,92%. Температура уходящих газов составляет 245°C. Отчетные таблицы по данному варианту схемы приведены в приложении Д.1. Данный вариант модели можно отнести к оценочной принципиальной тепловой схеме. Высокая температура уходящих газов и отсутствие некоторых компонентов (к примеру, деаэратор) примем как отправную точку для исследования возможности оптимизации и манипулирования схемой. Первым элементом, который должен быть добавлен в схему будет деаэратор. Его добавление усложняет общую модель, необходимо осуществить соединение линий подпитки деаэратора паром, подачи и вывода питательной воды. В качестве одного из вариантов возможных подключений примем, что подпитка деаэратора осуществляется

свежим паром по выделенной линии (рис. 3.16). В этой связи необходимо включить дополнительный элемент разделитель (“splitter” между прямым соединением пароперегревателя и турбины). Т.е. необходимо часть расхода пара в голову турбины направить на подпитку деаэрата. В схему также были включены питательный и конденсатный насосы.

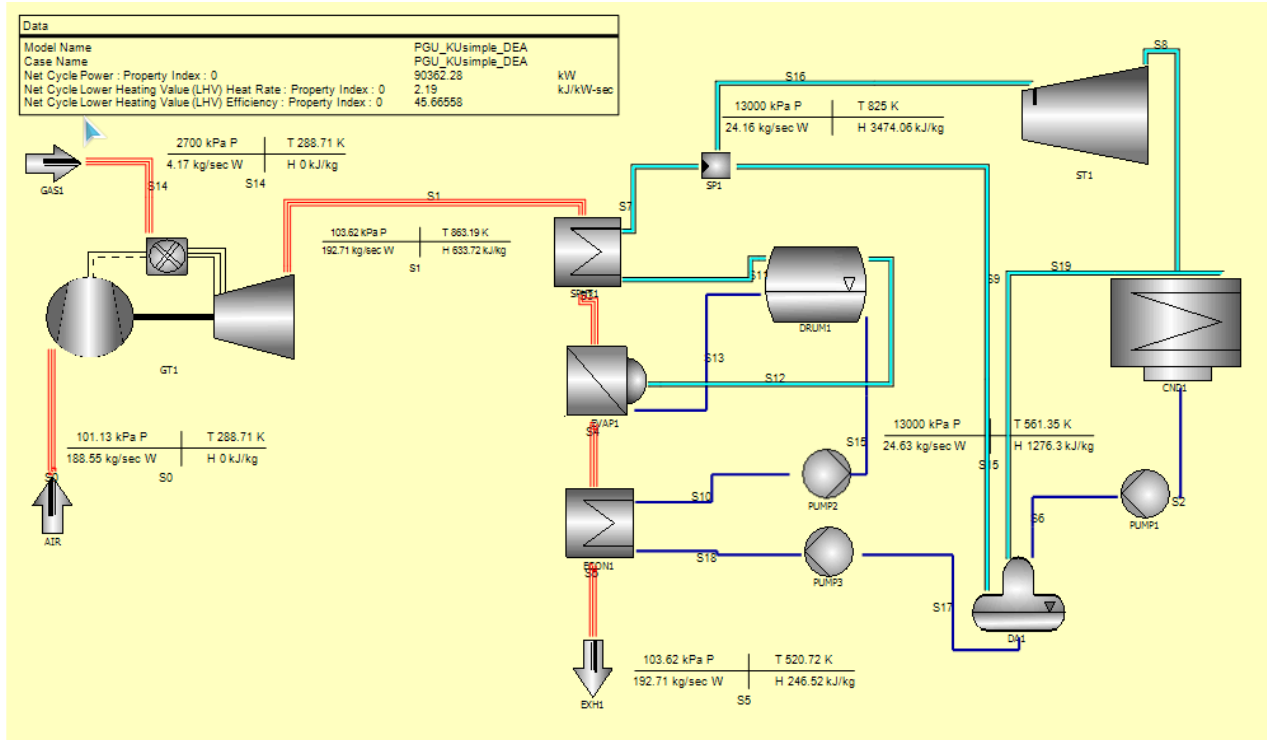


Рисунок 3.16 – Схема с выделенным включением деаэрата (источник: скрин состояния программы)

Для того, чтобы программа могла свести массовый баланс, для элемента “splitter” необходимо задать контролирующий и контролируемый направления потоков. Так как в программе мощность паровой турбины определяется входящими потоками, и зависит соответственно от количества свежего пара в голову турбины, то поток «на турбину» элемента “splitter” будет контролируемым (в программе задается как “reminder port”, т.е. порт принимающий значение). И тогда направление потока «на деаэратор» будет контролирующим (в программе “down stream flow control”, т.е. значение, задаваемое оборудованием далее по направлению подключения – в данном случае - это деаэратор).

Для задания параметров были приняты основные конструкционные характеристики деаэрата и выбран один из предложенных типов расчета его работы (постоянное давление, расчет подпитки паром). Таким образом, включение модели данного оборудования в схему можно описать следующими параметрами и особенностями: деаэратор атмосферного типа с постоянным давлением 137,9 кПа (соответственно $t_{нас} = 108,8^{\circ}\text{C}$); с вводом

фиксированного значения стабилизирующего пара в барабан деаэратора (с целью поддержания температуры металла выше температуры конденсации) и вентиляционным сбросом в конденсатор (установленное по умолчанию значение $m = 0,55$ кг/с). Подпитка питательной воды не задана, т.к. это является второстепенным элементом в модели.

При первом запуске расчета цикла полученной модели, программой был выявлен ряд ошибок и предупреждений. В частности, они были связаны с: изменением давления конденсатора (первоначальное значение по умолчанию $p_k = 120$ кПа, изменено на значение $p_k = 13,79$ кПа); изменением рабочего давления барабана и соответственно регулированием давления нагнетания ПЭН (первоначальное значение $p_6 = 13000$ кПа; изменено на значение $p_6 = 8723$ кПа); изменением пинч-точки и отношения $\Delta = t_2 - t_6$ (первоначальное значение $\Delta = 20$ К; изменено на принимаемое по умолчанию программой значение $\Delta = 11,11$ К) и ряд других конструктивных изменений, которые программа внесла автоматически. В результате был достигнут оптимизированный вариант схемы (рис. 3.17).

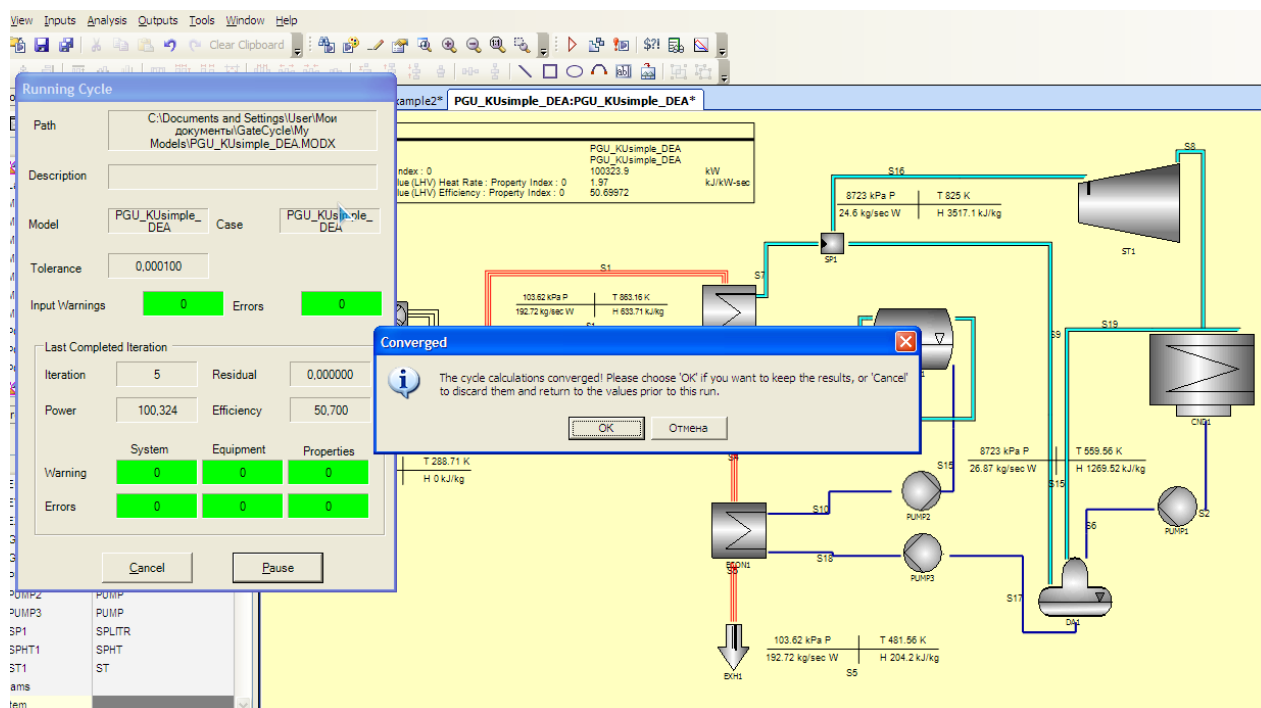


Рисунок 3.17 – Окно расчета цикла созданной модели (источник: скрин состояния программы)

КПД данной модели составил 50,7%, электрическая мощность на валу генератора составила 100,3 МВт, из них: мощность ГТУ - 74,9 МВт, мощность ПТУ – 28,9 МВт. Подробные отчетные данные приведены в таблице 3.6-3.8 и в приложении Д.2.

Таблица 3.6 – Основные показатели тепловой схемы модели ПГУ-КЭС

Variable	PGU_KUsimple_DEA	Unit
Ambient Temperature	288.15	K
Ambient Pressure	101.32	kPa
Ambient Relative Humidity	0.6	
Net Cycle Power	100302.5	kW
Net Cycle Lower Heating Value (LHV) Heat Rate	1.9727	kJ/kW-sec
Net Gas Turbine Power	72457.04	kW
GT Shaft Power	74956.15	kW
GT Generator Losses	2376.111	kW
GT Auxiliary and BOP Losses	122.9963	kW
GT Simple-Cycle Lower Heating Value (LHV) Efficiency	36.6169	%
Total Lower Heating Value (LHV) Fuel Cons.	197871.1	kJ/sec
Net Steam Cycle Power	27845.48	kW
ST Shaft Power	28965.83	kW
ST Generator Losses	579.3161	kW
Steam Cycle BOP Losses	541.033	kW
ST Generator Output	28386.52	kW
Adjusted Cycle Lower Heating Value (LHV) Efficiency	50.6889	%
Adj. Cycle Lower Heating Value (LHV) Heat Rate	1.9727	kJ/kW-sec

Таблица 3.7 – Основные показатели ГТУ (GT1)

		Inlet Air	Exhaust Gas Outlet	Primary Fuel Inlet	Compressor Discharge Bleed
Flows	kg/sec	188.5455	192.7156	4.17	0
Pressure	kPa	101.13	103.6182	2699.9999	1703.205
Temperature	K	288.7056	863.1609	288.7056	681.6741
Enthalpy	kJ/kg	4.2807E-05	633.7101	8.6923E-05	407.2919
Molecular Weight		28.8503	28.4309	18.3312	28.8503
Oxygen, O2	fraction	0.2073	0.1273	0	0.2073
Nitrogen, N2	fraction	0.7727	0.7454	0.0147	0.7727
Water, H2O	fraction	0.0105	0.0804	0	0.0105
Carbon Monoxide, CO	fraction	0	0	0	0
Carbon Dioxide, CO2	fraction	0.0003	0.038	0.0068	0.0003
Methane, CH4	fraction	0	0	0.8708	0
Hydrogen, H2	fraction	0	0	0	0
Argon, AR	fraction	0.0092	0.0089	0	0.0092
Carbonyl Sulfide, COS	fraction	0	0	0	0
Hydrogen Sulfide, H2S	fraction	0	0	0	0
Sulfur Dioxide, SO2	fraction	0	0	0	0
Ethane, C2H6	fraction	0	0	0.0783	0
Propane, C3H8	fraction	0	0	0.0294	0

Таблица 3.8 – Основные показатели ПТУ (ST1)

		Steam Inlet	Main Outlet	Expansion Line End
Flows	kg/sec	24.5977	24.5977	24.5977
Pressure	kPa	8722.9996	13.7897	13.7897
Temperature	K	824.9999	325.4141	325.4141
Enthalpy	kJ/kg	3517.1013	2338.8397	2338.8397
Vapor Fraction on a weight basis	fraction	1	0.8918	0.8918

Также, наряду с основными показателями программа позволяет получить отчетные данные в графическом представлении. Так, интересным здесь является Q-T диаграмма комбинированного цикла. В программе

представление этой диаграммы выполнено в формате Т-*q* диаграммы, где Т (К), *q* (кДж/с). В программе для вывода данной диаграммы служит команда «report: heat release plot» (H R Plot). Построение данной диаграммы возможно только в определенных условиях: должны присутствовать основные элементы КУ – пароперегреватель, испаритель, экономайзер; должны быть соединены все основные линии связи этих элементов; модель ГТУ должна быть выполнена одним блоком (не сбором составных компонентов); для элемента базы инструментов блока КУ диаграмма не может быть создана. Также, в ходе исследования работы с графическими выводами информации было установлено, что добавление в блок ГТУ связи ввода газового потока (наряду с потоком воздуха) также ведет к невозможности формирования Т-*q* диаграммы. Поэтому была исключена данная связь (программа в таком случае автоматически пересчитывает необходимое количество подводимого газа, его температуру и давление подачи соответственно количеству подаваемого воздуха в ГТУ). Повторный запуск расчета цикла подтвердил автоматическую подстройку параметров, и в итоге получена Т-*q* диаграмма (рис. 3.18).

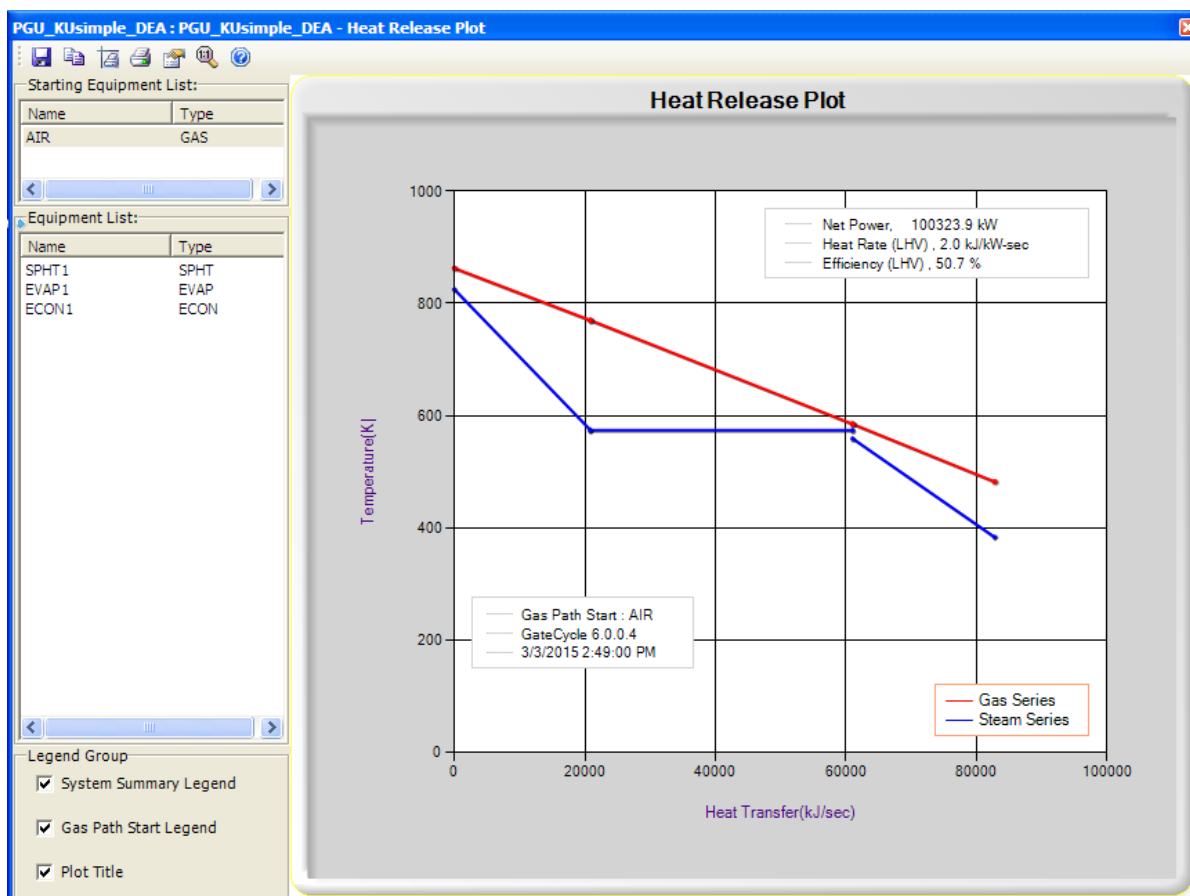


Рисунок 3.18 – Т-*q* диаграмма модели тепловой схемы ПГУ-КЭС (источник: скрин состояния программы)

Из диаграммы видно, что конечные температуры довольно завышены ($T_{\text{ух.г.}} = 482 \text{ K}$). Т.е. большое количество тепла не используется, и уходящие газы с высокой температурой сбрасываются в атмосферу. Для решения данной задачи включим в модель еще один элемент, являющийся для схем ПГУ-КЭС типичным оборудованием в составе КУ – это газовый подогреватель конденсата (ГПК). В качестве исследования он был смоделирован как теплообменный аппарат общего назначения («general heat exchanger») (рис.3.19), и в качестве основного параметра задан коэффициент эффективности $\kappa = 0,85$. Проведен повторный запуск расчета цикла и программа сразу же с 4-ой итерации оптимизировала всю схему с новым элементом.

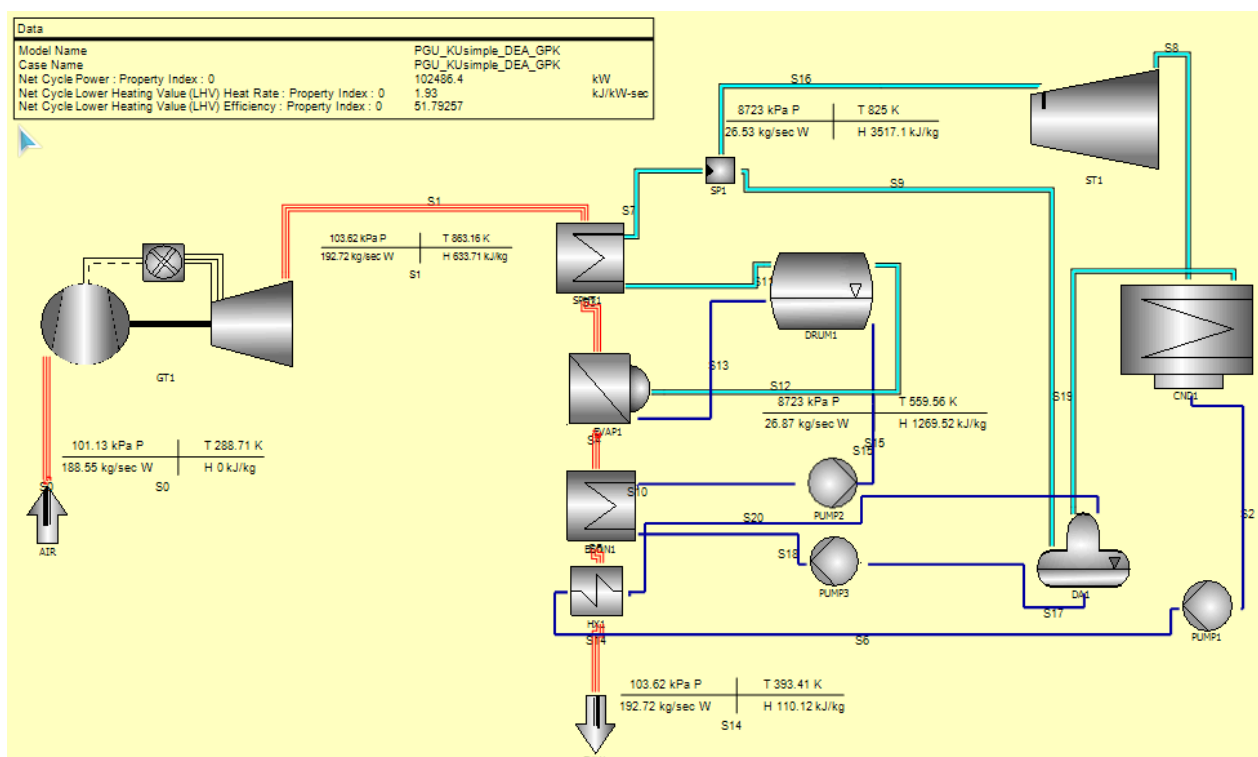


Рисунок 3.19 – Модель ПГУ-КЭС с ГПК (источник: скрин состояния программы)

В итоге удалось снизить температуру уходящих газов до $T_{\text{ух.г.}} = 393,4 \text{ K}$, за счет подогрева конденсата. Можно сделать вывод, что программа, выполнив 5 итераций, приняла вариант максимального использования теплоты уходящих газов, и снизила при этом температуру выхлопа КУ до минимально допустимого значения (несколько выше точки росы).

Таким образом общий КПД ПГУ составил 51,8 % (возрос на 1,1%), и суммарная мощность – $N_{\text{сумм}} = 102,4 \text{ МВт}$ (возросла на 2,1 МВт). Это можно объяснить пересчетом теплового баланса деаэратора, т.к. температура конденсата повысилась, произошел перерасчет (уменьшение) необходимого количества свежего пара на подпитку, и соответственно на эту величину

увеличился расход свежего пара в голову турбины, что привело к увеличению её мощности на 2,1 МВт. Расход пара в голову турбины увеличился на 1,94 кг/с и составил $w_T = 26,53$ кг/с. Соответственно, подпитка паром деаэратора уменьшилась на 1,94 кг/с и составила $w_d = 0,34$ кг/с). Подробный отчет по запуску и проверке цикла представлен в приложении Д.3.

С внесением нового элемента в конструкцию КУ изменилась и T-q диаграмма (рис. 3.20).

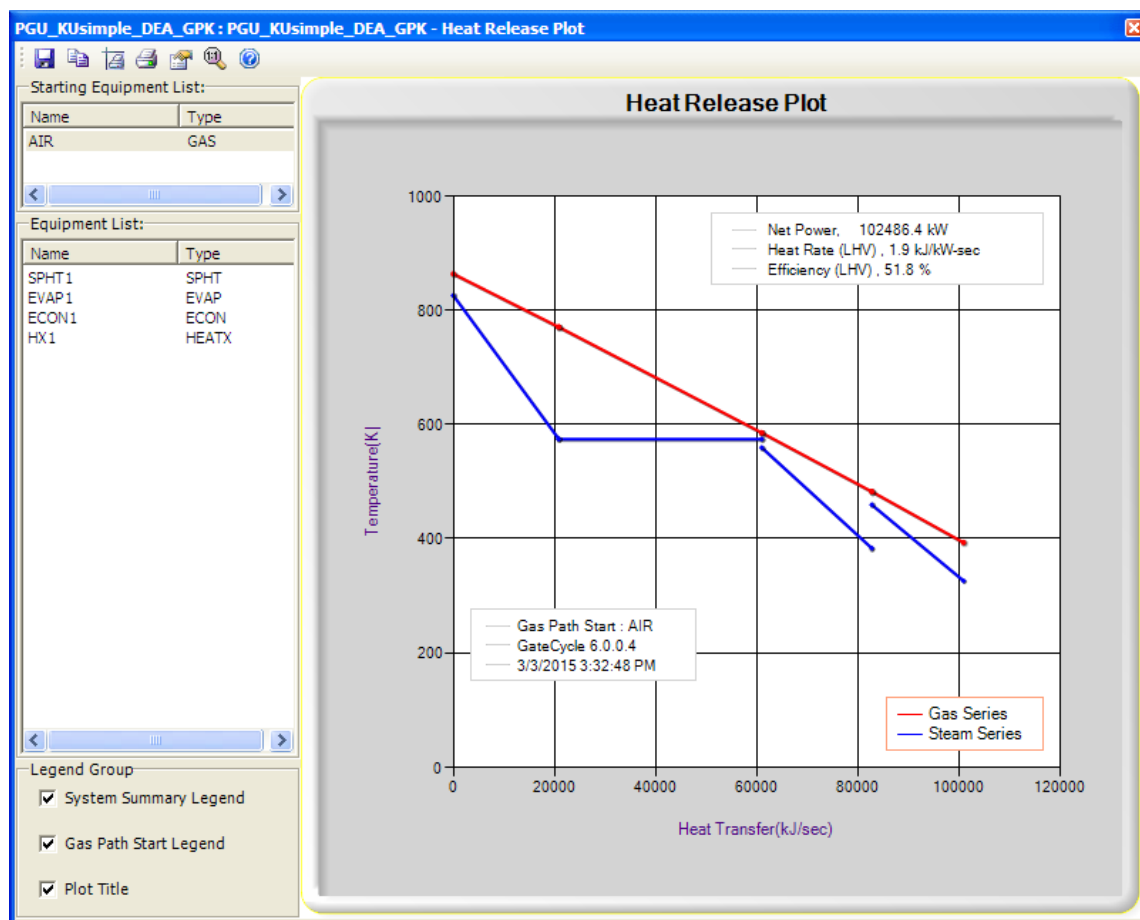


Рисунок 3.20 – T-q диаграмма ПГУ-КЭС с ГПК
(источник: скрин состояния программы)

Схему ПГУ с КУ можно реализовать в программе с помощью блочного элемента “HRSG” – heat recovery steam generator, который призван моделировать блок котла-утилизатора одного давления. Используя его, модель несколько упрощается (рис.3.21); уменьшается количество элементов, и соответственно количество задаваемых параметров.

Использование блока “HRSG” упрощает задание параметров тем, что от пользователя требуется лишь задание пинч-точек и/или температур на выходе из экономайзера, испарителя и пароперегревателя. Здесь удобство состоит в задании необходимых конечных значений, с учетом или без потерь давления и без ввода подробных конструкторских данных. Блок КУ позволяет задать

условие включения в работу дожигателя без создания дополнительного элемента. Подробный отчет по данной модели представлен в приложении Д.4.

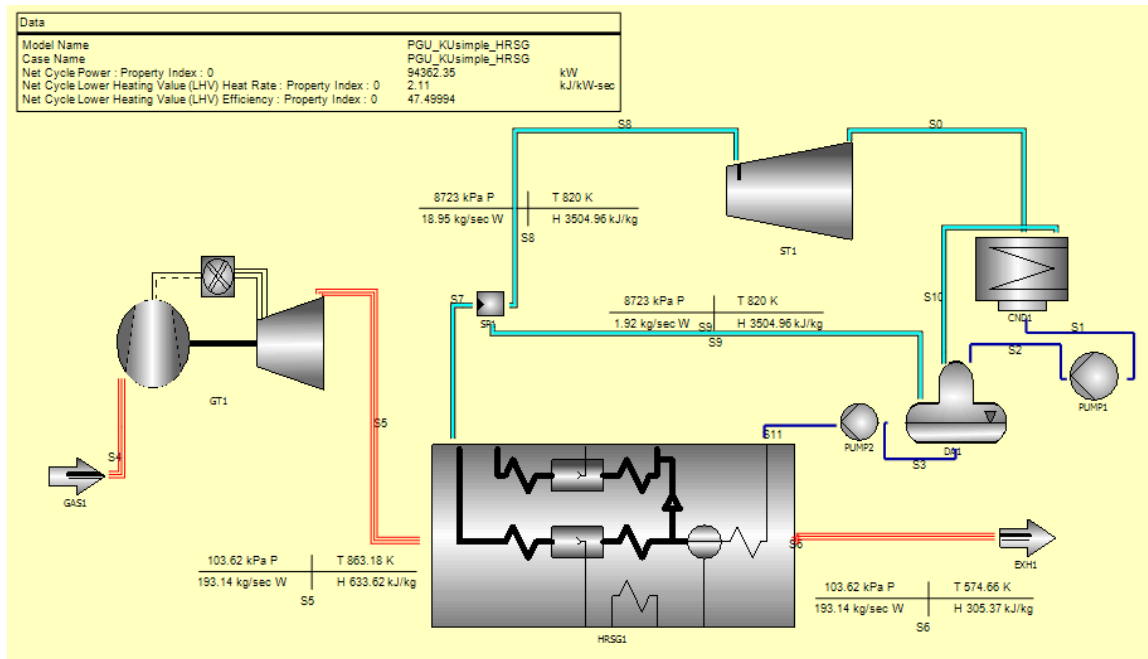


Рисунок 3.21 – Модель ПГУ-КЭС с КУ (HRSG)
(источник: скрин состояния программы)

Если проанализировать основные показатели по итогам запуска расчета цикла (таблица 3.9), можно исследовать различие с аналогичной моделью (рис. 3.16). Для удобства и наглядности создана сравнительная таблица 3.10

Таблица 3.9 – Основные показатели ПГУ-КЭС с КУ(HRSG)

Variable	PGU_KUsimple_HRSG	Unit
Ambient Temperature	288.15	K
Ambient Pressure	101.32	kPa
Ambient Relative Humidity	0.6	
Ambient Specific Humidity	0.0063	
Net Cycle Power	94362.35	kW
Net Cycle Lower Heating Value (LHV) Efficiency	47.4999	%
Net Cycle Lower Heating Value (LHV) Heat Rate	2.1052	kJ/kW-sec
Net Gas Turbine Power	72832.84	kW
GT Shaft Power	75344.25	kW
GT Generator Losses	2388.414	kW
GT Auxiliary and BOP Losses	122.9995	kW
GT Simple-Cycle Lower Heating Value (LHV) Efficiency	36.6625	%
Total Lower Heating Value (LHV) Fuel Cons.	198650.4	kJ/sec
Net Steam Cycle Power	21529.51	kW
ST Shaft Power	22201.39	kW
ST Generator Losses	444.0274	kW
Steam Cycle BOP Losses	227.8524	kW
ST Generator Output	21757.37	kW
Adjusted Cycle Lower Heating Value (LHV) Efficiency	47.4999	%

Таблица 3.10 – Сравнительная таблица показателей двух моделей ПГУ

Variable	PGU_DEA	PGU_HRSG	Unit
Ambient Temperature	288.15	288.15	K
Ambient Pressure	101.32	101.32	kPa
Ambient Relative Humidity	0.6	0.6	
Ambient Specific Humidity	0.0063	0.0063	
Net Cycle Power	100302.5	94362.35	kW
Net Cycle Lower Heating Value (LHV) Efficiency	50.6889	47.4999	%
Net Cycle Lower Heating Value (LHV) Heat Rate	1.9727	2.1052	kJ/kW-sec
Net Gas Turbine Power	72457.04	72832.84	kW
GT Shaft Power	74956.15	75344.25	kW
GT Generator Losses	2376.111	2388.414	kW
GT Auxiliary and BOP Losses	122.9963	122.9995	kW
GT Simple-Cycle Lower Heating Value (LHV) Efficiency	36.6169	36.6625	%
Total Lower Heating Value (LHV) Fuel Cons.	197871.1	198650.4	kJ/sec
Net Steam Cycle Power	27845.48	21529.51	kW
ST Shaft Power	28965.83	22201.39	kW
ST Generator Losses	579.3161	444.0274	kW
Steam Cycle BOP Losses	541.033	227.8524	kW
ST Generator Output	28386.52	21757.37	kW
Adjusted Cycle Lower Heating Value (LHV) Efficiency	50.6889	47.4999	%

Из таблицы 3.10 видно, что показатели КПД блочной модели (с HRSG элементом) меньше на 3,2% и суммарная электрическая мощность меньше на 5,96 МВт. Электрическая мощность ГТУ имеет незначительные отличия (менее 1%). Электрическая мощность ПГУ наоборот имеет существенные отличия – для второй модели она 6,34 МВт меньше. Можно предположить, что причиной отличий является различное построение модели КУ, и во втором случае (блок КУ) данные более правдивы. Это подтверждают следующие факты:

- задание параметров для модели КУ в первом и втором вариантах схемы различно. Так, в первом случае задаются параметры (в том числе конструкторские) для каждого составного элемента отдельно; а во втором случае задаются только выходные параметры этих элементов в составе одного блока. Т.е. можно предположить, что во втором случае состав элементов в КУ оптимизирован по конструкторским параметрам (и/или в него заложена методика расчета на основе оптимального сочетания элементов);
- величина генерируемого пара отличается в двух моделях. Однако во второй модели преднамеренно была заложена идентичная первой модели величина для проверки. Но программа после запуска расчета цикла пересчитала этот параметр и снизила количество генерируемого пара с 26,87 кг/с до 20,87 кг/с. Из отчета запуска и оптимизирования параметров цикла (“Error file”) видно, что генерирование заданного количества пара невозможно по причине достижения нижней границы пинч-точки для барабана. В первой модели данный параметр задается в виде величины разницы без задания максимального и минимального значений.

Глава 4 Возможности практического использования программы GC

На основании проведенного исследования по созданию и оптимизации схем ГТУ и ПГУ в программе, в данной главе предложен анализ достоинств и недостатков программы, а также разработана лабораторная работа с использованием программы, как пример практического использования продукта.

4.1 Основные преимущества и недостатки программы

По итогам работы с программой были подтверждены уникальные преимущества продукта и выявлены определенные сложности в структуре GC, что можно охарактеризовать как недостатки, если рассматривать этот вопрос в контексте практического применения в Казахстане.

Так, однозначно достоинствами программы можно назвать следующие:

- наиболее значимым и, вероятно, основополагающим достоинством программы является применение графических элементов для построения моделей. На основе проведенных исследований это можно отметить как важное преимущество в задаче математического моделирования, так как позволяет создавать схемы на основе визуальных блоков, повышая при этом степень общего восприятия тепловой схемы и скорость её создания;

- удобный интерфейс программы. Разделенные на блоки отдельные команды и функциональные кнопки позволяют использовать сборную пользователь-ориентированную строку меню. Также введены элементы «быстрого вызова» основных команд («горячие клавиши»). Данные нюансы делают программу ориентированной для пользователя и схожей с базовыми моделями управления основных программ среды windows;

- широкий диапазон параметризации отдельных моделей элементов тепловой схемы. В результате работы с программой было поставлено большое количество испытаний ввода/вывода параметров и установлен факт высокой сложности программы. Так, было испытана возможность программы создавать схемы с минимумом задаваемых параметров, а также с расширенным их списком. Однако в ходе исследований не представлялось возможности задать абсолютно все параметры (соответствующие какой-либо определенной задаче), но тем не менее установлен факт возможности программы в конструкторско-проверочных целях, так как диапазон задаваемых параметров удовлетворяет таким требованиям;

- достоинство широкого ряда задаваемых параметров дополняет и возможность проведения различного характера анализа на основе расчета программы. Так в ходе исследования были изучены принципы работы с отчетной документацией, формирующейся программой. Это, в первую очередь, отчет «об ошибках и запуске цикла модели» (error-, log file). На основе данных документов возможно проследить итерационные этапы оптимизации модели; увидеть допущенные ошибки, неверно заданные

параметры, вышедшие или являющиеся граничными и принять к рассмотрению предлагаемый программой вариант устранения ошибки;

- ценным достоинством, вбирающим в себя все предыдущие в списке, является возможность создания комбинированных и сложносоставных элементов моделей тепловых схем. Так, в исследовании были рассмотрены варианты создания сложносоставного элемента модели КУ и блока ГТУ. Такая возможность позволила детальнее задать необходимые параметры, отследить характеристики каждого из составляющих элементов и, что является достаточно интересным моментом – создать незаложенные в программе модели элементов оборудования. К примеру, в исследовании таковыми являлись – КУ с ГПК и ГВТО, обособленный вариант с ГВТО; КУ в завязке с деаэратором.

В ходе проведения исследования было также выявлено несколько характерных особенностей программы, которые в исследовании рассматриваются как недостатки:

- основным недостатком, обусловленным спецификой программы является отсутствие в программе моделей паровых турбин, деаэратора и котлов с заданной параметризацией, т.е. моделей существующих аналогов. Так, невозможным было в исследовании смоделировать поведение паровой турбины определенной модели, для этого необходимо вручную задавать все основные параметры, а также частные конструкторские параметры, свойственные конкретной турбине. Данный фактор усложняет процесс оптимизации и исследования тепловых схем, так как предполагает дополнительные расчеты и поиск необходимой специальной информации по конкретному элементу (модели) и параметров его работы в различных режимах;

- схожего плана специфическая особенность программы состоит в отсутствии в базе моделей газовых турбин аналогов советского и российского производства. Основной перечень производителей представлен всемирно известными мощными компаниями, такими как Siemens AG, Alstom, General Electric, Mitsubishi Heavy Industries. Единственным исключением является наличие в базе ГТ 4 моделей турбин украинского производства компании «Машпроект» мощностью около 10 МВт;

- гораздо менее значимыми, но вызывающими определенный дискомфорт при работе являются сложности (количество) задания параметров элементов. При ориентировочном расчете или при неизвестных уточняющих данных по схеме, оказывается, достаточно трудоемко достичь в программе оптимизированного варианта тепловой схемы. Эти затруднения вызывали в основном данные конструкторского характера, т.е. это еще раз показывает высокий уровень емкости структуры программы, но и дополнительные затруднения во введении параметров;

- единственно выверенным явным недостатком программы является невозможность сформировать в ней графические отчеты для сложно-

комбинированных схем. В частности, в исследовании была установлена невозможность создания Т- q диаграммы для определенных моделей ПГУ, в составе которых находился один из следующих элементов: элемент HRSG (заменяющий КУ), нетиповая ГТУ (собранная из отдельных элементов), паровой котел в составе схемы, сложные связи в схеме (КУ нескольких давлений, сбросные схемы, с замещением), а также при наличии некоторых дополнительных связей, как например, ввод топлива для ГТУ. Т.е. сформировать Т- q диаграмму возможно только для традиционной схемы ПГУ с КУ.

В общем рассмотрении данные недостатки не вызывают существенных проблем при моделировании и являются преодолимыми в решении поставленных задач. Так, к примеру, заданием основных рабочих параметров можно смоделировать ту или иную модель паровой турбины, котла или деаэратора, с учетом того, что необходимо для разных режимов проводить сопутствующие аналитические расчеты по определению основных параметров для задания в элементах GC.

В процессе проведения исследования были также рассмотрены и программы аналоги для выявления преимуществ и возможных путей преодоления сложностей и недостатков. Знакомство с данными программными продуктами проходило в ходе зарубежных стажировок автора. Этими программами являются: Boiler Designer, Thermoflow (в ходе стажировки в МЭИ, г.Москва), United Cycle (в ходе стажировки в СПбПУ, г.Санкт-Петербург). К сожалению, осуществить практические исследования в данных программах не удалось. Однако даже в рамках ознакомительных демонстраций было установлено явное сходство в структуре и в функционировании. Так, все продукты построены на основе принципа графического представления тепловой схемы с параметризацией каждого элемента; отличиями можно назвать различные наборы элементов оборудования и блоков отдельных сложносоставных элементов. Так в программе Thermoflow ПГУ строится на основе шаблонов основных типов тепловых схем ПГУ, схожая система предлагается и в Boiler Designer. В программе United Cycle (являющейся разработкой СПбПУ) можно отметить наличие обособленных элементов КУ с широкими возможностями задания параметров. Также следует сказать, что приведенные аналоги располагают и недостатками, к примеру, в United Cycle отсутствует база моделей паровых турбин и котлов, где это объясняется предназначением программы для конструкторов и проектировщиков, для которых необходимо варьирование рабочих параметров элементов вне установленных конкретными моделями ограничений. В качестве преимущества программ аналогов можно отметить русифицированный интерфейс и ориентированность на создание тепловых схем ПГУ.

4.2 Использование программы в лабораторном практикуме

Одной из задач исследования является изучение возможностей практического использования программного продукта, в частности, в учебном процессе. Так, было рассмотрено применение комплекса GC в лабораторных работах при изучении студентами тематик использования прикладных пакетов программ для моделирования в теплоэнергетике, и использования компьютерных технологий в теплоэнергетике.

В качестве основных задач в лабораторной работе были приняты: ознакомление с принципами работы в программе; создание моделей принципиальных тепловых схем в среде программы; параметризация элементов схемы и изменение их свойств; изменение состава тепловой схемы и изучение выходных данных на основе аналитических возможностей программы; и пр.

Предварительным шагом к началу работы с программой является поверхностное ознакомление с программой – презентация её истории, основных возможностей, структуры, принципов вычислений и пр. Информацией для этого могут служить первые 2 главы данной диссертации.

Так, в качестве первого ознакомительного этапа работы с программой было предложено создание тепловой схемы конденсационной установки. Перед студентом ставится задача собрать из числа предоставленных элементов принципиальную тепловую схему конденсационной установки (рис. 4.1). Основные цели такого этапа сводятся к формированию у обучаемого общего принципа работы с программой, а именно: навигация в рабочих окнах программы, ознакомление с используемыми основными элементами моделей оборудования, изучение принципа создания межэлементных связей, формирование понимания логических связей оборудования, закрепление знаний состава оборудования и его назначения.

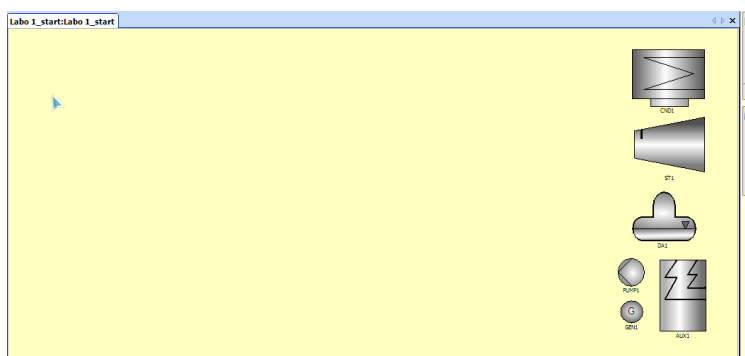


Рисунок 4.1 – Исходное окно для первого задания
(источник: скрин состояния программы)

В ходе выполнения данного задания студент должен составить базовый вариант тепловой схемы конденсационной установки (рис. 4.2). При этом студент получает навык по базовым принципам работы в программе:

понимает логическую систему пространственной организации моделей в программе; принципы задания межэлементных связей.

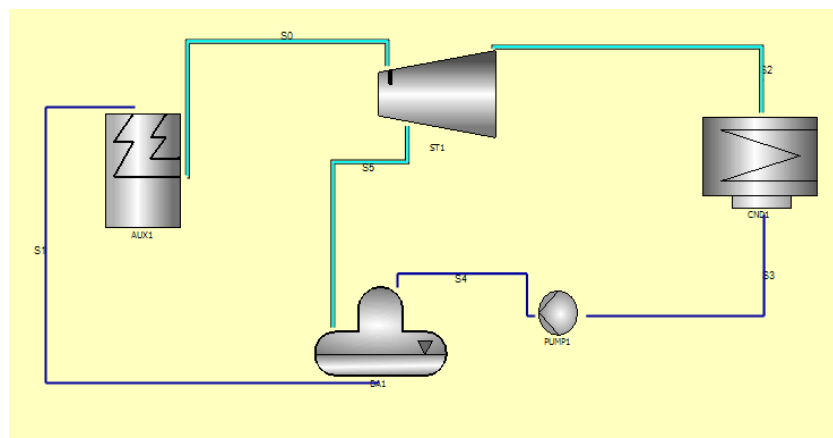


Рисунок 4.2 – вариант результата для первого задания (источник: скрин состояния программы)

В качестве оценки качества и правильности полученного результата студенту предлагается проверить полученную модель путем команды программы «запуск цикла». Положительным результатом является отсутствие в отчетном окне грубых ошибок или предупреждений (рис. 4.3). Ошибки при создании модели программа может также индексировать как непосредственно в момент её совершения (например, создание невозможной связи), или при запуске цикла (например, отсутствие какой-либо связи).

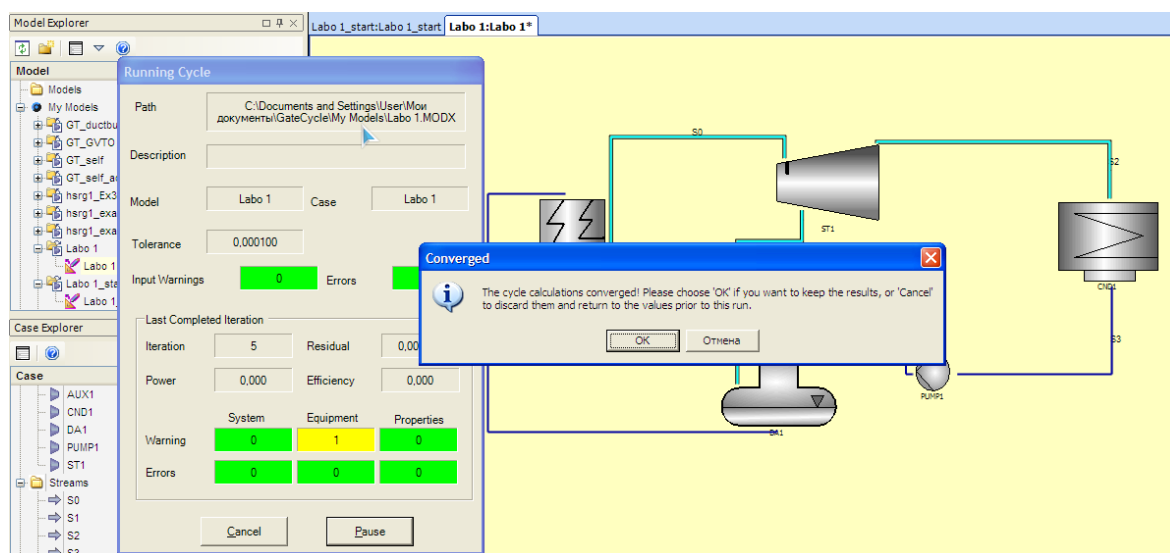


Рисунок 4.3 – верный результат создания модели (источник: скрин состояния программы)

Полученный результат не позволит получить количественных значений основных характеристик, но позволяет оценить «качество» (т.е. правильность) созданной модели.

Вторым этапом данного задания предложено выполнение процесса параметризации элементов схемы для получения конкретного результата. Здесь необходимо решить задачу получения студентом навыков углубленной работы с программой – работой с окнами свойств элементов и заданием параметров. Для сохранения возможности варьировать значения задаваемых параметров (для наличия нескольких вариантов заданий) был разработан алгоритм введения параметров, которые могли бы охарактеризовать и конкретизировать схему и при этом не нарушить логику программных вычислений.

Так, предложено для варьирования несколько основных параметров:

1. Параметры пара в голову турбины (давление и температура);
2. Электрическая мощность паровой турбины (нетто);
3. Давление в конденсаторе;
4. Рабочее давление в деаэраторе;
5. Питание деаэратора (номер отбора в данном случае).

К примеру, рассмотрим вариант схемы с заданием следующих параметров: $P_0 = 8,8$ МПа, $T_0 = 808$ К, $N_H = 75$ МВт, $p_K = 7$ кПа, $p_D = 0,12$ МПа (рис. 4.4). Результаты запуска полученной схемы представлены в таблице 4.1. Т.е., по заданию параметров обучающемуся предлагается выполнить запуск полученного цикла и оценить результаты. Здесь решается дополнительно еще одна задача ознакомления с работой в программе – ознакомление с инструментами анализа результатов.

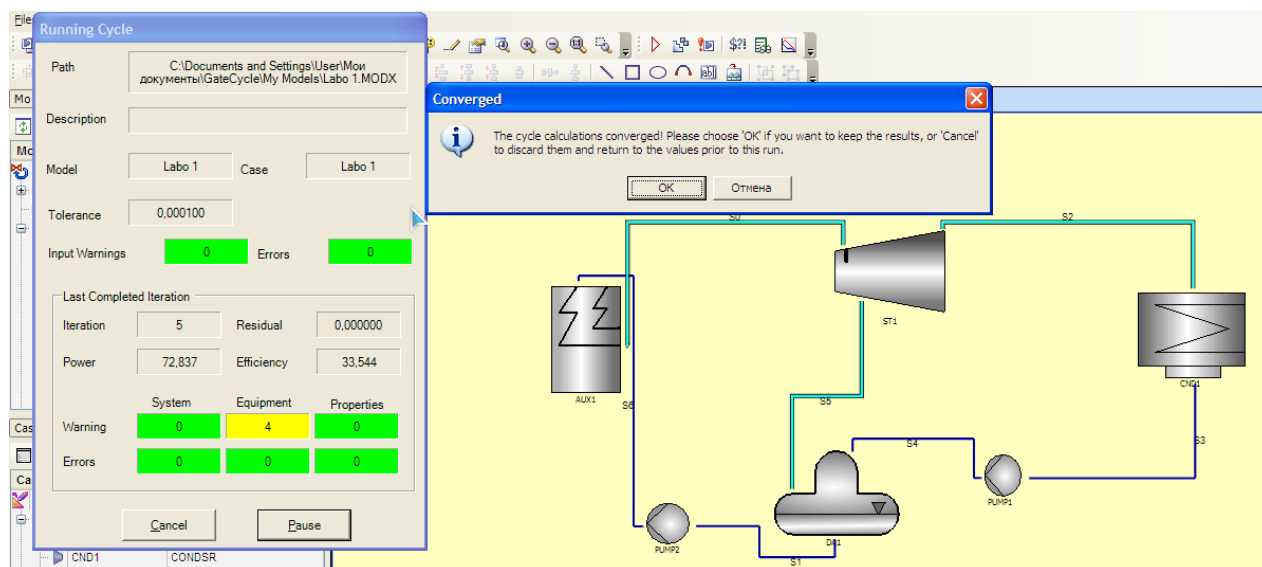


Рисунок 4.4 – Результаты запуска цикла рассматриваемого варианта схемы (источник: скрин состояния программы)

По результатам запуска цикла с рисунка 4.4 видно, что итерации завершены успешно, параметры схемы оптимизированы успешно, но имеются 4 предупреждения по параметрам оборудования. Эти предупреждения относятся к заданным по умолчанию характеристикам эффективности оборудования и не влияют на понимание общего принципа действия программы. Для сохранения универсальности схемы в варьировании параметров эти параметры не учитываются на данном этапе лабораторной работы.

Таблица 4.1 – Основные параметры рассматриваемого примера модели ПСУ

Variable	Labo 1	Unit
Ambient Temperature	288.15	K
Ambient Pressure	101.32	kPa
Ambient Relative Humidity	0.6	
Ambient Specific Humidity	0.0063	
Equivalent Elevation	0.449	m
Net Cycle Power	72836.9	kW
Net Cycle Lower Heating Value (LHV) Efficiency	33.5444	%
Net Cycle Lower Heating Value (LHV) Heat Rate	2.981	kJ/kW-sec
Total Lower Heating Value (LHV) Fuel Cons.	217127.8	kJ/sec
Net Steam Cycle Power	72836.9	kW
ST Shaft Power	74996.54	kW
ST Generator Losses	1499.929	kW
Steam Cycle BOP Losses	659.7095	kW
ST Generator Output	73496.61	kW
Adjusted Cycle Lower Heating Value (LHV) Efficiency	33.5444	%
Adj. Cycle Lower Heating Value (LHV) Heat Rate	2.981	kJ/kW-sec

Предложенная модель-шаблон для изучения, а также рассмотренный выше пример расположены на электронном носителе в разделе Л1. Краткая методика выполнения первого и второго этапов лабораторной работы приведена в приложении Е.

Заключение

В проведенном исследовании поставленная цель – оптимизировать схемы комбинированного парогазового цикла с помощью программы GC выполнена по следующим решенным задачам:

- Проведено знакомство с программой, её инструментарием, элементами управления. Решение данной задачи выполнены в первой главе диссертации. Кратко рассмотрена история и предназначение программы; изучено коммерческое описание её возможностей; проведено знакомство с структурой, базой основных моделей оборудования и их описанием, основными управляющими и редактирующими командами. По итогам выполнения задачи было получено детальное представление о программном продукте, сложено первое впечатление о функционале и возможных сферах использования GC.
- Изучены принципы и методы создания схем в программе. Данная задача была решена во втором разделе диссертации. Были детально исследованы модели оборудования, способы создания и редактирования тепловых схем, варианты параметризации для элементов. На основе проведенного библиографического поиска было проведено ознакомление с примерами использования программного продукта в различных сферах производства. На встроенных примерах тепловых схем различных моделей были получены навыки создания, редактирования и оптимизации базовых моделей. По итогам работы в данном разделе были сформированы общие принципы работы в программе, методы моделирования – способы создания тепловых схем.
- Получены навыки создания блоков ГТУ, ПТУ, и комбинированных блоков ПГУ. Решению данной задачи посвящен 3-ий раздел диссертации. В нем было проведено исследование вопроса создания сложносоставных моделей тепловых схем, начиная от блока ГТУ и до схемы ПГУ с КУ. В ходе решения данной задачи были получены ценные навыки по работе в программе, наработке практического опыта решения мелких вопросов в проектировании моделей, изучены варианты решения возникающих трудностей при изучении программы и создании в ней схем ГТУ и ПГУ. В качестве результата были получены оптимизированные схемы блока ГТУ, ГТУ-ТЭЦ, ГТУ-ТЭЦ с дополнительными элементами КУ, ПГУ-КЭС с КУ, включая дополнительные элементы ГПК и ГВТО. По итогам создания данных моделей сформировано детальное представление о возможностях работы в программе, изучен её потенциал и возможности создания тепловых схем ПГУ с заданной параметризацией элементов оборудования.

— Оценены возможности программы в оптимизации тепловых схем различных типов. Данная задача была решена частично в разделе 3 и дополнена практическими результатами 4-го раздела. В этом, последнем, разделе диссертации был осуществлен анализ достоинств и недостатков программы на основе полученного опыта работы в её среде. Оценена возможность практического использования на примере её применения в учебном процессе. Этому посвящен раздел 4.2, в котором описан разработанный вариант возможного лабораторного практикума с использованием GC. Представлена возможная модель работы студента в программе с изложенными в приложении пошаговыми методическими указаниями к выполнению заданий.

Выполнение поставленных задач показало возможности использования программного продукта GC в процессах моделирования как действенных инструмент оценки и оптимизации тепловых схем различного цикла. Исследование дало результаты, характеризующие сам процесс моделирования с использованием пакета прикладных программ как удобного и эффективного метода технико-экономической оценки проектов, диагностирования и изучения свойств различных режимов работы и компоновок тепловых схем.

По итогам проведенного исследования можно отметить, что программа может с успехом использоваться не только в оптимизационных и проектных расчетах, но и в учебном процессе. Последнее является направлением дальнейшей работы автора с программным комплексом.

Приложение А

Детальный отчет модели ГТУ

Таблица А.1 – Основные характеристики модели ГТУ

Variable	STD_GT	Unit
Ambient Temperature	288.7056	K
Ambient Pressure	101.3253	kPa
Ambient Relative Humidity	0.6	
Net Cycle Power	10324.26	kW
Net Cycle Lower Heating Value (LHV) Efficiency	36.4478	%
Net Cycle Lower Heating Value (LHV) Heat Rate	2.7435	kJ/kW-sec
Net Gas Turbine Power	10324.26	kW
GT Shaft Power	11019.04	kW
GT Generator Losses	550.9521	kW
GT Auxiliary and BOP Losses	143.8301	kW
GT Simple-Cycle Lower Heating Value (LHV) Efficiency	36.4478	
Total Lower Heating Value (LHV) Fuel Cons.	28325.08	kJ/sec
Adjusted Cycle Lower Heating Value (LHV) Efficiency	36.4478	
Adj. Cycle Lower Heating Value (LHV) Heat Rate	2.7435	kJ/kW-sec

Отчет выполнения команды «запуск цикла»:

GateCycle(tm) Analysis Program

Version 6.0.0.4

32-bit version for Windows 2000, XP, 2003 Server

GE Energy

1631 Bently Parkway South, Minden, Nevada, USA 89423

+1 (775) 215-1818 fax: +1 (775) 215-2890

Burggasse 17, 8010 Graz, Austria

+43 316 674422 fax: +43 316 67442211

GateCycle Development was Sponsored in part by EPRI

05/17/15 12:31:57

(выше - единый шаблон шапки отчета. Далее не будет отображаться)

Model: STD_GT Standard Gas Turbine Test Mdl

Case: STD_GT Std GT is always OffDesign

This is the design-point reference case for this model.

There are 5 components in this model, out of a maximum of 400

Tolerances - Overall System: 0,0001 For Property Calcs: 0,0001

----- Reading All Component Input Data -----

GT (GT): inlet conditions set by connected component.

----- Finished Reading Component Data -----

----- Checking Mass Balance Set-Up -----

This section finds which outlet flow rates are controlled by downstream components

AIR (GAS): exit flow rate controlled (set) by GT port Inlet Air

FUEL (GAS): exit flow rate controlled (set) by GT port Primary Fuel Inlet

----- Completed Mass Balance Check -----

----- Reading Macro Information -----

----- Finished Reading Macro Information -----

```

----- Checking Pressure Control Set-Up -----
This section finds where upstream pressure control signals start
----- Completed Pressure Control Check -----
%% Starting CYCLE calculations . . .
Elapsed program time: 00:00:00
%% Iteration 1 in main calculation loop
%% 1 components not converged.
%% Maximum residual is      1
-> Net system power=    10,324 System efficiency=    36,448
Elapsed program time: 00:00:00
-----
%% Iteration 2 in main calculation loop
%% All components converged, but continuing
%% because minimum system iterations = 5.
-> Net system power=    10,324 System efficiency=    36,448
Elapsed program time: 00:00:00
-----
%% Iteration 3 in main calculation loop
%% All components converged, but continuing
%% because minimum system iterations = 5.
-> Net system power=    10,324 System efficiency=    36,448
Elapsed program time: 00:00:00
-----
%% Iteration 4 in main calculation loop
%% All components converged, but continuing
%% until two iterations converged in a row
-> Net system power=    10,324 System efficiency=    36,448
%% All components converged in 5 iterations!
%% Maximum residual is      0

```

Writing results back to EASE+ database . . .

```

=====
||                CYCLE SYSTEM RESULTS
||
|| Gas Turbine Power: 10,3 MW  System Heat Rate: 9361 Btu/kWh
|| System Power: 10,3 MW  System Efficiency: 36,4 % (LHV)
=====

```

```

***                ERROR COUNT: FINAL ITERATION ONLY                ***
*** System errors: 0    System warnings: 0    ***
*** Component errors: 0  Components warnings: 0  ***
*** Property errors: 0  Property warnings: 0    ***

```

05/17/15 12:31:59 Elapsed program time: 00:00:02

Приложение Б

Детальный отчет модели ГТУ

Таблица Б.1 – Основные характеристики модели ГТУ

Variable	GT_test_outlet1	Unit
Ambient Temperature	288.7056	K
Ambient Pressure	101.3253	kPa
Ambient Relative Humidity	0.6	
Net Cycle Power	70525.64	kW
Net Cycle Lower Heating Value (LHV) Efficiency	34.8026	%
Net Cycle Lower Heating Value (LHV) Heat Rate	2.8732	kJ/kW-sec
Net Gas Turbine Power	70525.64	kW
GT Shaft Power	71600	kW
GT Generator Losses	1074.356	kW
GT Simple-Cycle Lower Heating Value (LHV) Efficiency	34.8026	%
Total Lower Heating Value (LHV) Fuel Cons.	202637.2	kJ/sec
Adjusted Cycle Lower Heating Value (LHV) Efficiency	34.8026	%
Adj. Cycle Lower Heating Value (LHV) Heat Rate	2.8732	kJ/kW-sec

Отчет выполнения команды «запуск цикла»:

05/17/15 12:44:33

Model: GT_test_outlet1 Data GT curve testing model

Case: GT_test_outlet1 Data GT - always 'off-design'

This is the design-point reference case for this model.

There are 4 components in this model, out of a maximum of 400

Tolerances - Overall System: 0,0001 For Property Calcs: 0,0001

DCMPOS: no stm path components found.

----- Reading All Component Input Data -----

----- Finished Reading Component Data -----

GT 1 (GTDATA): inlet conditions set by connected component.

GT 1 fuel port connected: fuel will be externally set

----- Checking Mass Balance Set-Up -----

This section finds which outlet flow rates are controlled by downstream components

AIR (GAS): exit flow rate controlled (set) by GT 1 port Inlet Air

----- Completed Mass Balance Check -----

----- Reading Macro Information -----

----- Finished Reading Macro Information -----

----- Checking Pressure Control Set-Up -----

This section finds where upstream pressure control signals start

----- Completed Pressure Control Check -----

%% Starting CYCLE calculations . . .

Elapsed program time: 00:00:00

%% Iteration 1 in main calculation loop

%% All components converged, but continuing

%% because minimum system iterations = 5.

-> Net system power= 70,526 System efficiency= 34,803

Elapsed program time: 00:00:00

%% Iteration 2 in main calculation loop
%% All components converged, but continuing
%% because minimum system iterations = 5.
-> Net system power= 70,526 System efficiency= 34,803
Elapsed program time: 00:00:00

%% Iteration 3 in main calculation loop
%% All components converged, but continuing
%% because minimum system iterations = 5.
-> Net system power= 70,526 System efficiency= 34,803
Elapsed program time: 00:00:00

%% Iteration 4 in main calculation loop
%% All components converged, but continuing
%% until two iterations converged in a row
-> Net system power= 70,526 System efficiency= 34,803

%% All components converged in 5 iterations!
%% Maximum residual is 0

Writing results back to EASE+ database . . .

||
|| CYCLE SYSTEM RESULTS
||
|| Gas Turbine Power: 70,5 MW System Heat Rate: 9804 Btu/kWh
|| System Power: 70,5 MW System Efficiency: 34,8 % (LHV)
||

*** ERROR COUNT: FINAL ITERATION ONLY

*** System errors: 0 System warnings: 0
*** Component errors: 0 Components warnings: 0
*** Property errors: 0 Property warnings: 0

05/17/15 12:44:35 Elapsed program time: 00:00:02

Приложение В.1

Детальный отчет модели ГТУ «V64.3A»

Таблица В.1 – Основные характеристики модели ГТУ

Variable	GT_self	Unit
Ambient Temperature	288.15	K
Ambient Pressure	101.32	kPa
Ambient Relative Humidity	0.6	
Net Cycle Power	77521.92	kW
Net Cycle Lower Heating Value (LHV) Efficiency	37.3964	%
Net Cycle Lower Heating Value (LHV) Heat Rate	2.674	kJ/kW-sec
Net Gas Turbine Power	77521.92	kW
GT Shaft Power	79824.76	kW
GT Generator Losses	1197.37	kW
GT Simple-Cycle Lower Heating Value (LHV) Efficiency	37.3964	%
Total Lower Heating Value (LHV) Fuel Cons.	207289.8	kJ/sec
Adjusted Cycle Lower Heating Value (LHV) Efficiency	37.3964	%
Adj. Cycle Lower Heating Value (LHV) Heat Rate	2.674	kJ/kW-sec

Отчет выполнения команды «запуск цикла»:

05/17/15 12:53:31

Model: GT_self

Case: GT_self

This is the design-point reference case for this model.

There are 6 components in this model, out of a maximum of 400

Tolerances - Overall System: 0,0001 For Property Calcs: 0,0001

DCMPOS: no stm path components found.

----- Reading All Component Input Data -----

GT1 (GT): inlet conditions set by connected component.

GT1 fuel port connected: fuel will be externally set

----- Finished Reading Component Data -----

** WARNING - GAS2 Input LHV more than 2% off from expected value.

Input Value for LHV[kJ/kg] 49090 Expected value[kJ/kg] 47499

Please check your fuel composition

----- Checking Mass Balance Set-Up -----

This section finds which outlet flow rates are controlled by downstream components

AIR (GAS): exit flow rate controlled (set) by GT1 port Inlet Air

C1 (GTCOMP): main exit flow (port 1) controlled (set) by GT1 port Primary Fuel Inlet

CHKDWN: Demand flag has changed, redoing the checking.

AIR (GAS): exit flow rate controlled (set) by GT1 port Inlet Air

C1 (GTCOMP): main exit flow (port 1) controlled (set) by GT1 port Primary Fuel Inlet

GAS2 (GAS): exit flow rate controlled (set) by C1 port Inlet

----- Completed Mass Balance Check -----

----- Reading Macro Information -----

----- Finished Reading Macro Information -----

----- Checking Pressure Control Set-Up -----

This section finds where upstream pressure control signals start

----- Completed Pressure Control Check -----

%% Starting CYCLE calculations . . .
** WARNING - GAS2 Input LHV more than 2% off from expected value.
Input Value for LHV[kJ/kg] 49090 Expected value[kJ/kg] 47499
Please check your fuel composition
** WARNING - GAS2 Input LHV more than 2% off from expected value.
Input Value for LHV[kJ/kg] 49090 Expected value[kJ/kg] 47499
Please check your fuel composition
Elapsed program time: 00:00:01

%% Iteration 1 in main calculation loop
%% 3 components not converged.
%% Maximum residual is 1
-> Net system power= 77,522 System efficiency= 37,396
** WARNING - GAS2 Input LHV more than 2% off from expected value.
Input Value for LHV[kJ/kg] 49090 Expected value[kJ/kg] 47499
Please check your fuel composition
** WARNING - GAS2 Input LHV more than 2% off from expected value.
Input Value for LHV[kJ/kg] 49090 Expected value[kJ/kg] 47499
Please check your fuel composition
Elapsed program time: 00:00:01

%% Iteration 2 in main calculation loop
%% All components converged, but continuing
%% because minimum system iterations = 5.
-> Net system power= 77,522 System efficiency= 37,396
** WARNING - GAS2 Input LHV more than 2% off from expected value.
Input Value for LHV[kJ/kg] 49090 Expected value[kJ/kg] 47499
Please check your fuel composition
** WARNING - GAS2 Input LHV more than 2% off from expected value.
Input Value for LHV[kJ/kg] 49090 Expected value[kJ/kg] 47499
Please check your fuel composition
Elapsed program time: 00:00:01

%% Iteration 3 in main calculation loop
%% All components converged, but continuing
%% because minimum system iterations = 5.
-> Net system power= 77,522 System efficiency= 37,396
** WARNING - GAS2 Input LHV more than 2% off from expected value.
Input Value for LHV[kJ/kg] 49090 Expected value[kJ/kg] 47499
Please check your fuel composition
** WARNING - GAS2 Input LHV more than 2% off from expected value.
Input Value for LHV[kJ/kg] 49090 Expected value[kJ/kg] 47499
Please check your fuel composition
Elapsed program time: 00:00:01

%% Iteration 4 in main calculation loop
%% All components converged, but continuing
%% until two iterations converged in a row
-> Net system power= 77,522 System efficiency= 37,396
** WARNING - GAS2 Input LHV more than 2% off from expected value.

Input Value for LHV[kJ/kg] 49090 Expected value[kJ/kg] 47499
Please check your fuel composition
** WARNING - GAS2 Input LHV more than 2% off from expected value.
Input Value for LHV[kJ/kg] 49090 Expected value[kJ/kg] 47499
Please check your fuel composition

%% All components converged in 5 iterations!
%% Maximum residual is 0
Writing results back to EASE+ database . . .

=====
||
|| CYCLE SYSTEM RESULTS
||
|| Gas Turbine Power: 77,5 MW System Heat Rate: 9124 Btu/kWh
|| System Power: 77,5 MW System Efficiency: 37,4 % (LHV)
||
=====

*** ERROR COUNT: FINAL ITERATION ONLY

*** System errors: 0 System warnings: 0
*** Component errors: 0 Components warnings: 2
*** Property errors: 0 Property warnings: 0

05/17/15 12:53:35 Elapsed program time: 00:00:04

Приложение В.2

Детальный отчет модели ГТУ с впрыском пара

Таблица В.2 – Основные характеристики модели ГТУ

Variable	GT_self_addsteam	Unit
Ambient Temperature	288.15	K
Ambient Pressure	101.32	kPa
Ambient Relative Humidity	0.6	
Net Cycle Power	79342.48	kW
Net Cycle Lower Heating Value (LHV) Efficiency	37.8105	%
Net Cycle Lower Heating Value (LHV) Heat Rate	2.6447	kJ/kW-sec
Net Gas Turbine Power	79342.48	kW
GT Shaft Power	81685.29	kW
GT Generator Losses	1225.278	kW
GT Simple-Cycle Lower Heating Value (LHV) Efficiency	37.8105	%
Total Lower Heating Value (LHV) Fuel Cons.	209834.6	kJ/sec
Adjusted Cycle Lower Heating Value (LHV) Efficiency	37.8105	%
Adj. Cycle Lower Heating Value (LHV) Heat Rate	2.6447	kJ/kW-sec

Отчет выполнения команды «запуск цикла»:

05/17/15 13:07:02

Model: GT_self_addsteam

Case: GT_self_addsteam

This is the design-point reference case for this model.

There are 7 components in this model, out of a maximum of 400

Tolerances - Overall System: 0,0001 For Property Calcs: 0,0001

----- Reading All Component Input Data -----

GT1 (GT): inlet conditions set by connected component.

GT1 fuel port connected: fuel will be externally set

----- Finished Reading Component Data -----

** WARNING - GAS2 Input LHV more than 2% off from expected value.

Input Value for LHV[kJ/kg] 49090 Expected value[kJ/kg] 47499

Please check your fuel composition

----- Checking Mass Balance Set-Up -----

This section finds which outlet flow rates are controlled by downstream components

AIR (GAS): exit flow rate controlled (set) by GT1 port Inlet Air

C1 (GTCOMP): main exit flow (port 1) controlled (set) by GT1 port Primary Fuel Inlet

CHKDWN: Demand flag has changed, redoing the checking.

AIR (GAS): exit flow rate controlled (set) by GT1 port Inlet Air

C1 (GTCOMP): main exit flow (port 1) controlled (set) by GT1 port Primary Fuel Inlet

GAS2 (GAS): exit flow rate controlled (set) by C1 port Inlet

----- Completed Mass Balance Check -----

----- Reading Macro Information -----

----- Finished Reading Macro Information -----

----- Checking Pressure Control Set-Up -----

This section finds where upstream pressure control signals start

----- Completed Pressure Control Check -----

%% Starting CYCLE calculations . . .
** WARNING - GAS2 Input LHV more than 2% off from expected value.
Input Value for LHV[kJ/kg] 49090 Expected value[kJ/kg] 47499
Please check your fuel composition
** WARNING - GAS2 Input LHV more than 2% off from expected value.
Input Value for LHV[kJ/kg] 49090 Expected value[kJ/kg] 47499
Please check your fuel composition
Elapsed program time: 00:00:00

%% Iteration 1 in main calculation loop
%% 3 components not converged.
%% Maximum residual is 1
-> Net system power= 79,342 System efficiency= 37,81
** WARNING - GAS2 Input LHV more than 2% off from expected value.
Input Value for LHV[kJ/kg] 49090 Expected value[kJ/kg] 47499
Please check your fuel composition
** WARNING - GAS2 Input LHV more than 2% off from expected value.
Input Value for LHV[kJ/kg] 49090 Expected value[kJ/kg] 47499
Please check your fuel composition
Elapsed program time: 00:00:00

%% Iteration 2 in main calculation loop
%% All components converged, but continuing
%% because minimum system iterations = 5.
-> Net system power= 79,342 System efficiency= 37,81
** WARNING - GAS2 Input LHV more than 2% off from expected value.
Input Value for LHV[kJ/kg] 49090 Expected value[kJ/kg] 47499
Please check your fuel composition
** WARNING - GAS2 Input LHV more than 2% off from expected value.
Input Value for LHV[kJ/kg] 49090 Expected value[kJ/kg] 47499
Please check your fuel composition
Elapsed program time: 00:00:00

%% Iteration 3 in main calculation loop
%% All components converged, but continuing
%% because minimum system iterations = 5.
-> Net system power= 79,342 System efficiency= 37,81
** WARNING - GAS2 Input LHV more than 2% off from expected value.
Input Value for LHV[kJ/kg] 49090 Expected value[kJ/kg] 47499
Please check your fuel composition
** WARNING - GAS2 Input LHV more than 2% off from expected value.
Input Value for LHV[kJ/kg] 49090 Expected value[kJ/kg] 47499
Please check your fuel composition
Elapsed program time: 00:00:00

%% Iteration 4 in main calculation loop
%% All components converged, but continuing
%% until two iterations converged in a row
-> Net system power= 79,342 System efficiency= 37,81
** WARNING - GAS2 Input LHV more than 2% off from expected value.
Input Value for LHV[kJ/kg] 49090 Expected value[kJ/kg] 47499
Please check your fuel composition

** WARNING - GAS2 Input LHV more than 2% off from expected value.
Input Value for LHV[kJ/kg] 49090 Expected value[kJ/kg] 47499
Please check your fuel composition

%% All components converged in 5 iterations!
%% Maximum residual is 0
Writing results back to EASE+ database . . .

||
|| CYCLE SYSTEM RESULTS
||
|| Gas Turbine Power: 79,3 MW System Heat Rate: 9024 Btu/kWh
|| System Power: 79,3 MW System Efficiency: 37,8 % (LHV)
||

*** ERROR COUNT: FINAL ITERATION ONLY

*** System errors: 0 System warnings: 0
*** Component errors: 0 Components warnings: 2
*** Property errors: 0 Property warnings: 0

05/17/15 13:07:05 Elapsed program time: 00:00:03

Приложение В.3

Детальный отчет модели ГТУ с ДУ

Таблица В.3 – Основные характеристики модели ГТУ

Variable	GT_ductburneradd	Unit
Ambient Temperature	288.15	K
Ambient Pressure	101.32	kPa
Ambient Relative Humidity	0.6	
Net Cycle Power	77528.09	kW
Net Cycle Lower Heating Value (LHV) Efficiency	37.0945	%
Net Cycle Lower Heating Value (LHV) Heat Rate	2.6957	kJ/kW-sec
Net Gas Turbine Power	77528.09	kW
GT Shaft Power	79831.08	kW
GT Generator Losses	1197.465	kW
Total Lower Heating Value (LHV) Fuel Cons.	208993.8	kJ/sec
Adjusted Cycle Lower Heating Value (LHV) Efficiency	37.0945	%
Adj. Cycle Lower Heating Value (LHV) Heat Rate	2.6957	kJ/kW-sec

Отчет выполнения команды «запуск цикла»:

05/19/15 13:10:53

Model: GT_ductburneradd

Case: GT_ductburneradd

This is the design-point reference case for this model.

There are 7 components in this model, out of a maximum of 400

Tolerances - Overall System: 0,0001 For Property Calcs: 0,0001

DCMPOS: no stm path components found.

----- Reading All Component Input Data -----

GT1 (GT): inlet conditions set by connected component.

GT1 fuel port connected: fuel will be externally set

----- Finished Reading Component Data -----

** WARNING - GAS2 Input LHV more than 2% off from expected value.

Input Value for LHV[kJ/kg] 49090 Expected value[kJ/kg] 47499

Please check your fuel composition

----- Checking Mass Balance Set-Up -----

This section finds which outlet flow rates are controlled by downstream components

AIR (GAS): exit flow rate controlled (set) by GT1 port Inlet Air

C1 (GTCOMP): main exit flow (port 1) controlled (set) by GT1 port Primary Fuel Inlet

CHKDWN: Demand flag has changed, redoing the checking.

AIR (GAS): exit flow rate controlled (set) by GT1 port Inlet Air

C1 (GTCOMP): main exit flow (port 1) controlled (set) by GT1 port Primary Fuel Inlet

GAS2 (GAS): exit flow rate controlled (set) by C1 port Inlet

----- Completed Mass Balance Check -----

----- Reading Macro Information -----

----- Finished Reading Macro Information -----

----- Checking Pressure Control Set-Up -----

This section finds where upstream pressure control signals start

----- Completed Pressure Control Check -----

%% Starting CYCLE calculations . . .

** WARNING - GAS2 Input LHV more than 2% off from expected value.
Input Value for LHV[kJ/kg] 49090 Expected value[kJ/kg] 47499
Please check your fuel composition
** WARNING - GAS2 Input LHV more than 2% off from expected value.
Input Value for LHV[kJ/kg] 49090 Expected value[kJ/kg] 47499
Please check your fuel composition
Elapsed program time: 00:00:00

%% Iteration 1 in main calculation loop
%% 4 components not converged.
%% Maximum residual is 1
-> Net system power= 77,528 System efficiency= 37,094
** WARNING - GAS2 Input LHV more than 2% off from expected value.
Input Value for LHV[kJ/kg] 49090 Expected value[kJ/kg] 47499
Please check your fuel composition
** WARNING - GAS2 Input LHV more than 2% off from expected value.
Input Value for LHV[kJ/kg] 49090 Expected value[kJ/kg] 47499
Please check your fuel composition
Elapsed program time: 00:00:00

%% Iteration 2 in main calculation loop
%% All components converged, but continuing
%% because minimum system iterations = 5.
-> Net system power= 77,528 System efficiency= 37,094
** WARNING - GAS2 Input LHV more than 2% off from expected value.
Input Value for LHV[kJ/kg] 49090 Expected value[kJ/kg] 47499
Please check your fuel composition
** WARNING - GAS2 Input LHV more than 2% off from expected value.
Input Value for LHV[kJ/kg] 49090 Expected value[kJ/kg] 47499
Please check your fuel composition
Elapsed program time: 00:00:00

%% Iteration 3 in main calculation loop
%% All components converged, but continuing
%% because minimum system iterations = 5.
-> Net system power= 77,528 System efficiency= 37,094
** WARNING - GAS2 Input LHV more than 2% off from expected value.
Input Value for LHV[kJ/kg] 49090 Expected value[kJ/kg] 47499
Please check your fuel composition
** WARNING - GAS2 Input LHV more than 2% off from expected value.
Input Value for LHV[kJ/kg] 49090 Expected value[kJ/kg] 47499
Please check your fuel composition
Elapsed program time: 00:00:00

%% Iteration 4 in main calculation loop
%% All components converged, but continuing
%% until two iterations converged in a row
-> Net system power= 77,528 System efficiency= 37,094
** WARNING - GAS2 Input LHV more than 2% off from expected value.
Input Value for LHV[kJ/kg] 49090 Expected value[kJ/kg] 47499
Please check your fuel composition

** WARNING - GAS2 Input LHV more than 2% off from expected value.
Input Value for LHV[kJ/kg] 49090 Expected value[kJ/kg] 47499
Please check your fuel composition

%% All components converged in 5 iterations!

%% Maximum residual is 0

Writing results back to EASE+ database . . .

=====
||
||
||
||
||
||
||

CYCLE SYSTEM RESULTS

Gas Turbine Power: 77,5 MW System Heat Rate: 9198 Btu/kWh

System Power: 77,5 MW System Efficiency: 37,1 % (LHV)

=====

ERROR COUNT: FINAL ITERATION ONLY

*** System errors: 0 System warnings: 0

*** Component errors: 0 Components warnings: 2

*** Property errors: 0 Property warnings: 0

05/19/15 13:10:55 Elapsed program time: 00:00:02

Приложение Г.1

Детальный отчет модели ГТУ с ГВТО

Таблица Г.1 – Основные характеристики модели ГТУ

Variable	GT_GVTO	Unit
Ambient Temperature	288.15	K
Ambient Pressure	101.32	kPa
Ambient Relative Humidity	0.6	
Net Cycle Power	74455.67	kW
Net Cycle Lower Heating Value (LHV) Efficiency	37.3842	%
Net Cycle Lower Heating Value (LHV) Heat Rate	2.6748	kJ/kW-sec
Net Gas Turbine Power	74455.67	kW
GT Shaft Power	75709.16	kW
GT Generator Losses	1130.49	kW
GT Auxiliary and BOP Losses	122.9965	kW
Total Lower Heating Value (LHV) Fuel Cons.	199155.8	kJ/sec
Adjusted Cycle Lower Heating Value (LHV) Efficiency	37.3842	%
Adj. Cycle Lower Heating Value (LHV) Heat Rate	2.6748	kJ/kW-sec

Отчет выполнения команды «запуск цикла»:

05/19/15 13:15:11

Model: GT_GVTO

Case: GT_GVTO

This is the design-point reference case for this model.

There are 9 components in this model, out of a maximum of 400

Tolerances - Overall System: 0,0001 For Property Calcs: 0,0001

----- Reading All Component Input Data -----

GT1 (GT): inlet conditions set by connected component.

GT1 fuel port connected: fuel will be externally set

----- Finished Reading Component Data -----

** WARNING - GAS2 Input LHV more than 2% off from expected value.

Input Value for LHV[kJ/kg] 45022 Expected value[kJ/kg] 47499

Please check your fuel composition

----- Checking Mass Balance Set-Up -----

This section finds which outlet flow rates are controlled by downstream components

GAS1 (GAS): exit flow rate controlled (set) by GT1 port Inlet Air

C1 (GTCOMP): main exit flow (port 1) controlled (set) by GT1 port Primary Fuel Inlet

CHKDWN: Demand flag has changed, redoing the checking.

GAS1 (GAS): exit flow rate controlled (set) by GT1 port Inlet Air

C1 (GTCOMP): main exit flow (port 1) controlled (set) by GT1 port Primary Fuel Inlet

GAS2 (GAS): exit flow rate controlled (set) by C1 port Inlet

----- Completed Mass Balance Check -----

----- Reading Macro Information -----

----- Finished Reading Macro Information -----

----- Checking Pressure Control Set-Up -----

This section finds where upstream pressure control signals start

----- Completed Pressure Control Check -----

%% Starting CYCLE calculations . . .

** WARNING - GAS2 Input LHV more than 2% off from expected value.
Input Value for LHV[kJ/kg] 45022 Expected value[kJ/kg] 47499
Please check your fuel composition

** WARNING - GAS2 Input LHV more than 2% off from expected value.
Input Value for LHV[kJ/kg] 45022 Expected value[kJ/kg] 47499
Please check your fuel composition

Elapsed program time: 00:00:01

%% Iteration 1 in main calculation loop

%% 4 components not converged.

%% Maximum residual is 1

-> Net system power= 74,456 System efficiency= 37,384

** WARNING - GAS2 Input LHV more than 2% off from expected value.
Input Value for LHV[kJ/kg] 45022 Expected value[kJ/kg] 47499
Please check your fuel composition

** WARNING - GAS2 Input LHV more than 2% off from expected value.
Input Value for LHV[kJ/kg] 45022 Expected value[kJ/kg] 47499
Please check your fuel composition

Elapsed program time: 00:00:01

%% Iteration 2 in main calculation loop

%% All components converged, but continuing

%% because minimum system iterations = 5.

-> Net system power= 74,456 System efficiency= 37,384

** WARNING - GAS2 Input LHV more than 2% off from expected value.
Input Value for LHV[kJ/kg] 45022 Expected value[kJ/kg] 47499
Please check your fuel composition

** WARNING - GAS2 Input LHV more than 2% off from expected value.
Input Value for LHV[kJ/kg] 45022 Expected value[kJ/kg] 47499
Please check your fuel composition

Elapsed program time: 00:00:01

%% Iteration 3 in main calculation loop

%% All components converged, but continuing

%% because minimum system iterations = 5.

-> Net system power= 74,456 System efficiency= 37,384

** WARNING - GAS2 Input LHV more than 2% off from expected value.
Input Value for LHV[kJ/kg] 45022 Expected value[kJ/kg] 47499
Please check your fuel composition

** WARNING - GAS2 Input LHV more than 2% off from expected value.
Input Value for LHV[kJ/kg] 45022 Expected value[kJ/kg] 47499
Please check your fuel composition

Elapsed program time: 00:00:01

%% Iteration 4 in main calculation loop

%% All components converged, but continuing

%% until two iterations converged in a row

-> Net system power= 74,456 System efficiency= 37,384

** WARNING - GAS2 Input LHV more than 2% off from expected value.
Input Value for LHV[kJ/kg] 45022 Expected value[kJ/kg] 47499
Please check your fuel composition

** WARNING - GAS2 Input LHV more than 2% off from expected value.

Input Value for LHV[kJ/kg] 45022 Expected value[kJ/kg] 47499
Please check your fuel composition

%% All components converged in 5 iterations!

%% Maximum residual is 0

Writing results back to EASE+ database . . .

=====

||
||
||
||
||
||
||
||
||
||

CYCLE SYSTEM RESULTS

Gas Turbine Power: 74,5 MW System Heat Rate: 9127 Btu/kWh
System Power: 74,5 MW System Efficiency: 37,4 % (LHV)

=====

ERROR COUNT: FINAL ITERATION ONLY

System errors: 0 System warnings: 0
Component errors: 0 Components warnings: 2
Property errors: 0 Property warnings: 0

05/19/15 13:15:13 Elapsed program time: 00:00:02

Приложение Г.2

Детальный отчет модели ГТУ-ТЭЦ с ДК

Таблица Г.2 – Основные характеристики модели ГТУ

Variable	Model GT-Q_dkadded	Unit
Ambient Temperature	288.15	K
Ambient Pressure	101.32	kPa
Ambient Relative Humidity	0.6	
Net Cycle Power	69154.73	kW
Net Cycle Lower Heating Value (LHV) Heat Rate	2.1769	kJ/kW-sec
Net Gas Turbine Power	69455.05	kW
GT Shaft Power	70507.2	kW
GT Generator Losses	1052.143	kW
GT Auxiliary and BOP Losses	0	kW
GT Simple-Cycle Lower Heating Value (LHV) Efficiency	46.1338	%
Total Lower Heating Value (LHV) Fuel Cons.	150545.7	kJ/sec
Adjusted Cycle Lower Heating Value (LHV) Efficiency	45.9343	%
Adj. Cycle Lower Heating Value (LHV) Heat Rate	2.1769	kJ/kW-sec

Отчет выполнения команды «запуск цикла»:

05/20/15 12:20:03

Model: Model GT-Q_dkadded

Case: Model GT-Q_dkadded

This is the design-point reference case for this model.

There are 27 components in this model, out of a maximum of 400

Tolerances - Overall System: 0,0001 For Property Calcs: 0,0001

----- Reading All Component Input Data -----

----- Finished Reading Component Data -----

** WARNING - GAS1 Input LHV more than 2% off from expected value.

Input Value for LHV[kJ/kg] 35590 Expected value[kJ/kg] 47600

Please check your fuel composition

GTD1 (GTDATA): inlet conditions set by connected component.

** WARNING - GTD1 (GTDATA): Inlet Pressure Drop - Input Out of Range

Input value was =[kPa] -1,782

Minimum allowed value is =[kPa] -0,00024909

Maximum allowed value is =[kPa] 19,927

Continuing with default value =[kPa] 0

** WARNING - GTD1 (GTDATA): Outlet HRSG Pressure Drop - Input Out of Range

Input value was =[kPa] 1300,2

Minimum allowed value is =[kPa] -0,00024909

Maximum allowed value is =[kPa] 19,927

Continuing with default value =[kPa] 0

GTD1 fuel port connected: fuel will be externally set

----- Checking Mass Balance Set-Up -----

This section finds which outlet flow rates are controlled by downstream components

GAS2 (GAS): exit flow rate controlled (set) by GTD1 port Inlet Air

DRUM1 (DRUM): main BFW exit flow (port 1) controlled (set) by EVAP1 port Water Inlet

DA1 (DEAER): main BFW exit demand flow rate controlled (set) by DRUM1 port Main BFW Inlet
 SRC1 (SOURCE): exit flow rate controlled (set) by DA1 port Main BFW Inlet
 HX1 (HEATX): demand flow rate from cold exit controlled (set) by SP3 port Inlet
 CHKDWN: Demand flag has changed, redoing the checking.
 GAS2 (GAS): exit flow rate controlled (set) by GTD1 port Inlet Air
 DRUM1 (DRUM): main BFW exit flow (port 1) controlled (set) by EVAP1 port Water Inlet
 DA1 (DEAER): main BFW exit demand flow rate controlled (set) by DRUM1 port Main BFW Inlet
 SRC1 (SOURCE): exit flow rate controlled (set) by DA1 port Main BFW Inlet
 M1 (MIXER): demand flow rate from exit controlled (set) by HX1 port Cold Inlet
 HX1 (HEATX): demand flow rate from cold exit controlled (set) by SP3 port Inlet
 SRC2 (SOURCE): exit flow rate controlled (set) by M1 port Secondary Inlet
 ----- Completed Mass Balance Check -----
 ----- Reading Macro Information -----
 ----- Finished Reading Macro Information -----
 ----- Checking Pressure Control Set-Up -----
 This section finds where upstream pressure control signals start
 DRUM1 (DRUM): Pressure control at inlet.
 EXH1 (EXH): Pressure control at inlet.
 ----- Completed Pressure Control Check -----

%% Starting CYCLE calculations . . .

** WARNING - GAS1 Input LHV more than 2% off from expected value.

Input Value for LHV[kJ/kg] 35590 Expected value[kJ/kg] 47600

Please check your fuel composition

** WARNING - ECON1 (ECON): Effectiveness Limited!

** WARNING - EXH1 (EXH): Stack temperature lower than User-defined limit in icon.

--> Current exhaust T: [K] 357,11 User defined minimum: [K] 363,15

--> This warning is triggered by the Stack Warning

Temperature input in the Stack icon.

To get rid of this warning,

you can do one of the following:

--> 1) Decrease the Stack Warning Temperature limit
in the exhaust icon.

--> 2) Make the last heat exchanger (usually an
economizer) before the stack take less heat out of the gas.

-> In design, set the gas outlet temperature of the
economizer is greater than your minimum stack T.

-> In off-design, partially or fully bypass the
water around the last economizer.

--> 3) Increase the water inlet temperature going
into the last heat exchanger.

-> Recirculate water from the exit of the heat
exchanger or the deaerator to the inlet of
the heat exchanger by using a pump and a
temperature-controlled mixer icon.

** WARNING - GAS1 Input LHV more than 2% off from expected value.

Input Value for LHV[kJ/kg] 35590 Expected value[kJ/kg] 47600

Please check your fuel composition

** WARNING - ECON1 (ECON): Effectiveness Limited!

** WARNING - EXH1 (EXH): Stack temperature lower than User-defined limit in icon.
 --> Current exhaust T: [K] 357,11 User defined minimum: [K] 363,15
 --> This warning is triggered by the Stack Warning Temperature input in the Stack icon.
 To get rid of this warning,
 you can do one of the following:
 --> 1) Decrease the Stack Warning Temperature limit in the exhaust icon.
 --> 2) Make the last heat exchanger (usually an economizer) before the stack take less heat out of the gas.
 -> In design, set the gas outlet temperature of the economizer is greater than your minimum stack T.
 -> In off-design, partially or fully bypass the water around the last economizer.
 --> 3) Increase the water inlet temperature going into the last heat exchanger.
 -> Recirculate water from the exit of the heat exchanger or the deaerator to the inlet of the heat exchanger by using a pump and a temperature-controlled mixer icon.

** WARNING - ECON1 (ECON): Effectiveness Limited!
 Elapsed program time: 00:00:01

%% Iteration 1 in main calculation loop
 %% 16 components not converged.
 %% Maximum residual is 1
 -> Net system power= 69,155 System efficiency= 45,934
 ** WARNING - GAS1 Input LHV more than 2% off from expected value.
 Input Value for LHV[kJ/kg] 35590 Expected value[kJ/kg] 47600
 Please check your fuel composition
 ** WARNING - ECON1 (ECON): Effectiveness Limited!
 ** WARNING - EXH1 (EXH): Stack temperature lower than User-defined limit in icon.
 --> Current exhaust T: [K] 357,22 User defined minimum: [K] 363,15
 --> This warning is triggered by the Stack Warning Temperature input in the Stack icon.
 To get rid of this warning,
 you can do one of the following:
 --> 1) Decrease the Stack Warning Temperature limit in the exhaust icon.
 --> 2) Make the last heat exchanger (usually an economizer) before the stack take less heat out of the gas.
 -> In design, set the gas outlet temperature of the economizer is greater than your minimum stack T.
 -> In off-design, partially or fully bypass the water around the last economizer.
 --> 3) Increase the water inlet temperature going into the last heat exchanger.
 -> Recirculate water from the exit of the heat exchanger or the deaerator to the inlet of the heat exchanger by using a pump and a temperature-controlled mixer icon.

```

** WARNING - GAS1 Input LHV more than 2% off from expected value.
  Input Value for LHV[kJ/kg ]    35590 Expected value[kJ/kg ]    47600
  Please check your fuel composition
** WARNING - ECON1 (ECON): Effectiveness Limited!
** WARNING - EXH1 (EXH): Stack temperature lower than User-defined limit in icon.
--> Current exhaust T: [K      ]    357,22 User defined minimum: [K      ]    363,15
--> This warning is triggered by the Stack Warning
    Temperature input in the Stack icon.
    To get rid of this warning,
    you can do one of the following:
--> 1) Decrease the Stack Warning Temperature limit
    in the exhaust icon.
--> 2) Make the last heat exchanger (usually an
    economizer) before the stack take less heat out of the gas.
    -> In design, set the gas outlet temperature of the
        economizer is greater than your minimum stack T.
    -> In off-design, partially or fully bypass the
        water around the last economizer.
--> 3) Increase the water inlet temperature going
    into the last heat exchanger.
    -> Recirculate water from the exit of the heat
        exchanger or the deaerator to the inlet of
        the heat exchanger by using a pump and a
        temperature-controlled mixer icon.

```

```

** WARNING - ECON1 (ECON): Effectiveness Limited!

```

```

+-----+
| Checking cycle pressure distribution . . . |
+-----+
+-----+
| Pressure calculations have NOT converged. |
| Maximum P residual is    0,92763         |
+-----+

```

```

Maximum Pressure Residual was found in icon HX1
Elapsed program time: 00:00:01

```

```

%% Iteration  2 in main calculation loop
%%  8 components not converged.
%% Maximum residual is  0,0024461
-> Net system power=    69,155 System efficiency=    45,935
** WARNING - GAS1 Input LHV more than 2% off from expected value.
  Input Value for LHV[kJ/kg ]    35590 Expected value[kJ/kg ]    47600
  Please check your fuel composition
** WARNING - ECON1 (ECON): Effectiveness Limited!
** WARNING - GAS1 Input LHV more than 2% off from expected value.
  Input Value for LHV[kJ/kg ]    35590 Expected value[kJ/kg ]    47600
  Please check your fuel composition
** WARNING - ECON1 (ECON): Effectiveness Limited!
** WARNING - ECON1 (ECON): Effectiveness Limited!
component EXH1 not converged: resid =    12,818 tol = 0,00010
component HX1 not converged: resid =    0,015709 tol = 0,00010
component DUCT1 not converged: resid =    0,0064485 tol = 0,00010

```

component PUMP2 not converged: resid = 0,0029996 tol = 0,00010
Elapsed program time: 00:00:01

%% Iteration 3 in main calculation loop
%% 10 components not converged.
%% Maximum residual is 12,818
-> Net system power= 69,156 System efficiency= 45,935
** WARNING - GAS1 Input LHV more than 2% off from expected value.
Input Value for LHV[kJ/kg] 35590 Expected value[kJ/kg] 47600
Please check your fuel composition
** WARNING - ECON1 (ECON): Effectiveness Limited!
** WARNING - GAS1 Input LHV more than 2% off from expected value.
Input Value for LHV[kJ/kg] 35590 Expected value[kJ/kg] 47600
Please check your fuel composition
** WARNING - ECON1 (ECON): Effectiveness Limited!
** WARNING - ECON1 (ECON): Effectiveness Limited!
component PUMP1 not converged: resid = 0,0021254 tol = 0,00010
component DA1 not converged: resid = 0,0021253 tol = 0,00010
component ECON1 not converged: resid = 0,0017078 tol = 0,00010
component HX1 not converged: resid = 0,0011867 tol = 0,00010

+-----+
| Checking cycle pressure distribution . . . |
+-----+
+-----+
| Pressure calculations have converged. |
+-----+

Elapsed program time: 00:00:02

%% Iteration 4 in main calculation loop
%% 9 components not converged.
%% Maximum residual is 0,0021254
-> Net system power= 69,155 System efficiency= 45,934
** WARNING - GAS1 Input LHV more than 2% off from expected value.
Input Value for LHV[kJ/kg] 35590 Expected value[kJ/kg] 47600
Please check your fuel composition
** WARNING - ECON1 (ECON): Effectiveness Limited!
** WARNING - GAS1 Input LHV more than 2% off from expected value.
Input Value for LHV[kJ/kg] 35590 Expected value[kJ/kg] 47600
Please check your fuel composition
** WARNING - ECON1 (ECON): Effectiveness Limited!
** WARNING - ECON1 (ECON): Effectiveness Limited!
component PUMP2 not converged: resid = 0,002608 tol = 0,00010
component DA1 not converged: resid = 0,00042428 tol = 0,00010
component PUMP1 not converged: resid = 0,00042423 tol = 0,00010
component ECON1 not converged: resid = 0,00034092 tol = 0,00010

+-----+
| Checking cycle pressure distribution . . . |
+-----+
+-----+
| Pressure calculations have converged. |
+-----+

Elapsed program time: 00:00:02

```
%% Iteration 5 in main calculation loop      %%
%% 8 components not converged.              %%
%% Maximum residual is 0,002608            %%
-> Net system power= 69,155 System efficiency= 45,934
** WARNING - GAS1 Input LHV more than 2% off from expected value.
   Input Value for LHV[kJ/kg ] 35590 Expected value[kJ/kg ] 47600
   Please check your fuel composition
** WARNING - ECON1 (ECON): Effectiveness Limited!
** WARNING - GAS1 Input LHV more than 2% off from expected value.
   Input Value for LHV[kJ/kg ] 35590 Expected value[kJ/kg ] 47600
   Please check your fuel composition
** WARNING - ECON1 (ECON): Effectiveness Limited!
** WARNING - ECON1 (ECON): Effectiveness Limited!
component PUMP2 not converged: resid = 0,00052027 tol = 0,00010
component DA1 not converged: resid = 0,00025613 tol = 0,00010
component PUMP1 not converged: resid = 0,00025609 tol = 0,00010
component ECON1 not converged: resid = 0,00020583 tol = 0,00010
+-----+
| Checking cycle pressure distribution . . . |
+-----+
+-----+
| Pressure calculations have converged.      |
+-----+
Elapsed program time: 00:00:02
```

```
%% Iteration 6 in main calculation loop
%% 8 components not converged.
%% Maximum residual is 0,00052027
-> Net system power= 69,155 System efficiency= 45,934
** WARNING - GAS1 Input LHV more than 2% off from expected value.
   Input Value for LHV[kJ/kg ] 35590 Expected value[kJ/kg ] 47600
   Please check your fuel composition
** WARNING - ECON1 (ECON): Effectiveness Limited!
** WARNING - GAS1 Input LHV more than 2% off from expected value.
   Input Value for LHV[kJ/kg ] 35590 Expected value[kJ/kg ] 47600
   Please check your fuel composition
** WARNING - ECON1 (ECON): Effectiveness Limited!
** WARNING - ECON1 (ECON): Effectiveness Limited!
component PUMP2 not converged: resid = 0,00031418 tol = 0,00010
component PUMP1 not converged: resid = 0,00011515 tol = 0,00010
component DA1 not converged: resid = 0,00011511 tol = 0,00010
+-----+
| Checking cycle pressure distribution . . . |
+-----+
+-----+
| Pressure calculations have converged.      |
+-----+
Elapsed program time: 00:00:02
```

```

%% Iteration 7 in main calculation loop
%% 3 components not converged.
%% Maximum residual is 0,00031418
-> Net system power= 69,155 System efficiency= 45,934
** WARNING - GAS1 Input LHV more than 2% off from expected value.
  Input Value for LHV[kJ/kg ] 35590 Expected value[kJ/kg ] 47600
  Please check your fuel composition
** WARNING - ECON1 (ECON): Effectiveness Limited!
** WARNING - GAS1 Input LHV more than 2% off from expected value.
  Input Value for LHV[kJ/kg ] 35590 Expected value[kJ/kg ] 47600
  Please check your fuel composition
** WARNING - ECON1 (ECON): Effectiveness Limited!
** WARNING - ECON1 (ECON): Effectiveness Limited!
component PUMP2 not converged: resid = 0,00014115 tol = 0,00010
+-----+
| Checking cycle pressure distribution . . . |
+-----+
+-----+
| Pressure calculations have converged.      |
+-----+
Elapsed program time: 00:00:02

```

```

%% Iteration 8 in main calculation loop
%% 1 components not converged.
%% Maximum residual is 0,00014115
-> Net system power= 69,155 System efficiency= 45,934
** WARNING - GAS1 Input LHV more than 2% off from expected value.
  Input Value for LHV[kJ/kg ] 35590 Expected value[kJ/kg ] 47600
  Please check your fuel composition
** WARNING - ECON1 (ECON): Effectiveness Limited!
** WARNING - GAS1 Input LHV more than 2% off from expected value.
  Input Value for LHV[kJ/kg ] 35590 Expected value[kJ/kg ] 47600
  Please check your fuel composition
** WARNING - ECON1 (ECON): Effectiveness Limited!
** WARNING - ECON1 (ECON): Effectiveness Limited!
All components converged. Largest resid = 6,7345e-005 for component PUMP2
+-----+
| Checking cycle pressure distribution . . . |
+-----+
+-----+
| Pressure calculations have converged.      |
+-----+
Elapsed program time: 00:00:02

```

```

%% Iteration 9 in main calculation loop
%% All components converged, but continuing
%% until two iterations converged in a row
-> Net system power= 69,155 System efficiency= 45,934
** WARNING - GAS1 Input LHV more than 2% off from expected value.
  Input Value for LHV[kJ/kg ] 35590 Expected value[kJ/kg ] 47600
  Please check your fuel composition

```



```

** WARNING - ECON1 (ECON): Effectiveness Limited!
** WARNING - GAS1 Input LHV more than 2% off from expected value.
  Input Value for LHV[kJ/kg  ]    35590 Expected value[kJ/kg  ]    47600
  Please check your fuel composition
** WARNING - ECON1 (ECON): Effectiveness Limited!
** WARNING - ECON1 (ECON): Effectiveness Limited!
All components converged. Largest resid = 6,9241e-005 for component PUMP2
+-----+
| Checking cycle pressure distribution . . . |
+-----+
%% All components converged in 10 iterations!
%% Maximum residual is 6,9241e-005
Writing results back to EASE+ database . . .

```

```

=====
||
||              CYCLE SYSTEM RESULTS
||
|| Gas Turbine Power: 69,5 MW  System Heat Rate: 7428 Btu/kWh
||   System Power: 69,2 MW  System Efficiency: 45,9 % (LHV)
||
=====

```

```

***                      ***
***      ERROR COUNT: FINAL ITERATION ONLY
***
***      System errors: 0      System warnings: 0
***      Component errors: 0  Components warnings: 5
***      Property errors: 0   Property warnings: 0
***
05/20/15 12:20:07  Elapsed program time: 00:00:04

```

Приложение Г.3

Расчет тепловой схемы ГТУ-ТЭЦ

Расчет состава и энтальпии продуктов сгорания газового топлива

А) Определяем теоретическое количество воздуха, необходимое для полного сгорания 1 м³ сухого газообразного топлива, м³/м³, используя формулу:

$$V_0 = 0,0476 \cdot [0,5 \cdot (H_2 + CO) + \sum(m+n/4) \cdot C_m H_n + 1,5 \cdot H_2S - O_2] \quad (1)$$

где:

расчетные характеристики для выбранного газотурбинного топлива:

объемные содержания компонентов топлива (%):

CH₄ = 98,67%, C₂H₆ = 0,16%, C₃H₈ = 0,08%, C₄H₁₀ = 0,01%, CO₂ = 0,08%, N₂ = 1%,

Q_H^p = 35,59 МДж/м³ = 8500 ккал/м³, ρ₀ = 0,725 кг/м³.

тогда, с учетом этого:

$$V_0 = 0,0476 \cdot [(0,5 \cdot 0) + (1 + 4/4) \cdot 98,67 + (2 + 6/4) \cdot 0,16 + (3 + 8/4) \cdot 0,08 + (4 + 10/4) \cdot 0,01] + 1,5 \cdot 0 = 9,442 \text{ м}^3/\text{м}^3.$$

Б) Определяем объемный состав (м³/м³) продуктов сгорания газообразного топлива по следующим формулам:

$$V_{N_2} = 0,79 \cdot V_0 \cdot \alpha + N_2/100 \quad (2)$$

$$V_{RO_2} = 0,01 \cdot (CO + CO_2 + H_2S + \sum m \cdot C_m H_n) \quad (3)$$

$$V_{H_2O} = 0,01 \cdot [H_2 + \sum(n/2) \cdot C_m H_n + 0,124 \cdot d_{г.тл.}] + 0,0161 \cdot V_0 \cdot \alpha \quad (4)$$

$$V_{O_2} = 0,21 \cdot (\alpha - 1) \cdot V_0 \quad (5)$$

где:

d_{г.тл.} – влагосодержание газообразного топлива, отнесенное к 1 м³ сухого газа, г/м³

принимается d_{г.тл.} = 0;

α = 2,79.

$$V_{N_2} = 0,79 \cdot 9,442 \cdot 2,79 + 1/100 = 20,82 \text{ м}^3/\text{м}^3;$$

$$V_{RO_2} = 0,01 \cdot (0,08 + [1 \cdot 98,67 + 2 \cdot 0,16 + 3 \cdot 0,08 + 4 \cdot 0,01]) = 0,994 \text{ м}^3/\text{м}^3;$$

$$V_{H_2O} = 0,01 \cdot [(4/2) \cdot 98,67 + (6/2) \cdot 0,16 + (8/2) \cdot 0,08 + (10/2) \cdot 0,01] + 0,0161 \cdot 9,442 \cdot 2,79 = 2,406 \text{ м}^3/\text{м}^3;$$

$$V_{O_2} = 0,21 \cdot (2,79 - 1) \cdot 9,442 = 3,549 \text{ м}^3/\text{м}^3.$$

В) Определяем полный относительный объем продуктов сгорания газового топлива:

$$V_{\Gamma} = V_{N_2} + V_{RO_2} + V_{H_2O} + V_{O_2} \quad (6)$$

$$V_{\Gamma} = 20,82 + 0,994 + 2,406 + 3,549 = 27,768 \text{ м}^3/\text{м}^3.$$

Г) Находим объемные доли продуктов сгорания:

$$r_{N_2} = V_{N_2}/V_{\Gamma}; r_{H_2O} = V_{H_2O}/V_{\Gamma}; r_{RO_2} = V_{RO_2}/V_{\Gamma}; r_{O_2} = V_{O_2}/V_{\Gamma}; \quad (7)$$

$$\begin{aligned}r_{N_2} &= 20,82/27,768 = 0,749; \\r_{H_2O} &= 2,406/27,768 = 0,087; \\r_{RO_2} &= 0,994/27,768 = 0,036; \\r_{O_2} &= 3,549/27,768 = 0,128.\end{aligned}$$

Д) Определяем параметр β для газовой смеси известного состава из уравнения:

$$\begin{aligned}\beta_r &= 0,94 \cdot r_{N_2} + 4,00 \cdot r_{RO_2} + 2,20 \cdot r_{H_2O} + 1,23 \cdot r_{O_2} \\ \beta_r &= 0,94 \cdot 0,749 + 4 \cdot 0,036 + 2,20 \cdot 0,087 + 1,23 \cdot 0,128 = 1,1969.\end{aligned}\tag{8}$$

Е) Определяем молекулярную массу продуктов сгорания:

$$\begin{aligned}\mu_r &= 28,15 \cdot r_{N_2} + 44,01 \cdot r_{RO_2} + 18,02 \cdot r_{H_2O} + 32,00 \cdot r_{O_2} \\ \mu_r &= 28,15 \cdot 0,749 + 44,01 \cdot 0,036 + 18,02 \cdot 0,087 + 32,00 \cdot 0,128 = 28,332.\end{aligned}\tag{9}$$

Ж) По таблице свойств (Ривкин С.Л. Термодинамические свойства воздуха и продуктов сгорания топлив. Справочник. М.: Энергоатомиздат, 1984. 104с.) [14] по найденным величинам β_r и μ_r определяем энтальпию газов (μ_{hr}) при температуре t_r :

Для значений:

$$\beta_1 = 1,19, \mu_{hr} = 18475,6;$$

$$\beta_2 = 1,20, \mu_{hr} = 18505,1;$$

тогда, интерполируя, получим значение μ_{hr} для $\beta_r = 1,1969$:

$$\mu_{hr} = 18475,6 + [(1,1969-1,19)/(1,20-1,19)] \cdot (18475,6 - 18505,1) = 18455,25.$$

Тогда энтальпия газов будет определяться следующим образом:

$$h_r = \mu_{hr} / \mu_r = 18455,25 / 28,332 = 651,392 \text{ кДж/кг}.$$

Примем, что аэродинамическое сопротивление влияет незначительно на параметры установки. Примем $\Delta p_{KY} = 1100$ кПа;

Определяем относительную величину этого сопротивления (при $p_{атм} = 10^5$ Па):

$$\delta \Delta p_{KY} = \Delta p_{KY} / p_{атм} = 1100 / 10^5 = 0,011;$$

Рассчитаем поправочные коэффициенты:

Поправочный коэффициент снижения электрической мощности ГТУ:

$$k_N = 1 - 0,55 \cdot \delta p_{KY} = 1 - 0,55 \cdot 0,011 = 0,994.$$

Коэффициент повышения температуры выхлопных газов ГТУ:

$$k_\theta = 1 + 0,272 \cdot \delta p_{KY} = 1 + 0,272 \cdot 0,011 = 1,003.$$

Коэффициент уменьшения КПД производства электроэнергии:

$$k_\eta = 1 - 0,55 \cdot \delta p_{KY} = 1 - 0,55 \cdot 0,011 = 0,994.$$

Тогда, с учетом поправок, определим рабочие характеристики установки:

Электрическая мощность ГТУ с учетом поправки:

$$N_r^3 = k_N \cdot N_r^{3,абт} = 0,994 \cdot 71,6 = 71,17 \text{ МВт};$$

Температура выхлопных газов с учетом поправки:

$$T_{KT} = k_\theta \cdot T_{KT}^{абт} = 1,003 \cdot 590 = 591,7 \text{ }^\circ\text{C}.$$

КПД производства электроэнергии ГТУ:

$$\eta_r^3 = k_\eta \cdot \eta_r^{3,абт} = 0,994 \cdot 34,6 = 34,39$$

Тепловой расчет котла-утилизатора

Тепловой расчет проведен для принятой тепловой схемы промышленно-отопительной ГТУ-ТЭЦ (рисунок Г.1):

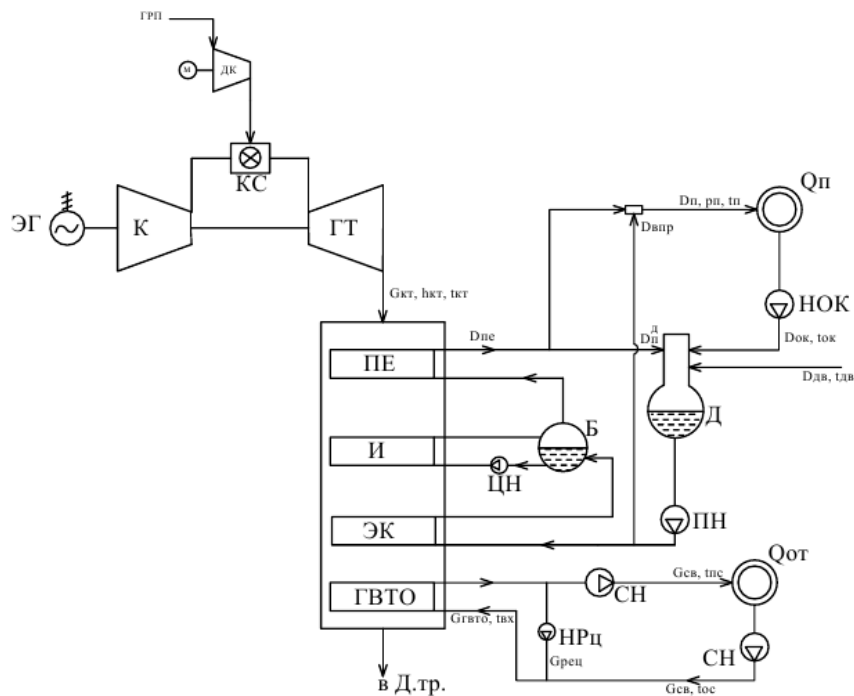


Рисунок Г.1 - Принятая принципиальная тепловая схема ГТУ-ТЭЦ

Для рассчитываемых поверхностей нагрева используется уравнение количества теплоты, передаваемой выхлопными газами ГТУ пароводяному рабочему телу:

$$Q_i = G_{\text{кт}} \cdot \Delta h_{\Gamma,i} \cdot \varphi = D_{\text{пв},i} \cdot \Delta h_{\text{пв},i} = k_i \cdot F_i \cdot \Delta t_{\text{ср},i}^{\text{ЛОГ}} \quad (10)$$

где:

$G_{\text{кт}}$, $D_{\text{пв},i}$ - расходы газов за ГТУ и пароводяного рабочего тела, кг/с;

$\Delta h_{\Gamma,i}$, $\Delta h_{\text{пв},i}$ - разности энтальпий, соответственно, газов и пароводяного рабочего тела, кДж/кг;

k_i - средний коэффициент теплопередачи в i -ой поверхности нагрева, кВт/м²·К;

F_i - площадь i -ой поверхности нагрева, м²;

$\Delta t_{\text{ср},i}^{\text{ЛОГ}}$ - среднелогарифмический температурный напор в i -ой поверхности нагрева, °С

φ - коэффициент сохранения теплоты в КУ.

Для каждого участка КУ (пароперегревателя, испарителя, экономайзера, ГВТО) можно записать следующие уравнения теплового баланса:

$$\begin{aligned} Q_{\text{пе}} &= G_{\text{кт}} \cdot (h_{\text{кт}} - h_1) \cdot \varphi = D_{\text{пе}} \cdot (h_{\text{пе}}^{\text{ВЫХ}} - h_6^{\text{''}}); \\ Q_{\text{и}} &= G_{\text{кт}} \cdot (h_1 - h_2) \cdot \varphi = D_{\text{пе}} \cdot (h_6^{\text{''}} - h_{\text{эк}}^{\text{''}}); \\ Q_{\text{эк}} &= G_{\text{кт}} \cdot (h_2 - h_3) \cdot \varphi = D_{\text{пе}} \cdot (h_{\text{эк}}^{\text{''}} - h_{\text{пн}}); \\ Q_{\text{гвто}} &= G_{\text{кт}} \cdot (h_{\text{пр}} - h_{\text{ух}}) \cdot \varphi = D_{\text{пе}} \cdot (h_{\text{в}}^{\text{ВЫХ}} - h_{\text{в}}^{\text{ВХ}}). \end{aligned} \quad (11.1-11.4)$$

Из полученных соотношений можно выразить уравнение, определяющее расход генерируемого пара в контуре КУ:

$$D_{\text{пе}} = [G_{\text{кт}} \cdot (h_{\text{кт}} - h_2) \cdot \varphi] / (h_{\text{пе}}^{\text{вых}} - h_{\text{эк}}^{\text{в}}) \quad (12)$$

А) Для пароперегревателя имеем:

принятое значение гидравлического сопротивления пароперегревателя:

$$\Delta p_{\text{пе}}^{\Gamma} = p_6 - p_{\text{пе}} = 0,3 \text{ МПа};$$

принятое значение коэффициента сохранения теплоты в КУ:

$$\varphi = 0,99;$$

заданный недогрев на горячем конце пароперегревателя:

$$\Theta_{\text{пе}} = 35^{\circ}\text{C}.$$

С учетом этого определим:

давление в барабане с учетом гидравлического сопротивления:

$$p_6 = p_{\text{пе}} + \Delta p_{\text{пе}}^{\Gamma} = 6 + 0,3 = 6,3 \text{ МПа};$$

температуру пара на выходе из пароперегревателя:

$$t_{\text{пе}}^{\text{вых}} = t_{\text{кт}} - \Theta_{\text{пе}} = 591,7 - 35 = 556,7^{\circ}\text{C}.$$

По таблицам воды и водяного пара определим:

значение энтальпии пара на выходе из пароперегревателя:

$$h_{\text{пе}}^{\text{вых}} = 3553 \text{ кДж/кг};$$

значение энтальпии пара в состоянии насыщения в барабане:

$$h_6^{\text{в}} = 2781 \text{ кДж/кг};$$

значение температуры насыщения в барабане:

$$t_6^{\text{нас}} = 278,8^{\circ}\text{C}.$$

Б) Для испарителя имеем:

заданный температурный напор на холодном конце испарителя:

$$\Theta_1 = 12^{\circ}\text{C};$$

принятое значение запаса по температуре воды за экономайзером:

$$\Delta t_{\text{в}} = 10^{\circ}\text{C};$$

принятое значение давления воды за экономайзером:

$$p_{\text{эк}}^{\text{вых}} = 1,05 \cdot p_6^{\text{в}} = 6,615 \text{ МПа};$$

С учетом этого определим:

температуру воды за экономайзером:

$$t_{\text{эк}}^{\text{вых}} = t_6^{\text{в}} - \Delta t_{\text{в}} = 278,8 - 10 = 268,8^{\circ}\text{C};$$

значение энтальпии на входе в испаритель:

$$h_{\text{эк}}^{\text{вых}} = 1179 \text{ кДж/кг};$$

температуру газов на выходе из испарителя:

$$t_{\text{г}2} = t_6^{\text{в}} + \Theta_1 = 278,8 + 12 = 290,8^{\circ}\text{C}.$$

По таблицам свойств дымовых газов для $t_{\text{г}2}$ определяем:

$$\beta = 1,1969; \mu_{\text{г}2} = 8747,593;$$

тогда (при $\mu = 28,332$):

$$h_2 = 8747,593/28,332 = 308,753 \text{ кДж/кг}.$$

В) Для экономайзера имеем:

давление в атмосферном деаэраторе:

$$p_{\text{д}} = 0,12 \text{ МПа};$$

тогда по таблицам свойств воды и водяного пара в состоянии насыщения:

$$t_{\text{д}} = 104,8^{\circ}\text{C}; h_{\text{д}} = 439,3 \text{ кДж/кг};$$

величина подогрева воды в питательном насосе примем:

$$\Delta t_{\text{пн}} = 10^{\circ}\text{C};$$

тогда:

$$t_{\text{пн}} = t_{\text{д}} + \Delta t_{\text{пн}} = 104,8 + 10 = 114,8^{\circ}\text{C}.$$

Из уравнения теплового баланса определим расход пара ($D_{пе}$):

$$D_{пе} = (G_{кт} \cdot (h_{кт} - h_2) \cdot \varphi) / (h_{пе}^{ввх} - h_{эк}^{ввх}) = (204,2 \cdot (651,392 - 308,753) \cdot 0,99) / (3553 - 1179);$$

$$D_{пе} = 29,177 \text{ кг/с};$$

тогда:

$$h_1 = (h_{кт} - D_{пе} \cdot (h_{пе}^{ввх} - h_6)) / G_{кт} \cdot \varphi = (651,392 - 29,177 \cdot (3553 - 2781)) / (204,2 \cdot 0,99) = 539,971 \text{ кДж/кг};$$

Из таблиц свойств дымовых газов определяем:

$$\beta = 1,1969; \mu_{нг} = 15298,46;$$

тогда (при $\mu = 28,332$):

$$t_3 = 197^\circ\text{C};$$

Г) Для точки смешения:

$$D_{пе} \cdot h_{пе}^{ввх} + D_{впр} \cdot h_{эк}^{вх} = D_{п} \cdot h_{п} \quad (13)$$

где:

$$h_{п} = f(t_{п}; p_{п}) = 2926 \text{ кДж/кг};$$

$$t_{п} = 300^\circ\text{C};$$

$$p_{п} = 5 \text{ МПа};$$

тогда определим величину впрыска ($D_{впр}$):

$$D_{впр} = (D_{пе} \cdot (h^{ввх} - h_{п}) / (-h^{вх} - h_{п})) = (29,177 \cdot (3553 - 2926)) / (-486,3 + 2926) = 7,498 \text{ кг/с}.$$

Д) Для ГВТО имеем:

температуру прямой сетевой воды:

$$t_{в}^{ввх} = 110^\circ\text{C};$$

температуру обратной сетевой воды:

$$t_{ос} = 50^\circ\text{C};$$

температуру воды на входе в ГВТО (после рециркуляции):

$$t_{в}^{вх} = 58^\circ\text{C};$$

соответственно для каждого значения температур из таблиц свойств воды и водяного пара определим энтальпии:

$$h_{в}^{вх} = 242,9 \text{ кДж/кг};$$

$$h_{в}^{ввх} = 461,4 \text{ кДж/кг};$$

$$h_{ос} = 209,4 \text{ кДж/кг};$$

тогда (из по уравнениям баланса):

$$G_{ГВТО} = G_{св} + G_{рец} = G_{св} \cdot (1 + (h_{в}^{вх} - h_{ос}) / (h_{в}^{ввх} - h_{в}^{вх}));$$

$$G_{ГВТО} = (G_{кт} \cdot (h_3 - h_{у.х.}) \cdot \varphi) / (h_{в}^{ввх} - h_{в}^{вх});$$

Принимаем:

$$t_{ух}^Г = 95^\circ\text{C};$$

тогда из таблиц свойств дымовых газов получим значения энтальпии:

$$\text{при } \beta = 1,1969; \mu_{нг} = 2826,342;$$

тогда (при $\mu = 28,332$):

$$h_{ух} = 99,95 \text{ кДж/кг};$$

тогда:

$$G_{ГВТО} = (204,2 \cdot (208,78 - 99,95) \cdot 0,99) / (461,4 - 242,9) = 100,69 \text{ кг/с};$$

тогда:

$$G_{св} = G_{ГВТО} / (1 + (h_{в}^{вх} - h_{ос}) / (h_{в}^{ввх} - h_{в}^{вх})) = 100,69 / (1 + (242,9 - 209,4) / (461,4 - 242,9)) = 93,23 \text{ кг/с}.$$

и тогда, соответственно, определим расход воды на рециркуляцию:

$$G_{рец} = 100,69 - 93,23 = 7,463 \text{ кг/с};$$

Е) Для деаэратора имеем:
По уравнению материального баланса деаэратора:

$$D_{пе} + D_{впр} = D_{п}^Д + D_{ок} + D_{дв} \quad (14)$$

где:

расход обратного конденсата принимаем:

$$D_{ок} = 0,8 \cdot D_{пе} = 0,8 \cdot 29,177 = 23,342 \text{ кг/с};$$

Расход добавочной воды принимаем:

$$D_{дв} = 0,1 \cdot D_{п} = 3,6675 \text{ кг/с};$$

Принимаем также согласно методическим указаниям [13]:

$$t_{дв} = 40^\circ\text{C}; p_{дв} = 0,5 \text{ МПа};$$

и по таблицам свойств воды и водяного пара:

$$h_{дв} = f(t_{дв}, p_{дв}) = 168 \text{ кДж/кг}; p_{д} = 0,12 \text{ МПа};$$

$$t_{д} = 104,8^\circ\text{C}; h_{д} = 439,3 \text{ кДж/кг}; t_{ос} = 85^\circ\text{C};$$

$$p_{ос} = 0,5 \text{ МПа}; h_{ос} = 356,3 \text{ кДж/кг};$$

тогда:

$$D_{п}^Д = ((D_{пе} + D_{впр}) \cdot h_{в}^Д + D_{ок} \cdot h_{ок} - D_{дв} \cdot h_{дв}) / h_{пе} = ((29,177 + 3,6675) \cdot 439,3 - 23,342 \cdot 356,3 - 3,6675 \cdot 168) / 3553 = 2,019 \text{ кг/с};$$

Тогда по уравнениям тепловых балансов (2.1-2.4) определяем количество теплоты по каждому элементу КУ:

$$Q_{пе} = D_{пе} \cdot (h_{пе}^{в\text{ых}} - h_{б}^{в\text{х}}) = 29,177 \cdot (3553 - 2781) = 22524,64 \text{ кВт};$$

$$Q_{и} = D_{пе} \cdot (h_{б}^{в\text{х}} - h_{эк}^{в\text{х}}) = 29,177 \cdot (2781 - 1179) = 46741,55 \text{ кВт};$$

$$Q_{эк} = D_{пе} \cdot (h_{эк}^{в\text{х}} - h_{пн}^{в\text{х}}) = 29,177 \cdot (1179 - 486,3) = 20210,91 \text{ кВт};$$

$$Q_{гвто} = G_{кт} \cdot (h_{пр} - h_{ух}) \cdot \phi = 204,2 \cdot 0,99 \cdot (207,78 - 99,95) = 22000,86 \text{ кВт};$$

$$\sum Q_{ку} = 111478 \text{ кВт};$$

Проверим полученное значение:

$$Q_{ку} = G_{кт} \cdot (h_{кт} - h_{ух}) \cdot \phi = 204,2 \cdot (651,392 - 99,95) \cdot 0,99 = 111478,4 \text{ кВт};$$

т.е. погрешность составляет менее 0,1%.

$$Q_{ку} = \sum Q_{ку}$$

Определим количество теплоты, отданное потребителю:

$$Q_{от} = G_{св} \cdot (h_{пс} - h_{ос}) = 93,23 \cdot (461,4 - 209,4) = 23493,3 \text{ кВт};$$

$$Q_{п} = D_{п} \cdot h_{п} - D_{ок} \cdot h_{ок} = 36,675 \cdot 2969 - 23,342 \cdot 356,3 = 98994,3 \text{ кВт}.$$

На основе полученных данных составим результирующую таблицу Г.3 и построим тепловую диаграмму КУ (рис. Г.3):

Таблица Г.3 - Результирующие данные теплового расчета КУ

Поверхность теплообмена КУ	Температура газов, $t_i, ^\circ\text{C}$		Температура нагреваемого теплоносителя, $t_j, ^\circ\text{C}$		Тепловая нагрузка, $Q_i, \text{кВт}$
	вход	выход	вход	выход	
ПЕ	591,7	494,5	556,7	278,8	22524,64
И	494,5	290,8	278,8	278,8	46741,55
ЭК	290,8	197	268,8	114,8	20210,91
ГВТО	197	95	58	110	22000,86
					111477,96

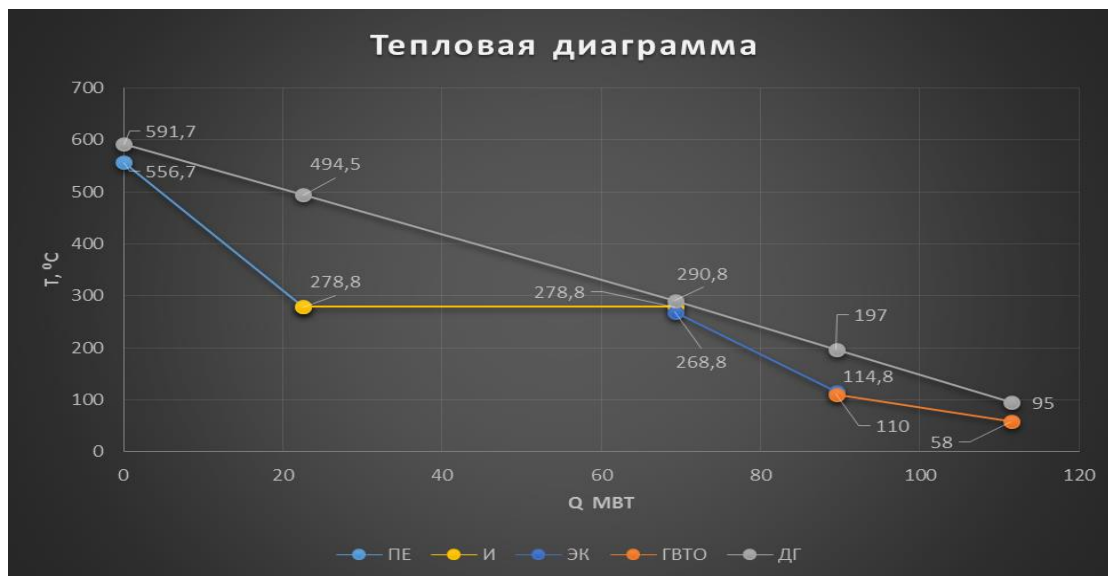


Рисунок Г.2 - Тепловая диаграмма КУ

где линии: ПЕ-И-ЭК перегревательная, испарительная и экономайзерная поверхности; ГВТО – газо-водяной теплообменник; ДГ – дымовые газы.

Конструкторский расчет КУ

Расчет площади живого сечения для прохода газов в КУ

Зададим геометрические характеристики модуля:

$$b_{\text{мод}} = 3\text{м};$$

$$l_{\text{тр}} = 15\text{м};$$

примем количество модулей – 2;

По заданным в условии величинам $d_n = 32\text{мм}$, $s_{\text{рб}} = 6\text{мм}$, $h_{\text{рб}} = 10\text{мм}$, $\delta_{\text{рб}} = 1\text{мм}$, определим площади поверхностей:

Поверхность гладкой трубы с наружным диаметром $d_{\text{нр}} = 32\text{мм}$:

$$F_{\text{гл.тр}} = \pi \cdot d_{\text{нр}} \cdot l_{\text{тр}} = \pi \cdot 32 \cdot 10^{-3} \cdot 15 = 1,5072 \text{ м}^2$$

Поверхность одного ребра:

$$F_{\text{реб}} = \frac{\pi}{2} \cdot [(d_n + 2 \cdot h_{\text{реб}})^2 - d_n^2] = \frac{\pi}{2} \cdot [(0,032^2 - 2 \cdot 0,001^2) - 0,032^2] \cdot 10^{-3} = 0,00264 \text{ м}^2$$

Внутренняя торцевая поверхность ребра:

$$F_{\text{вн.реб}} = \pi \cdot d_{\text{нр}} \cdot \delta_{\text{реб}} = \pi \cdot 32 \cdot 10^{-3} \cdot 0,001 = 0,0001 \text{ м}^2$$

Внешняя торцевая поверхность ребра:

$$F_{\text{нар.реб}} = \pi \cdot (d_{\text{нр}} + 2 \cdot h_{\text{реб}}) \cdot \delta_{\text{реб}} = \pi \cdot (32 + 2 \cdot 10) \cdot 10^{-3} \cdot 0,001 = 0,000163 \text{ м}^2$$

Поверхность теплообмена оребренной трубы:

$$F_{\text{тр}} = F_{\text{гл.тр}} + (F_{\text{реб}} + F_{\text{нар.реб.}} - F_{\text{вн.реб.}}) \cdot \frac{l_{\text{тр}}}{s_{\text{реб}}} = 1,5072 + (2,64 + 0,163 - 0,1) \cdot 10^{-3} \cdot \frac{15}{0,006} = 8,265 \text{ м}^2$$

Определяем число оребренных труб одного ряда:

$$n_{\text{тр}} = \frac{b_{\text{мод}}}{s_1} - 1 = \frac{2 \cdot 3}{0,08} - 1 = 74 \text{ шт.}$$

Тогда поверхность нагрева одного ряда труб блочного пакета:

$$F_{1\text{ряд}}^{\text{ТР}} = F_{\text{тр}} \cdot n_{\text{тр}} = 8,265 \cdot 74 = 611,59 \text{ м}^2$$

Площадь сечения для прохода газов:

$$F_{\text{прох}} = 2 \cdot b_{\text{мод}} \cdot l_{\text{тр}} \cdot \left(1 - \frac{1}{\sigma_1} \cdot \left(1 + \frac{2 \cdot h_{\text{рб}} \cdot \delta_{\text{рб}}}{s_{\text{рб}} \cdot d_{\text{нр}}} \right) \right) = 3 \cdot 2 \cdot 15 \cdot \left(1 - \frac{1}{2,5} \cdot \left(1 + \frac{2 \cdot 10 \cdot 1}{6 \cdot 32} \right) \right) = 50,25 \text{ м}^2$$

где относительный поперечный шаг труб равен $\sigma_1 = \frac{s_1}{d_{\text{нр}}} = \frac{80}{32} = 2,5$

Для определения скоростей газов в поверхностях КУ определим $G_{\text{г}}$ и $\rho_{\text{сг}}$:

$$G_{\text{г}} = \rho_{\text{г}} + 1,306 \cdot \alpha_{\text{кт}} \cdot V_0 = 0,725 + 1,306 \cdot 2,79 \cdot 9,442 = 35,13 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3};$$

$$\rho_{\text{сг}} = \frac{G_{\text{г}}}{V_{\text{г}}} = \frac{35,13}{27,768} = 1,265 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}.$$

Определение площади поверхности ПЕ

Площадь найдем из уравнения теплообмена для ПЕ:

$$Q_{\text{ПЕ}} = k_{\text{ПЕ}} \cdot F_{\text{ПЕ}} \cdot \Delta t_{\text{ПЕ}} \quad (15)$$

Определим средне-логарифмический температурный напор ПЕ:

$$\Delta t_{\text{ПЕ}} = \frac{(T_1 - t_6') - (T_{\text{КТ}} - t_{\text{ПЕ}})}{\ln\left(\frac{T_1 - t_6'}{T_{\text{КТ}} - t_{\text{ПЕ}}}\right)} = \frac{(494,5 - 278,8) - (590 - 555)}{\ln\left(\frac{494,5 - 278,8}{590 - 555}\right)} = 99,365 \text{ }^\circ\text{C}$$

Определим среднюю температуру газов:

$$T_{\text{ПЕ}}^{\text{ср}} = \frac{T_{\text{КТ}} + T_1}{2} = \frac{590 + 494,5}{2} = 542,25 \text{ }^\circ\text{C}$$

Определим скорость газов:

$$w_{\text{г}}^{\text{ПЕ}} = G_{\text{КТ}} \cdot \frac{273 + T_{\text{ПЕ}}^{\text{ср}}}{273} \cdot \frac{1}{F_{\text{прох}} \cdot \rho_{\text{сг}}} = 204,2 \cdot \frac{273 + 542,25}{273} \cdot \frac{1}{50,25 \cdot 1,265} = 9,59 \frac{\text{м}}{\text{с}}$$

Определяем коэффициент теплоотдачи конвекцией от газов к трубам при поперечном омывании шахматных пучков труб по номограмме.

$$\alpha_1 = \alpha_{\text{н1}} \cdot C_z \cdot C_s \cdot C_{\phi}, \quad \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}}$$

По: $w_{\text{г}}^{\text{ПЕ}} = 9,59 \frac{\text{м}}{\text{с}}$, $s_{\text{рб}} = 6 \text{ мм}$, и при рассчитанных величинах:

$$\frac{d_{\text{нр}}}{s_{\text{рб}}} = \frac{32}{6} = 5,4; \quad \frac{h_{\text{рб}}}{s_{\text{рб}}} = \frac{10}{6} = 0,6, \quad \text{получаем значение: } \alpha_{\text{н1}}^{\text{ПЕ}} = 70 \frac{\text{ккал}}{\text{м}^2 \cdot \text{ч} \cdot \text{К}}.$$

Определим относительный поперечный и относительный продольный шаг трубы:

$$\sigma_1 = \frac{s_1}{d_{\text{нр}}} = \frac{80}{32} = 2,5$$

$$\sigma_2 = \frac{s_2}{d_{\text{нр}}} = \frac{70}{32} = 2,19$$

Тогда по этим данным, а также по значению средней температуры газов $T_{\text{ПЕ}}^{\text{г-ср}} = 542,25 \text{ }^\circ\text{C}$ (при $\gamma_{\text{H}_2\text{O}} = 0,065$) определим из вспомогательных номограмм коэффициенты:

$$C_z = 1,00, \quad C_s = 1,04, \quad C_{\phi} = 0,96$$

Тогда, коэффициент теплоотдачи конвекцией от газов к трубам составит:

$$\alpha_1^{\text{ПЕ}} = \alpha_{\text{н1}}^{\text{ПЕ}} \cdot C_z \cdot C_s \cdot C_{\phi} = 70 \cdot 1,00 \cdot 1,04 \cdot 0,96 \cdot \frac{4,19}{3,6} = 81,62 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}}$$

Определим коэффициент теплоотдачи конвекцией

$$\alpha_2 = C_d \cdot \alpha_{\text{н2}}, \quad \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}} \quad \text{для этого рассчитаем:}$$

Внутренний диаметр труб:

$$d_{\text{вн}} = d_{\text{нр}} - 2 \cdot \delta_{\text{тр}} = 32 - 2 \cdot 3 = 26 \text{ мм}$$

Среднее давление и температуру перегретого пара:

$$p_{\text{ср}}^{\text{пе}} = \frac{p_6 + p_{\text{пе}}}{2} = \frac{6,3 + 6}{2} = 6,15 \text{ МПа}$$

$$t_{\text{ср}}^{\text{пе}} = \frac{t_6'' + t_{\text{пе}}}{2} = \frac{278,8 + 555}{2} = 416,9 \text{ }^\circ\text{C}$$

Принимаем скорость пара $w_{\text{п}} = 12 \frac{\text{м}}{\text{с}}$

Тогда по вспомогательной номограмме находим значение коэффициента C_d и по основной номограмме значение коэффициента $\alpha_{\text{н2}}^{\text{пе}}$:

$$C_d = 0,99$$

$$\alpha_{\text{н2}}^{\text{пе}} = 1120 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}}$$

Тогда коэффициент теплоотдачи составит:

$$\alpha_2^{\text{пе}} = C_d \cdot \alpha_{\text{н2}}^{\text{пе}} = 0,99 \cdot 1120 = 1108,8 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}}$$

Трубы пароперегревателя изготовлены из стали 12Х1МФ. Определим для нее теплопроводность по следующему уравнению:

$$\lambda_{\text{м}}^{\text{пе}} = 42 - 1,75 \cdot \left(\frac{t_{\text{ср}}^{\text{пе}}}{100} - 1 \right), \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}}$$

Для этого определим среднюю температуру стенки:

$$t_{\text{ст}}^{\text{српе}} = \frac{T_{\text{пе}}^{\text{гср}} + t_{\text{ср}}^{\text{пе}}}{2} = \frac{542,25 + 416,9}{2} = 479,6 \text{ }^\circ\text{C}$$

тогда:

$$\lambda_{\text{м}}^{\text{пе}} = 42 - 1,75 \cdot \left(\frac{479,6}{100} - 1 \right) = 35,36 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}}$$

Используя полученные коэффициенты рассчитаем коэффициент теплопередачи:

$$k_{\text{пе}} = \frac{1}{\frac{1}{\alpha_1^{\text{пе}}} + \frac{\delta_{\text{тр}}}{\lambda_{\text{м}}^{\text{пе}}} + \frac{1}{\alpha_2^{\text{пе}}}} = \frac{1}{\frac{1}{81,62} + \frac{0,003}{35,36} + \frac{1}{1108,8}} = 75,54 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}}$$

Тогда найдем площадь ПЕ из уравнения:

$$F_{\text{пе}} = \frac{Q_{\text{пе}}}{k_{\text{пе}} \cdot \Delta t_{\text{пе}}} = \frac{22624,64 \cdot 10^3}{75,54 \cdot 99,365} = 3001,06 \text{ м}^2$$

Соответственно определим количество рядов труб в одном блочном пакете:

$$z_{\text{пе}} = \frac{F_{\text{пе}}}{F_{\text{ряд}}^{\text{тр}}} = \frac{3001,06}{611,59} = 4,92, \text{ значит принимаем } z_{\text{пе}} = 5 \text{ шт.}$$

Определение площади поверхности И

Площадь найдем из уравнения теплообмена для И:

$$Q_{\text{И}} = k_{\text{И}} \cdot F_{\text{И}} \cdot \Delta t_{\text{И}} \quad (16)$$

Определим средне-логарифмический температурный напор:

$$\Delta t_{\text{И}} = \frac{(T_1 - t_6'') - (T_2 - t_6'')}{\ln \left(\frac{T_1 - t_6''}{T_2 - t_6''} \right)} = \frac{(494,5 - 278,8) - (290,8 - 278,8)}{\ln \left(\frac{494,5 - 278,8}{290,8 - 278,8} \right)} = 70,51 \text{ }^\circ\text{C}$$

Определим среднюю температуру газов:

$$T_{\text{И}}^{\text{гср}} = \frac{T_1 + T_2}{2} = \frac{494,5 + 290,8}{2} = 392,65 \text{ }^\circ\text{C}$$

Определим скорость газов:

$$w_{\text{г}}^{\text{И}} = G_{\text{кт}} \cdot \frac{273 + T_{\text{И}}^{\text{гср}}}{273} \cdot \frac{1}{F_{\text{прох}} \cdot \rho_{\text{г}}} = 204,2 \cdot \frac{273 + 392,65}{273} \cdot \frac{1}{50,25 \cdot 1,265} = 7,83 \frac{\text{м}}{\text{с}}$$

Определяем коэффициент теплоотдачи конвекцией от газов к трубам при поперечном омывании шахматных пучков труб по номограмме.

$$\alpha_1 = \alpha_{H1} \cdot C_z \cdot C_s \cdot C_\phi, \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}}$$

По: $w_r^H = 7,83 \frac{\text{м}}{\text{с}}$, $S_{рб} = 6 \text{ мм}$, и при рассчитанных величинах:

$$\frac{d_{рр}}{s_{рб}} = \frac{32}{6} = 5,4; \quad \frac{h_{рб}}{s_{рб}} = \frac{10}{6} = 0,6, \text{ получаем значение: } \alpha_{H1}^H = 60 \frac{\text{ккал}}{\text{м}^2 \cdot \text{ч} \cdot \text{К}}$$

Определим относительный поперечный и относительный продольный шаг трубы:

$$\sigma_1 = \frac{s_1}{d_{рр}} = \frac{80}{32} = 2,5$$

$$\sigma_2 = \frac{s_2}{d_{рр}} = \frac{70}{32} = 2,19$$

Тогда по этим данным, а также по значению средней температуры газов $T_H^{\Gamma-CP} = 392,65 \text{ }^\circ\text{C}$ (при $r_{H_2O} = 0,065$) определим из вспомогательных номограмм коэффициенты:

$$C_z = 1,00, \quad C_s = 1,04, \quad C_\phi = 0,96$$

Тогда, коэффициент теплоотдачи конвекцией от газов к трубам составит:

$$\alpha_1^H = \alpha_{H1}^H \cdot C_z \cdot C_s \cdot C_\phi = 60 \cdot 1,00 \cdot 1,04 \cdot 0,97 \cdot \frac{4,19}{3,6} = 70,69 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}}$$

Трубы испарителя изготовлены из стали 20. Определим для нее теплопроводность по следующему уравнению:

$$\lambda_m^{PE} = 50,6 - 0,0263 \cdot (t_{ст}^{CP} - 100), \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}}$$

Для этого определим среднюю температуру стенки:

$$t_{ст}^{CPH} = \frac{T_H^{\Gamma-CP} + t_6^{II}}{2} = \frac{392,65 + 278,8}{2} = 335,725 \text{ }^\circ\text{C}$$

тогда:

$$\lambda_m^{PE} = 50 - 0,0263 \cdot (335,725 - 100) = 44,4 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}}$$

Используя полученные коэффициенты рассчитаем коэффициент теплопередачи:

$$k_H = \frac{1}{\frac{1}{\alpha_1^H} + \frac{\delta_{тр}}{\lambda_H^{II}}} = \frac{1}{\frac{1}{70,69} + \frac{0,003}{44,4}} = 70,351 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}}$$

Тогда найдем площадь И из уравнения:

$$F_H = \frac{Q_H}{k_H \cdot \Delta t_H} = \frac{46741550}{70,351 \cdot 70,51} = 9422,8 \text{ м}^2$$

Соответственно определим количество рядов труб в одном блочном пакете:

$$z_H = \frac{F_H}{F_{1ряд}^{CP}} = \frac{9422,8}{611,59} = 15,4, \text{ значит принимаем } z_H = 16 \text{ шт.}$$

Определение площади поверхности ЭК

Площадь найдем из уравнения теплообмена для ЭК:

$$Q_{ЭК} = k_{ЭК} \cdot F_{ЭК} \cdot \Delta t_{ЭК} \quad (17)$$

Определим средне-логарифмический температурный напор:

$$\Delta t_{ЭК} = \frac{(T_3 - t_{пн}) - (T_2 - t_{ЭКВВК})}{\ln \left(\frac{T_3 - t_{пн}}{T_2 - t_{ЭКВВК}} \right)} = \frac{(197 - 114,8) - (290,8 - 268,8)}{\ln \left(\frac{197 - 114,8}{290,8 - 268,8} \right)} = 45,67 \text{ }^\circ\text{C}$$

Определим среднюю температуру газов:

$$T_{ЭК}^{GCP} = \frac{T_2 + T_3}{2} = \frac{290,8 + 197}{2} = 243,9 \text{ }^\circ\text{C}$$

Определим скорость газов:

$$w_{\Gamma}^{\text{ЭК}} = G_{\text{КТ}} \cdot \frac{273 + T_{\text{ЭК}}^{\text{ГСП}}}{273} \cdot \frac{1}{F_{\text{ПРОХ}} \cdot \rho_{\text{СТ}}} = 204,2 \cdot \frac{273 + 243,9}{273} \cdot \frac{1}{50,25 \cdot 1,265} = 6,08 \frac{\text{м}}{\text{с}}$$

Определяем коэффициент теплоотдачи конвекцией от газов к трубам при поперечном омывании шахматных пучков труб по номограмме.

$$\alpha_1 = \alpha_{\text{Н1}} \cdot C_z \cdot C_s \cdot C_{\phi}, \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}}$$

По: $w_{\Gamma}^{\text{ЭК}} = 6,08 \frac{\text{м}}{\text{с}}$, $S_{\text{РБ}} = 6 \text{ мм}$, и при рассчитанных величинах:

$$\frac{d_{\text{НР}}}{s_{\text{РБ}}} = \frac{32}{6} = 5,4; \quad \frac{h_{\text{РБ}}}{s_{\text{РБ}}} = \frac{10}{6} = 0,6, \text{ получаем значение: } \alpha_{\text{Н1}}^{\text{ЭК}} = 52 \frac{\text{ккал}}{\text{м}^2 \cdot \text{ч} \cdot \text{К}}$$

Определим относительный поперечный и относительный продольный шаг трубы:

$$\sigma_1 = \frac{s_1}{d_{\text{НР}}} = \frac{80}{32} = 2,5$$

$$\sigma_2 = \frac{s_2}{d_{\text{НР}}} = \frac{70}{32} = 2,19$$

Тогда по этим данным, а также по значению средней температуры газов $T_{\text{ЭК}}^{\text{Г-СП}} = 243,9 \text{ }^{\circ}\text{C}$ (при $r_{\text{H}_2\text{O}} = 0,065$) определим из вспомогательных номограмм коэффициенты:

$$C_z = 1,00, \quad C_s = 1,04, \quad C_{\phi} = 1,0$$

Тогда, коэффициент теплоотдачи конвекцией от газов к трубам составит:

$$\alpha_1^{\text{ЭК}} = \alpha_{\text{Н1}}^{\text{ЭК}} \cdot C_z \cdot C_s \cdot C_{\phi} = 52 \cdot 1,00 \cdot 1,04 \cdot 1,0 \cdot \frac{4,19}{3,6} = 63,16 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}}$$

Определим коэффициент теплоотдачи при продольном омывании для некипящей воды:

$$\alpha_2 = C_T \cdot \alpha_{\text{Н2}} \cdot 1000, \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}} \text{ для этого рассчитаем:}$$

Внутренний диаметр труб:

$$d_{\text{ВН}} = d_{\text{НР}} - 2 \cdot \delta_{\text{ТР}} = 32 - 2 \cdot 3 = 26 \text{ мм}$$

Принимаем скорость воды $w_{\text{В}} = 0,6 \frac{\text{м}}{\text{с}}$

Тогда по вспомогательной номограмме находим значение коэффициента C_T и по основной номограмме значение коэффициента $\alpha_{\text{Н2}}^{\text{ЭК}}$:

$$t_{\text{В СП}}^{\text{ЭК}} = (t_{\text{ЭКВЫХ}} + t_{\text{ПН}})/2 = (268,8 + 114,8)/2 = 191,8; \text{ тогда:}$$

$$C_T = 1,09$$

$$\alpha_{\text{Н2}}^{\text{ЭК}} = 4,9 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}}$$

Тогда коэффициент теплоотдачи составит:

$$\alpha_2^{\text{ЭК}} = C_d \cdot \alpha_{\text{Н2}}^{\text{ЭК}} = 1,09 \cdot 4,9 \cdot 1000 = 5341 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}}$$

Трубы экономайзера изготовлены из стали 20. Определим для нее теплопроводность по следующему уравнению:

$$\lambda_{\text{М}}^{\text{ЭК}} = 50,6 - 0,0263 \cdot (t_{\text{СТ}}^{\text{СП}} - 100), \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}}$$

Для этого определим среднюю температуру стенки:

$$t_{\text{СТ}}^{\text{СПЭК}} = \frac{T_{\text{ЭК}}^{\text{Г-СП}} + t_{\text{СТ}}^{\text{ЭК}}}{2} = \frac{243,9 + 191,8}{2} = 217,85 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

тогда:

$$\lambda_{\text{М}}^{\text{ЭК}} = 50,6 - 0,0263 \cdot (217,85 - 100) = 47,5 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}}$$

Используя полученные коэффициенты рассчитаем коэффициент теплопередачи:

$$k_{\text{ЭК}} = \frac{1}{\frac{1}{\alpha_1^{\text{ЭК}}} + \frac{\delta_{\text{ТР}}}{\lambda_{\text{М}}^{\text{ЭК}}} + \frac{1}{\alpha_2^{\text{ЭК}}}} = \frac{1}{\frac{1}{63,16} + \frac{0,003}{47,5} + \frac{1}{5341}} = 62,174 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}}$$

Тогда найдем площадь ЭК из уравнения:

$$F_{\text{ЭК}} = \frac{Q_{\text{ЭК}}}{k_{\text{ЭК}} \cdot \Delta t_{\text{ЭК}}} = \frac{20210910}{62,174 \cdot 45,67} = 7117,815 \text{ м}^2$$

Соответственно определим количество рядов труб в одном блочном пакете:

$$z_{\text{ЭК}} = \frac{F_{\text{ЭК}}}{F_{\text{1ряд}}^{\text{ТР}}} = \frac{7117,815}{611,59} = 11,6, \text{ значит принимаем } z_{\text{ЭК}} = 12 \text{ шт.}$$

Определение площади поверхности ГВТО

Площадь найдем из уравнения теплообмена для ГВТО:

$$Q_{\text{ГВТО}} = k_{\text{ГВТО}} \cdot F_{\text{ГВТО}} \cdot \Delta t_{\text{ГВТО}} \quad (18)$$

Определим средне-логарифмический температурный напор:

$$\Delta t_{\text{ГВТО}} = \frac{(T_3 - T_{\text{ПС}}) - (T_{\text{УХ}} - T_{\text{ВХВ КУ}})}{\ln\left(\frac{T_3 - T_{\text{ПС}}}{T_{\text{УХ}} - T_{\text{ВХВ КУ}}}\right)} = \frac{(197 - 110) - (95 - 58)}{\ln\left(\frac{197 - 110}{95 - 58}\right)} = 58,48 \text{ }^\circ\text{C}$$

Определим среднюю температуру газов:

$$T_{\text{ГВТО}}^{\text{ГСР}} = \frac{T_3 + T_{\text{УХ}}}{2} = \frac{197 + 95}{2} = 146 \text{ }^\circ\text{C}$$

Определим скорость газов:

$$w_{\text{Г}}^{\text{ГВТО}} = G_{\text{КТ}} \cdot \frac{273 + T_{\text{ГВТО}}^{\text{ГСР}}}{273} \cdot \frac{1}{F_{\text{ПРОК}} \cdot \rho_{\text{Г}}} = 204,2 \cdot \frac{273 + 146}{273} \cdot \frac{1}{50,25 \cdot 1,265} = 4,93 \frac{\text{М}}{\text{С}}$$

Определяем коэффициент теплоотдачи конвекцией от газов к трубам при поперечном омывании шахматных пучков труб по номограмме.

$$\alpha_1 = \alpha_{\text{Н1}} \cdot C_z \cdot C_s \cdot C_{\phi}, \frac{\text{Вт}}{\text{М}^2 \cdot \text{К}}$$

По: $w_{\text{Г}}^{\text{ГВТО}} = 4,93 \frac{\text{М}}{\text{С}}$, $S_{\text{РБ}} = 6 \text{ мм}$, и при рассчитанных величинах:

$$\frac{d_{\text{НР}}}{S_{\text{РБ}}} = \frac{32}{6} = 5,4; \frac{h_{\text{РБ}}}{S_{\text{РБ}}} = \frac{10}{6} = 0,6, \text{ получаем значение: } \alpha_{\text{Н1}}^{\text{ГВТО}} = 44 \frac{\text{ККАЛ}}{\text{М}^2 \cdot \text{Ч} \cdot \text{К}}.$$

Определим относительный поперечный и относительный продольный шаг трубы:

$$\sigma_1 = \frac{s_1}{d_{\text{НР}}} = \frac{80}{32} = 2,5$$

$$\sigma_2 = \frac{s_2}{d_{\text{НР}}} = \frac{70}{32} = 2,19$$

Тогда по этим данным, а также по значению средней температуры газов $T_{\text{ГВТО}}^{\text{Г-СР}} = 146 \text{ }^\circ\text{C}$ (при $r_{\text{H}_2\text{O}} = 0,065$) определим из вспомогательных номограмм коэффициенты:

$$C_z = 1,00, C_s = 1,04, C_{\phi} = 1,02$$

Тогда, коэффициент теплоотдачи конвекцией от газов к трубам составит:

$$\alpha_1^{\text{ГВТО}} = \alpha_{\text{Н1}}^{\text{ГВТО}} \cdot C_z \cdot C_s \cdot C_{\phi} = 44 \cdot 1,00 \cdot 1,04 \cdot 1,02 \cdot \frac{4,19}{3,6} = 54,51 \frac{\text{Вт}}{\text{М}^2 \cdot \text{К}}$$

Определим коэффициент теплоотдачи при продольном омывании для некипящей воды:

$$\alpha_2 = C_T \cdot \alpha_{\text{Н2}} \cdot 1000, \frac{\text{Вт}}{\text{М}^2 \cdot \text{К}} \text{ для этого рассчитаем:}$$

Внутренний диаметр труб:

$$d_{\text{ВН}} = d_{\text{НР}} - 2 \cdot \delta_{\text{ТР}} = 32 - 2 \cdot 3 = 26 \text{ мм}$$

Принимаем скорость воды $w_{\text{В}} = 0,6 \frac{\text{М}}{\text{С}}$

Тогда по вспомогательной номограмме находим значение коэффициента C_T и по основной номограмме значение коэффициента $\alpha_{\text{Н2}}^{\text{ЭК}}$:

$$t_{\text{В СР}}^{\text{ГВТО}} = (t_{\text{ПС}} + t_{\text{ВХВ КУ}})/2 = (110 + 58)/2 = 84; \text{ тогда:}$$

$$C_T = 0,87$$

$$\alpha_{\text{Н2}}^{\text{ГВТО}} = 4,9 \frac{\text{Вт}}{\text{М}^2 \cdot \text{К}}$$

Тогда коэффициент теплоотдачи составит:

$$\alpha_2^{\text{ГВТО}} = C_d \cdot \alpha_{\text{н2}}^{\text{ГВТО}} = 0,87 \cdot 4,9 \cdot 1000 = 4263 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}}$$

Трубы ГВТО изготовлены из стали 20. Определим для нее теплопроводность по следующему уравнению:

$$\lambda_{\text{м}}^{\text{ГВТО}} = 50,6 - 0,0263 \cdot (t_{\text{ст}}^{\text{сп}} - 100), \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}}$$

Для этого определим среднюю температуру стенки:

$$t_{\text{ст}}^{\text{спГВТО}} = \frac{T_{\text{ГВТО}}^{\text{г-сп}} + t_{\text{ст}}^{\text{ГВТО}}}{2} = \frac{146+84}{2} = 115 \text{ }^\circ\text{C}$$

тогда:

$$\lambda_{\text{м}}^{\text{ГВТО}} = 50,6 - 0,0263 \cdot (115 - 100) = 50,21 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}}$$

Используя полученные коэффициенты рассчитаем коэффициент теплопередачи:

$$k_{\text{ГВТО}} = \frac{1}{\frac{1}{\alpha_1^{\text{ГВТО}}} + \frac{\delta_{\text{тр}}}{\lambda_{\text{ГВТО}}} + \frac{1}{\alpha_2^{\text{ГВТО}}}} = \frac{1}{\frac{1}{54,51} + \frac{0,003}{50,21} + \frac{1}{4263}} = 54,33 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}}$$

Тогда найдем площадь ЭК из уравнения:

$$F_{\text{ГВТО}} = \frac{Q_{\text{ГВТО}}}{k_{\text{ГВТО}} \cdot \Delta t_{\text{ГВТО}}} = \frac{22000860}{54,33 \cdot 58,48} = 6924,25 \text{ м}^2$$

Соответственно определим количество рядов труб в одном блочном пакете:

$$z_{\text{ГВТО}} = \frac{F_{\text{ГВТО}}}{F_{\text{1ряд}}^{\text{ТР}}} = \frac{6924,24}{611,59} = 11,2, \text{ значит принимаем } z_{\text{ГВТО}} = 11 \text{ шт.}$$

Полученные результаты сведем в таблицу Г.4:

Таблица Г.4 Результирующие данные конструкторского расчета КУ

Поверхность	Q, кВт/м ²	$k_i, \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}}$	$\Delta t_i, \text{ }^\circ\text{C}$	$F_i, \text{ м}^2$	$z_{\text{бл}}, \text{ шт.}$
ПЕ	22524,64	75,54	99,365	3001,06	5
И	46741,55	70,35	70,51	9422,8	16
ЭК	20210,91	62,17	45,67	7117,815	12
ГВТО	22000,86	54,33	58,48	6924,25	11

Тогда суммарная поверхность нагрева КУ составит:

$$\sum F_{\text{ку}} = 26465,92 \text{ м}^2;$$

А общее количество рядов труб в блочном пакете (с учетом 2-х модулей):

$$\sum z_{\text{бл}} = 44/2 = 22 \text{ шт.}$$

Аэродинамический расчет КУ

Аэродинамическое сопротивление может быть найдено из следующей формулы:

$$\Delta p_{\text{КУ}} = \sum \Delta p_i \quad (19)$$

где:

$$\Delta p_i = (w_{\text{г},i}^2 \cdot \zeta \cdot \rho_{\text{г}}) / 2;$$

$w_{\text{г},i}^2$ - квадрат скорости газов в соответствующей поверхности нагрева, (м/с)²;

$\rho_{\text{г}}$ - плотность газов, рассчитана в п.5, $\rho_{\text{ст}} = 1,265 \text{ кг/м}^3$;

ζ - коэффициент сопротивления, который определяется из формулы:

$$\zeta = 2 \cdot z_{\text{бл}} \cdot (S_{\text{рб}} / d_{\text{тр}})^{-0,72} \cdot \text{Re}^{-0,24}; \quad (20)$$

$$Re = (w_{г,i} \cdot d_{нр}) / \nu; \quad (21)$$

где:

ν – коэффициент кинематической вязкости текущей среды, определяется из графика зависимости от температуры, м²/сек;

По таблице 2-1 приложения 5 нормативного метода («Аэродинамический расчет котельных установок» (нормативный метод), стр.56) [15] определим значения коэффициентов кинематической вязкости для каждой поверхности нагрева (методом интерполяции):

$$\nu_{пе1} = 79,93 \text{ м}^2/\text{сек};$$

$$\nu_{и1} = 56,78 \text{ м}^2/\text{сек};$$

$$\nu_{эК1} = 36,9 \text{ м}^2/\text{сек};$$

$$\nu_{гвто1} = 25,77 \text{ м}^2/\text{сек}.$$

Учтем также поправку на отличающийся от среднего состав газов (для $\gamma_{H_2O} = 0.087$), и определим необходимое значение коэффициента кинематической вязкости:

$$M_1 = 0,98; \nu_{пе} = 78,33 \text{ м}^2/\text{сек};$$

$$M_2 = 0,99; \nu_{и} = 56,21 \text{ м}^2/\text{сек};$$

$$M_3 = 1,0; \nu_{ЭК} = 36,9 \text{ м}^2/\text{сек};$$

$$M_4 = 1,0; \nu_{гвто} = 25,77 \text{ м}^2/\text{сек};$$

Тогда рассчитаем значения числа Re:

$$Re_{пе} = (9,59 \cdot 0,032) / (78,33 \cdot 10^{-6}) = 3919,01;$$

$$Re_{и} = (7,83 \cdot 0,032) / (56,21 \cdot 10^{-6}) = 4459,07;$$

$$Re_{ЭК} = (6,08 \cdot 0,032) / (36,9 \cdot 10^{-6}) = 5260,5;$$

$$Re_{гвто} = (4,93 \cdot 0,032) / (25,77 \cdot 10^{-6}) = 6122,8;$$

И соответственно рассчитаем коэффициент сопротивления:

$$\zeta_{пе} = 2 \cdot 5 \cdot (0,006 / 0,032)^{-0,72} \cdot 3919,01^{-0,24} = 4,582;$$

$$\zeta_{и} = 2 \cdot 16 \cdot (0,006 / 0,032)^{-0,72} \cdot 4459,07^{-0,24} = 14,216;$$

$$\zeta_{ЭК} = 2 \cdot 12 \cdot (0,006 / 0,032)^{-0,72} \cdot 5260,5^{-0,24} = 10,247;$$

$$\zeta_{гвто} = 2 \cdot 11 \cdot (0,006 / 0,032)^{-0,72} \cdot 6122,8^{-0,24} = 9,06;$$

С учетом рассчитанных величин получим аэродинамические сопротивления по каждой поверхности:

$$\Delta p_{пе} = (9,59^2 \cdot 4,582 \cdot 1,265) / 2 = 266,72 \text{ Па};$$

$$\Delta p_{и} = (7,83^2 \cdot 14,216 \cdot 1,265) / 2 = 551,64 \text{ Па};$$

$$\Delta p_{ЭК} = (6,08^2 \cdot 10,247 \cdot 1,265) / 2 = 239,78 \text{ Па};$$

$$\Delta p_{гвто} = (4,93^2 \cdot 9,06 \cdot 1,265) / 2 = 139,26 \text{ Па};$$

Тогда суммарная величина будет определять аэродинамическое сопротивление КУ:

$$\sum \Delta p_i = \Delta p_{КУ} = 1197,4 \text{ Па}.$$

Определяем относительную величину этого сопротивления (при $p_{атм} = 10^5 \text{ Па}$):

$$\delta \Delta p_{КУ} = \Delta p_{КУ} / p_{атм} = 1197,4 / 10^5 = 0,012;$$

Рассчитаем поправочные коэффициенты:

Поправочный коэффициент снижения электрической мощности ГТУ:

$$k_N = 1 - 0,55 \cdot \delta p_{КУ} = 1 - 0,55 \cdot 0,012 = 0,993.$$

Коэффициент повышения температуры выхлопных газов ГТУ:

$$k_{\theta} = 1 + 0,272 \cdot \delta p_{КУ} = 1 + 0,272 \cdot 0,012 = 1,0033.$$

Коэффициент уменьшения КПД производства электроэнергии:

$$k_{\eta} = 1 - 0,55 \cdot \delta p_{\text{КУ}} = 1 - 0,55 \cdot 0,012 = 0,993.$$

Тогда, с учетом поправок, определим рабочие характеристики установки:

Электрическая мощность ГТУ с учетом поправки:

$$N_{\Gamma}^{\text{э}} = k_N \cdot N_{\Gamma}^{\text{э.авт}} = 0,993 \cdot 71,6 = 71,13 \text{ МВт};$$

Температура выхлопных газов с учетом поправки:

$$T_{\text{КТ}} = k_{\theta} \cdot T_{\text{КТ}}^{\text{авт}} = 1,0033 \cdot 590 = 592 \text{ }^{\circ}\text{C}.$$

КПД производства электроэнергии ГТУ:

$$\eta_{\Gamma}^{\text{э}} = k_{\eta} \cdot \eta_{\Gamma}^{\text{э.авт}} = 0,993 \cdot 34,6 = 34,37$$

Сравним полученный результат с принятым в начале значением:

$$\delta \Delta p_{\text{КУ}} = (\Delta p_{\text{КУприн.}} - \Delta p_{\text{КУрасч}}) / \Delta p_{\text{КУприн}} = (1197,4 - 1100 / 1197,4) = 0,0813.$$

Энергетические показатели промышленно-отопительной ГТУ-ТЭЦ

Определим долю теплоты, отнесенную на внешнего потребителя:

$$\beta_{\Gamma} = (Q_{\text{П}} + Q_{\Gamma}) / Q_{\text{С}}^{\Gamma}; \quad (22)$$

где:

$$Q_{\text{С}}^{\Gamma} = Q_{\text{р}}^{\text{н}} \cdot V_{\Gamma} = Q_{\text{р}}^{\text{н}} \cdot (N_{\Gamma}^{\text{э}} / \eta_{\Gamma}^{\text{э}} \cdot Q_{\text{р}}^{\text{н}}) = (71,6 / 0,346) = 206,94 \text{ МВт};$$

$$\beta_{\Gamma} = (98994,3 + 23493,3) / 20694 = 0,592.$$

Примем КПД котельной для отпуска теплоты $\eta_{\text{кот}} = \eta_{\Gamma}^{\text{разд}} = 0,88$.

Определим долю топлива, отнесенную на производство электрической энергии:

по физическому методу (Ф):

$$[V_{\Gamma}^{\text{э}} / V_{\Gamma\Gamma}](\text{Ф}) = 1 - \beta_{\Gamma} / \eta_{\text{кот}} = 1 - 0,592 / 0,88 = 0,327; \quad (23)$$

по пропорциональному методу (П):

$$[V_{\Gamma}^{\text{э}} / V_{\Gamma\Gamma}](\text{П}) = (k_N \cdot \eta_{\Gamma}^{\text{разд}}) / (k_N \cdot \eta_{\Gamma}^{\text{разд}} + \beta_{\Gamma}) = (0,993 \cdot 0,88) / (0,993 \cdot 0,88 + 0,592) = 0,596; \quad (24)$$

Определим долю топлива, отнесенную на производство и отпуск тепловой энергии:

$$[V_{\Gamma}^{\text{Т}} / V_{\Gamma}](\text{Ф}) = \beta_{\Gamma} / \eta_{\text{кот}} = 0,592 / 0,88 = 0,673;$$

$$[V_{\Gamma}^{\text{Т}} / V_{\Gamma}](\text{П}) = \beta_{\Gamma} / (k_N \cdot \eta_{\text{кот}} + \beta_{\Gamma}) = 0,592 / (0,993 \cdot 0,88 + 0,592) = 0,404;$$

Определим КПД ГТУ-ТЭЦ по производству электроэнергии:

$$\eta_{\text{э}}^{\text{ГТУ-ТЭЦ(Ф)}} = k_N / (1 - \beta_{\Gamma} / \eta_{\text{кот}}) \cdot \eta_{\text{э}}^{\text{авт}} = 0,993 / (1 - 0,592 / 0,88) \cdot 0,346 = 0,855;$$

$$\eta_{\text{э}}^{\text{ГТУ-ТЭЦ(П)}} = k_N \cdot \eta_{\text{э}}^{\text{авт}} + \eta_{\text{э}}^{\text{авт}} / \eta_{\text{кот}} \cdot \beta_{\Gamma} = 0,993 \cdot 0,346 + 0,346 / 0,88 \cdot 0,592 = 0,436;$$

Определим расход электроэнергии на привод дожимающего компрессора природного газа:

-требуемое давление перед камерами сгорания ГТУ:

$$P_{\text{рг}} = 2,7 \text{ МПа};$$

-необходимая мощность электропривода дожимающего компрессора:

$$N_{\text{ДК}} = (V_{\text{ГТ}} \cdot (P_{\text{рг}} - P_{\text{м}})) / (\rho_{\text{Г}} \cdot \eta_{\text{ДК}}) = (V_{\text{ГТ}} \cdot N_{\text{сж}}) / \eta_{\text{ДК}};$$

$$N_{\text{сж}} = T_{\text{ДК}}^{\text{вх}} \cdot C_{\text{р}}^{\text{вх}} \cdot (\pi_{\text{ДК}}^{R/C_{\text{р}} - 1});$$

где:

примем:

$$T_{\text{вх}} = 10^{\circ}\text{C};$$

$$T_{\text{вых}} = 160^{\circ}\text{C};$$

$$R = 0,497 \text{ кДж/кг};$$

$$\eta_{\text{ДК}} = 0,85;$$

найденные по таблицам приложения 2 методических указаний [16] теплоемкости (для природного газа = 100% метан):

$$C_{p_{\text{вх}}} = 2,194 \text{ кДж/кг}\cdot\text{К};$$

$$C_{p_{\text{вых}}} = 2,807 \text{ кДж/кг}\cdot\text{К};$$

$$C_{p_{\text{ср}}} = (2,807 + 2,194) / 2 = 2,5 \text{ кДж/кг}\cdot\text{К};$$

Определим $\pi_{\text{ДК}}$:

$$\pi_{\text{ДК}} = P_{\text{рг}} / P_{\text{м}} = 2,7 / 0,7 = 3,86;$$

$$V_{\text{т}} = 4,214 \text{ кг/с};$$

тогда:

$$N_{\text{ДК}} = (4,214 \cdot 3,86) / 0,85 = 1044,075 \text{ кВт} = 1,044 \text{ МВт};$$

-доля затрат на собственные нужды без учета затрат на электропривод ДК:

$$N_{\text{сн1}} = N_{\text{э}}^{\Gamma} \cdot \text{Э}_{\text{сн}} = 71,13 \cdot 0,04 = 2,845 \text{ МВт};$$

Тогда расход электроэнергии на собственные нужды составит:

$$N_{\text{сн}} = N_{\text{сн1}} + N_{\text{ДК}} = 2,845 + 1,044 = 3,89 \text{ МВт};$$

или

$$\text{Э}_{\text{сн}} = N_{\text{сн}} / N_{\text{э}}^{\Gamma} = 3,89 / 71,13 = 0,055 (5,5\%).$$

Определим КПД ГТУ-ТЭЦ по производству электроэнергии нетто:

$$\eta_{\text{э}}^{\text{ГТУ-ТЭЦ (ф) нетто}} = \eta_{\text{э}}^{\text{ГТУ-ТЭЦ (ф)}} \cdot (1 - \text{Э}_{\text{сн}}) = 0,855 \cdot (1 - 0,055) = 0,808;$$

$$\eta_{\text{э}}^{\text{ГТУ-ТЭЦ (п) нетто}} = \eta_{\text{э}}^{\text{ГТУ-ТЭЦ (п)}} \cdot (1 - \text{Э}_{\text{сн}}) = 0,436 \cdot (1 - 0,055) = 0,412;$$

Определим удельный расход условного топлива нетто на производство электроэнергии:

$$b_{\text{уд.}}^{\text{э(ф)}} = 122,8 / \eta_{\text{э}}^{\text{ГТУ-ТЭЦ (ф) нетто}} = 122,8 / 0,808 = 152 \text{ г ут} / \text{кВтч};$$

$$b_{\text{уд.}}^{\text{э(п)}} = 122,8 / \eta_{\text{э}}^{\text{ГТУ-ТЭЦ (п) нетто}} = 122,8 / 0,412 = 297,83 \text{ г ут} / \text{кВтч};$$

Определим удельный расход условного топлива на единицу производимой теплоты:

$$b_{\text{удг}}^{\text{т}} = 34,121 / \eta_{\text{э}}^{\text{ГТУ-ТЭЦ (п)}} = 34,121 / 0,436 = 78,26 \text{ кг/ГДж};$$

Определим коэффициент использования теплоты топлива (полный КПД-ГТУ-ТЭЦ):

$$\eta_{\text{кит}}^{\text{ГТУ-ТЭЦ}} = (N_{\text{э}}^{\text{п}} + Q_{\text{п}} + Q_{\text{т}}) / Q_{\text{с}}^{\Gamma} = k_{\text{н}} \cdot \eta_{\text{э}}^{\text{авт}} + \beta_{\text{т}} = 0,993 \cdot 0,346 + 0,592 = 0,936.$$

Определим удельную выработку электроэнергии на тепловом потреблении:

$$\text{э}_{\text{т}} = (\eta_{\text{кит}}^{\text{ГТУ-ТЭЦ}} - \beta_{\text{т}}) / \beta_{\text{т}} = (0,936 - 0,592) / 0,592 = 0,581.$$

По результатам выполненного расчета была утверждена и рассчитана тепловая схема промышленно-отопительной ГТУ-ТЭЦ. По итогам расчетов можно привести следующие энергетические показатели:

$$N_{\text{э}}^{\Gamma} = 71,13 \text{ МВт};$$

$$b_{\text{уд.}}^{\text{э(ф)}} = 152 \text{ г ут} / \text{кВтч};$$

$$b_{\text{уд.}}^{\text{э(п)}} = 297,83 \text{ г ут} / \text{кВтч};$$

$$b_{\text{удг}}^{\text{т}} = 78,26 \text{ кг/ГДж};$$

$$\eta_{\text{э}}^{\text{ГТУ-ТЭЦ (п) нетто}} = 41,2 \%;$$

$$\eta_{\text{э}}^{\text{ГТУ-ТЭЦ (ф) нетто}} = 80,8 \%;$$

$$\eta_{\text{т}}^{\text{ГТУ-ТЭЦ}} = 43,6\%;$$

$$\eta_{\text{кит}}^{\text{ГТУ-ТЭЦ}} = 93,6\%.$$

$$\text{э}_{\text{т}} = 58,1\%.$$

Приложение Д.1

Детальный отчет модели ПГУ с КУ

Таблица Д.1 – Основные характеристики модели ПГУ

Variable	PGU_KUsimple	Unit
Ambient Temperature	288.15	K
Ambient Pressure	101.32	kPa
Ambient Relative Humidity	0.6	
Equivalent Elevation	0.449	m
Net Cycle Power	80789.23	kW
Net Cycle Lower Heating Value (LHV) Heat Rate	2.4488	kJ/kW-sec
Net Gas Turbine Power	72440.84	kW
GT Shaft Power	74939.41	kW
GT Generator Losses	2375.581	kW
GT Auxiliary and BOP Losses	123.0004	kW
GT Simple-Cycle Lower Heating Value (LHV) Efficiency	36.6156	%
Total Lower Heating Value (LHV) Fuel Cons.	197833.8	kJ/sec
Net Steam Cycle Power	8348.403	kW
ST Shaft Power	9013.603	kW
ST Generator Losses	180.2719	kW
Steam Cycle BOP Losses	484.9275	kW
ST Generator Output	8833.331	kW
Adjusted Cycle Lower Heating Value (LHV) Efficiency	40.8354	%
Adj. Cycle Lower Heating Value (LHV) Heat Rate	2.4488	kJ/kW-sec

Отчет выполнения команды «запуск цикла»:

05/20/15 13:25:30

Model: PGU_KUsimple

Case: PGU_KUsimple

This is the design-point reference case for this model.

There are 13 components in this model, out of a maximum of 400

Tolerances - Overall System: 0,0001 For Property Calcs: 0,0001

----- Reading All Component Input Data -----

GT1 (GT): inlet conditions set by connected component.

GT1 fuel port connected: fuel will be externally set

----- Finished Reading Component Data -----

----- Checking Mass Balance Set-Up -----

This section finds which outlet flow rates are controlled by downstream components

AIR (GAS): exit flow rate controlled (set) by GT1 port Inlet Air

GAS1 (GAS): exit flow rate controlled (set) by GT1 port Primary Fuel Inlet

DRUM1 (DRUM): main BFW exit flow (port 1) controlled (set) by EVAP1 port Water Inlet

DRUM1 : no demand-controlled port upstream of BFW inlet.

--> Usually 1 instance OK per model when a MAKEUP is in the Model.

----- Completed Mass Balance Check -----

----- Reading Macro Information -----

----- Finished Reading Macro Information -----

----- Checking Pressure Control Set-Up -----

This section finds where upstream pressure control signals start

CND1 (CONDSR): Pressure control at inlet.

Приложение Д.2

Детальный отчет модели ПГУ-КЭС

Таблица Д.2 – Основные характеристики модели ПГУ-КЭС

Variable	PGU_KUsimple_DEA	Unit
Ambient Temperature	288.15	K
Ambient Pressure	101.32	kPa
Ambient Relative Humidity	0.6	
Net Cycle Power	100302.5	kW
Net Cycle Lower Heating Value (LHV) Heat Rate	1.9727	kJ/kW-sec
Net Gas Turbine Power	72457.04	kW
GT Shaft Power	74956.15	kW
GT Generator Losses	2376.111	kW
GT Auxiliary and BOP Losses	122.9963	kW
GT Simple-Cycle Lower Heating Value (LHV) Efficiency	36.6169	%
Total Lower Heating Value (LHV) Fuel Cons.	197871.1	kJ/sec
Net Steam Cycle Power	27845.48	kW
ST Shaft Power	28965.83	kW
ST Generator Losses	579.3161	kW
Steam Cycle BOP Losses	541.033	kW
ST Generator Output	28386.52	kW
Adjusted Cycle Lower Heating Value (LHV) Efficiency	50.6889	%
Adj. Cycle Lower Heating Value (LHV) Heat Rate	1.9727	kJ/kW-sec

Отчет выполнения команды «запуск цикла»:

05/23/15 04:57:48

Model: PGU_KUsimple_DEA

Case: PGU_KUsimple_DEA

This is the design-point reference case for this model.

There are 14 components in this model, out of a maximum of 400

Tolerances - Overall System: 0,0001 For Property Calcs: 0,0001

----- Reading All Component Input Data -----

GT1 (GT): inlet conditions set by connected component.

----- Finished Reading Component Data -----

----- Checking Mass Balance Set-Up -----

This section finds which outlet flow rates are controlled by downstream components

AIR (GAS): exit flow rate controlled (set) by GT1 port Inlet Air

DRUM1 (DRUM): main BFW exit flow (port 1) controlled (set) by EVAP1 port Water Inlet

DA1 (DEAER): Main BFW exit flow balanced by system mass bal.

DRUM1 (EVAP/BOILER/DRUM): BFW inlet set by system mass calcs.

--> Usually 1 instance OK per model.

----- Completed Mass Balance Check -----

----- Reading Macro Information -----

----- Finished Reading Macro Information -----

----- Checking Pressure Control Set-Up -----

This section finds where upstream pressure control signals start

DRUM1 (DRUM): Pressure control at inlet.

CND1 (CONDSR): Pressure control at inlet.

----- Completed Pressure Control Check -----

%% Starting CYCLE calculations . . .

Elapsed program time: 00:00:00

%% Iteration 1 in main calculation loop

%% 11 components not converged.

%% Maximum residual is 1

-> Net system power= 100,1 System efficiency= 50,587

+-----+
| Checking cycle pressure distribution . . . |

+-----+
+-----+

| Pressure calculations have converged. |

+-----+
Elapsed program time: 00:00:00

%% Iteration 2 in main calculation loop

%% 5 components not converged.

%% Maximum residual is 0,0057607

-> Net system power= 100,26 System efficiency= 50,669

component ECON1 not converged: resid = 0,0056654 tol = 0,00010

component PUMP2 not converged: resid = 0,0056654 tol = 0,00010

component PUMP3 not converged: resid = 0,0056654 tol = 0,00010

component DA1 not converged: resid = 0,0056654 tol = 0,00010

+-----+
| Checking cycle pressure distribution . . . |

+-----+
+-----+

| Pressure calculations have converged. |

+-----+
Elapsed program time: 00:00:00

%% Iteration 3 in main calculation loop

%% 10 components not converged.

%% Maximum residual is 0,0056654

-> Net system power= 100,3 System efficiency= 50,69

component DA1 not converged: resid = 0,0015111 tol = 0,00010

component PUMP2 not converged: resid = 0,0015111 tol = 0,00010

component PUMP3 not converged: resid = 0,0015111 tol = 0,00010

component ECON1 not converged: resid = 0,0015111 tol = 0,00010

+-----+
| Checking cycle pressure distribution . . . |

+-----+
+-----+

| Pressure calculations have converged. |

+-----+
Elapsed program time: 00:00:00

%% Iteration 4 in main calculation loop

%% 5 components not converged.

%% Maximum residual is 0,0015111

-> Net system power= 100,3 System efficiency= 50,689

All components converged. Largest resid = 5,0166e-005 for component DA1

```
+-----+
| Checking cycle pressure distribution . . . |
```

```
+-----+
| Pressure calculations have converged.      |
```

```
+-----+
```

Elapsed program time: 00:00:00

%% Iteration 5 in main calculation loop

%% All components converged, but continuing

%% until two iterations converged in a row

-> Net system power= 100,3 System efficiency= 50,688

All components converged. Largest resid = 4,9446e-005 for component ST1

```
+-----+
| Checking cycle pressure distribution . . . |
```

```
+-----+
```

%% All components converged in 6 iterations!

%% Maximum residual is 4,9446e-005

Writing results back to EASE+ database . . .

```
=====
```

```
||           CYCLE SYSTEM RESULTS
```

```
||
```

```
|| Gas Turbine Power: 72,5 MW System Heat Rate: 6731 Btu/kWh
```

```
|| System Power: 100,3 MW System Efficiency: 50,7 % (LHV)
```

```
=====
```

```
***           ERROR COUNT: FINAL ITERATION ONLY
```

```
*** System errors: 0 System warnings: 0
```

```
*** Component errors: 0 Components warnings: 0
```

```
*** Property errors: 0 Property warnings: 0 ***
```

05/23/15 04:57:53 Elapsed program time: 00:00:05

Приложение Д.3

Детальный отчет модели ПГУ-КЭС с КУ и ГПК

Таблица Д.3 – Основные характеристики модели ПГУ-КЭС с КУ и ГПК

Variable	PGU_KUsimple_DEA_GPK	Unit
Ambient Temperature	288.15	K
Ambient Pressure	101.32	kPa
Ambient Relative Humidity	0.6	
Net Cycle Power	102435.1	kW
Net Cycle Lower Heating Value (LHV) Heat Rate	1.9317	kJ/kW-sec
Net Gas Turbine Power	72457.04	kW
GT Shaft Power	74956.15	kW
GT Generator Losses	2376.111	kW
GT Auxiliary and BOP Losses	122.9963	kW
GT Simple-Cycle Lower Heating Value (LHV) Efficiency	36.6169	%
Total Lower Heating Value (LHV) Fuel Cons.	197871.1	kJ/sec
Net Steam Cycle Power	29978.05	kW
ST Shaft Power	31208.94	kW
ST Generator Losses	624.1783	kW
Steam Cycle BOP Losses	606.714	kW
ST Generator Output	30584.77	kW
Adjusted Cycle Lower Heating Value (LHV) Efficiency	51.7666	%
Adj. Cycle Lower Heating Value (LHV) Heat Rate	1.9317	kJ/kW-sec

Отчет выполнения команды «запуск цикла»:

05/23/15 01:11:17

Model: PGU_KUsimple_DEA_GPK

Case: PGU_KUsimple_DEA_GPK

This is the design-point reference case for this model.

There are 15 components in this model, out of a maximum of 400

Tolerances - Overall System: 0,0001 For Property Calcs: 0,0001

----- Reading All Component Input Data -----

GT1 (GT): inlet conditions set by connected component.

----- Finished Reading Component Data -----

----- Checking Mass Balance Set-Up -----

This section finds which outlet flow rates are controlled by downstream components

AIR (GAS): exit flow rate controlled (set) by GT1 port Inlet Air

DRUM1 (DRUM): main BFW exit flow (port 1) controlled (set) by EVAP1 port Water Inlet

DA1 (DEAER): Main BFW exit flow balanced by system mass bal.

DRUM1 (EVAP/BOILER/DRUM): BFW inlet set by system mass calcs.

--> Usually 1 instance OK per model.

----- Completed Mass Balance Check -----

----- Reading Macro Information -----

----- Finished Reading Macro Information -----

----- Checking Pressure Control Set-Up -----

This section finds where upstream pressure control signals start

DRUM1 (DRUM): Pressure control at inlet.

CND1 (CONDSR): Pressure control at inlet.

----- Completed Pressure Control Check -----

%% Starting CYCLE calculations . . .
Elapsed program time: 00:00:00

%% Iteration 1 in main calculation loop
%% 12 components not converged.
%% Maximum residual is 1
-> Net system power= 102,25 System efficiency= 51,671
+-----+
| Checking cycle pressure distribution . . . |
+-----+
+-----+
| Pressure calculations have converged. |
+-----+
Elapsed program time: 00:00:00

%% Iteration 2 in main calculation loop
%% 11 components not converged.
%% Maximum residual is 0,005748
-> Net system power= 102,42 System efficiency= 51,759
component ECON1 not converged: resid = 0,0050174 tol = 0,00010
component DA1 not converged: resid = 0,0050173 tol = 0,00010
component PUMP3 not converged: resid = 0,0050173 tol = 0,00010
component PUMP2 not converged: resid = 0,0050173 tol = 0,00010
+-----+
| Checking cycle pressure distribution . . . |
+-----+
+-----+
| Pressure calculations have converged. |
+-----+
Elapsed program time: 00:00:00

%% Iteration 3 in main calculation loop
%% 11 components not converged.
%% Maximum residual is 0,0050174
-> Net system power= 102,43 System efficiency= 51,766
component PUMP2 not converged: resid = 0,0012805 tol = 0,00010
component DA1 not converged: resid = 0,0012805 tol = 0,00010
component PUMP3 not converged: resid = 0,0012805 tol = 0,00010
component ECON1 not converged: resid = 0,0012804 tol = 0,00010
+-----+
| Checking cycle pressure distribution . . . |
+-----+
+-----+
| Pressure calculations have converged. |
+-----+
Elapsed program time: 00:00:00

%% Iteration 4 in main calculation loop
%% 7 components not converged.
%% Maximum residual is 0,0012805

-> Net system power= 102,43 System efficiency= 51,766
component PUMP2 not converged: resid = 0,00026671 tol = 0,00010
component PUMP3 not converged: resid = 0,00026668 tol = 0,00010
component DA1 not converged: resid = 0,00026667 tol = 0,00010
component ECON1 not converged: resid = 0,00026666 tol = 0,00010

```
+-----+
| Checking cycle pressure distribution . . . |
+-----+
+-----+
| Pressure calculations have converged.      |
+-----+
Elapsed program time: 00:00:00
```

%% Iteration 5 in main calculation loop
%% 5 components not converged.
%% Maximum residual is 0,00026671
-> Net system power= 102,44 System efficiency= 51,767
All components converged. Largest resid = 8,1678e-005 for component HX1

```
+-----+
| Checking cycle pressure distribution . . . |
+-----+
+-----+
| Pressure calculations have converged.      |
+-----+
Elapsed program time: 00:00:00
```

%% Iteration 6 in main calculation loop
%% All components converged, but continuing
%% until two iterations converged in a row
-> Net system power= 102,44 System efficiency= 51,767
All components converged. Largest resid = 2,9874e-005 for component DA1

```
+-----+
| Checking cycle pressure distribution . . . |
+-----+
```

%% All components converged in 7 iterations!
%% Maximum residual is 2,9874e-005
Writing results back to EASE+ database . . .

```
=====
||                               CYCLE SYSTEM RESULTS
||
|| Gas Turbine Power: 72,5 MW   System Heat Rate: 6591 Btu/kWh
||   System Power: 102,4 MW   System Efficiency: 51,8 % (LHV)
||
=====
```

```
***          ERROR COUNT: FINAL ITERATION ONLY
*** System errors: 0   System warnings: 0
*** Component errors: 0   Components warnings: 0
*** Property errors: 0   Property warnings: 0
```

05/23/15 01:11:19 Elapsed program time: 00:00:02

Приложение Д.4

Детальный отчет модели ПГУ-КЭС с КУ (HRSG)

Таблица Д.4 – Основные характеристики модели ПГУ-КЭС с КУ (HRSG)

Variable	PGU_KUsimple_HRSG	Unit
Ambient Temperature	288.15	K
Ambient Pressure	101.32	kPa
Ambient Relative Humidity	0.6	
Net Cycle Power	94288.8	kW
Net Cycle Lower Heating Value (LHV) Heat Rate	2.1068	kJ/kW-sec
Net Gas Turbine Power	72832.84	kW
GT Shaft Power	75344.25	kW
GT Generator Losses	2388.414	kW
GT Auxiliary and BOP Losses	122.9995	kW
GT Simple-Cycle Lower Heating Value (LHV) Efficiency	36.6625	%
Total Lower Heating Value (LHV) Fuel Cons.	198650.4	kJ/sec
Net Steam Cycle Power	21455.96	kW
ST Shaft Power	22125.56	kW
ST Generator Losses	442.5109	kW
Steam Cycle BOP Losses	227.0909	kW
ST Generator Output	21683.05	kW
Adjusted Cycle Lower Heating Value (LHV) Efficiency	47.4629	%
Adj. Cycle Lower Heating Value (LHV) Heat Rate	2.1068	kJ/kW-sec

Отчет выполнения команды «запуск цикла»:

05/23/15 05:30:27

Model: PGU_KUsimple_HRSG

Case: PGU_KUsimple_HRSG

This is the design-point reference case for this model.

There are 10 components in this model, out of a maximum of 400

Tolerances - Overall System: 0,0001 For Property Calcs: 0,0001

----- Reading All Component Input Data -----

GT1 (GT): inlet conditions set by connected component.

----- Finished Reading Component Data -----

----- Checking Mass Balance Set-Up -----

This section finds which outlet flow rates are controlled by downstream components

GAS1 (GAS): exit flow rate controlled (set) by GT1 port Inlet Air

DA1 (DEAER): Main BFW exit flow balanced by system mass bal.

HRSG1 (EVAP/BOILER/DRUM): BFW inlet set by system mass calcs.

--> Usually 1 instance OK per model.

----- Completed Mass Balance Check -----

----- Reading Macro Information -----

----- Finished Reading Macro Information -----

----- Checking Pressure Control Set-Up -----

This section finds where upstream pressure control signals start

CND1 (CONDSR): Pressure control at inlet.

----- Completed Pressure Control Check -----

%% Starting CYCLE calculations . . .

HRSG1 (HRSG): Pinch at Drum < 0.0 !
** WARNING - HRSG1 (HRSG): Physical Pinch Delta Temperature Limit has been reached.
Calculated Pinch at Drum is currently:[K] -181,93
** WARNING - HRSG1 (HRSG): Minimum Pinch Limit has been reached. Adjusting Steam
Production
HRSG1 (HRSG): Pinch at Drum < 0.0 !
** WARNING - HRSG1 (HRSG): Physical Pinch Delta Temperature Limit has been reached.
Calculated Pinch at Drum is currently:[K] -181,93
** WARNING - HRSG1 (HRSG): Minimum Pinch Limit has been reached. Adjusting Steam
Production
HRSG1 (HRSG): Pinch at Drum < 0.0 !
** WARNING - HRSG1 (HRSG): Physical Pinch Delta Temperature Limit has been reached.
Calculated Pinch at Drum is currently:[K] -181,93
** WARNING - HRSG1 (HRSG): Minimum Pinch Limit has been reached. Adjusting Steam
Production
Elapsed program time: 00:00:00

%% Iteration 1 in main calculation loop
%% 7 components not converged.
%% Maximum residual is 1
-> Net system power= 94,289 System efficiency= 47,463
HRSG1 (HRSG): Pinch at Drum < 0.0 !
** WARNING - HRSG1 (HRSG): Physical Pinch Delta Temperature Limit has been reached.
Calculated Pinch at Drum is currently:[K] -181,93
** WARNING - HRSG1 (HRSG): Minimum Pinch Limit has been reached. Adjusting Steam
Production
HRSG1 (HRSG): Pinch at Drum < 0.0 !
** WARNING - HRSG1 (HRSG): Physical Pinch Delta Temperature Limit has been reached.
Calculated Pinch at Drum is currently:[K] -181,93
** WARNING - HRSG1 (HRSG): Minimum Pinch Limit has been reached. Adjusting Steam
Production
HRSG1 (HRSG): Pinch at Drum < 0.0 !
** WARNING - HRSG1 (HRSG): Physical Pinch Delta Temperature Limit has been reached.
Calculated Pinch at Drum is currently:[K] -181,93
** WARNING - HRSG1 (HRSG): Minimum Pinch Limit has been reached. Adjusting Steam
Production
Elapsed program time: 00:00:00

%% Iteration 2 in main calculation loop
%% All components converged, but continuing
%% because minimum system iterations = 5.
-> Net system power= 94,289 System efficiency= 47,463
HRSG1 (HRSG): Pinch at Drum < 0.0 !
** WARNING - HRSG1 (HRSG): Physical Pinch Delta Temperature Limit has been reached.
Calculated Pinch at Drum is currently:[K] -181,93
** WARNING - HRSG1 (HRSG): Minimum Pinch Limit has been reached. Adjusting Steam
Production
HRSG1 (HRSG): Pinch at Drum < 0.0 !
** WARNING - HRSG1 (HRSG): Physical Pinch Delta Temperature Limit has been reached.
Calculated Pinch at Drum is currently:[K] -181,93

** WARNING - HRSG1 (HRSG): Minimum Pinch Limit has been reached. Adjusting Steam Production
HRSG1 (HRSG): Pinch at Drum < 0.0 !
** WARNING - HRSG1 (HRSG): Physical Pinch Delta Temperature Limit has been reached.
Calculated Pinch at Drum is currently:[K] -181,93
** WARNING - HRSG1 (HRSG): Minimum Pinch Limit has been reached. Adjusting Steam Production
All components converged. Largest resid = 1,3776e-007 for component PUMP1
Elapsed program time: 00:00:00

%% Iteration 3 in main calculation loop
%% All components converged, but continuing
%% because minimum system iterations = 5.
-> Net system power= 94,289 System efficiency= 47,463
HRSG1 (HRSG): Pinch at Drum < 0.0 !
** WARNING - HRSG1 (HRSG): Physical Pinch Delta Temperature Limit has been reached.
Calculated Pinch at Drum is currently:[K] -181,93
** WARNING - HRSG1 (HRSG): Minimum Pinch Limit has been reached. Adjusting Steam Production
HRSG1 (HRSG): Pinch at Drum < 0.0 !
** WARNING - HRSG1 (HRSG): Physical Pinch Delta Temperature Limit has been reached.
Calculated Pinch at Drum is currently:[K] -181,93
** WARNING - HRSG1 (HRSG): Minimum Pinch Limit has been reached. Adjusting Steam Production
HRSG1 (HRSG): Pinch at Drum < 0.0 !
** WARNING - HRSG1 (HRSG): Physical Pinch Delta Temperature Limit has been reached.
Calculated Pinch at Drum is currently:[K] -181,93
** WARNING - HRSG1 (HRSG): Minimum Pinch Limit has been reached. Adjusting Steam Production
All components converged. Largest resid = 1,2062e-007 for component PUMP2
Elapsed program time: 00:00:00

%% Iteration 4 in main calculation loop
%% All components converged, but continuing
%% until two iterations converged in a row
-> Net system power= 94,289 System efficiency= 47,463
HRSG1 (HRSG): Pinch at Drum < 0.0 !
** WARNING - HRSG1 (HRSG): Physical Pinch Delta Temperature Limit has been reached.
Calculated Pinch at Drum is currently:[K] -181,93
** WARNING - HRSG1 (HRSG): Minimum Pinch Limit has been reached. Adjusting Steam Production
HRSG1 (HRSG): Pinch at Drum < 0.0 !
** WARNING - HRSG1 (HRSG): Physical Pinch Delta Temperature Limit has been reached.
Calculated Pinch at Drum is currently:[K] -181,93
** WARNING - HRSG1 (HRSG): Minimum Pinch Limit has been reached. Adjusting Steam Production
HRSG1 (HRSG): Pinch at Drum < 0.0 !
** WARNING - HRSG1 (HRSG): Physical Pinch Delta Temperature Limit has been reached.
Calculated Pinch at Drum is currently:[K] -181,93
** WARNING - HRSG1 (HRSG): Minimum Pinch Limit has been reached. Adjusting Steam Production
HRSG1 (HRSG): Pinch at Drum < 0.0 !
** WARNING - HRSG1 (HRSG): Physical Pinch Delta Temperature Limit has been reached.
Calculated Pinch at Drum is currently:[K] -181,93
** WARNING - HRSG1 (HRSG): Minimum Pinch Limit has been reached. Adjusting Steam Production

%% All components converged in 5 iterations!

%% Maximum residual is 0

Writing results back to EASE+ database . . .

=====

|| CYCLE SYSTEM RESULTS

|| Gas Turbine Power: 72,8 MW System Heat Rate: 7189 Btu/kWh

|| System Power: 94,3 MW System Efficiency: 47,5 % (LHV)

=====

*** ERROR COUNT: FINAL ITERATION ONLY

*** System errors: 0 System warnings: 0

*** Component errors: 0 Components warnings: 6

*** Property errors: 0 Property warnings: 0

05/23/15 05:30:31 Elapsed program time: 00:00:04

Приложение Е

Краткая методика выполнения лабораторной работы

Перед началом лабораторной работы необходимо провести ознакомление изучающего с программным продуктом, а именно включить в вводную лекцию следующие пункты:

1. Краткая историческая справка о программном продукте;
2. Основное назначение программы;
3. Основные возможности программы;
4. Основные принципы создания тепловых схем;
5. Логика создания межэлементных связей.

Данный материал может быть изложен на основании предложенной информации в разделах 1-2 настоящей работы или же из раздела «help» самой программы. Так, описания моделей можно привести с помощью описательных иллюстраций в программе, на примере паровой турбины (рис. Е.1):

GateCycle™ Version 6.0 SP4

Steam Turbine (ST)

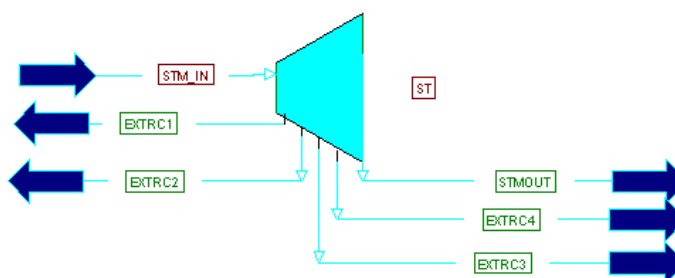
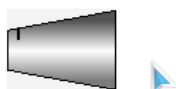


Рисунок Е.1 – Пример описания модели паровой турбины
(источник: иллюстрация раздела «help» программы)

После ознакомительной лекции студенту предлагается создать модель тепловой схемы в программе. Данную модель тепловой схемы конденсационной установки студенту предлагается собрать из набора предложенных элементов (рис. 4.1 раздела 4.2).

Для этого изучающему необходимо выполнить следующие действия:

1. Оценить возможное расположение элементов в рабочем окне программы. Использованы должны быть все элементы;
2. Расположить все элементы в рабочей зоне. Для этого необходимо выделить каждый элемент нажатием левой кнопки мыши и удержанием её перетащить элемент на требуемое место;

3. После завершения позиционирования всех элементов необходимо создать межэлементные связи. Для этого необходимо обратить внимание изучающего на отображаемые варианты ввода/вывода каждого элемента. Для этого необходимо выделить элемент нажатием левой кнопки мыши, результатом этого действия будет заключение выбранного элемента в контур штриховой линией; также будут отмечены возможные вводы и выходы для данного элемента;
4. На основе базовых знаний принципа действия того или иного оборудования и наводя на определенный маркер связи ввода/вывода можно определить к какому типу он относится. Так, к примеру, при выделенном элементе парового котла, наведя курсор мыши на маркер связи пароперегревателя отображается всплывающая подсказка с его названием (рис. Е.2, сверху). Следует обратить внимание, что маркера ввода отображаются лишь при процесса соединения (рис. Е.2, снизу)!

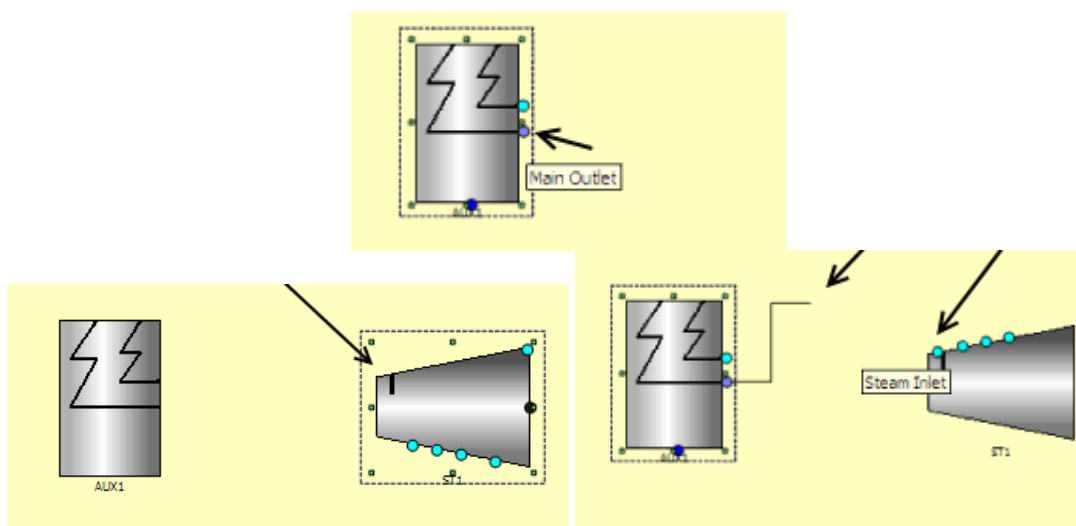


Рисунок Е.2 – Отображение маркеров связи элементов
(источник: скрин состояния программы)

5. Посредством последовательного соединения элементов необходимо получить законченную тепловую схему. Последовательность соединения может быть произвольной, к примеру: паровой котел – паровая турбина – конденсатор – конденсатный насос – деаэратор – паровой котел;
6. Отдельно от прямого соединения необходимо связать деаэратор с отбором пара турбины. Для этого необходимо выделить левой кнопкой мыши элемент паровой турбины и от заданного маркера соответственно номеру отбора протянуть связь до маркера ввода пара деаэратора (рис. Е.3)

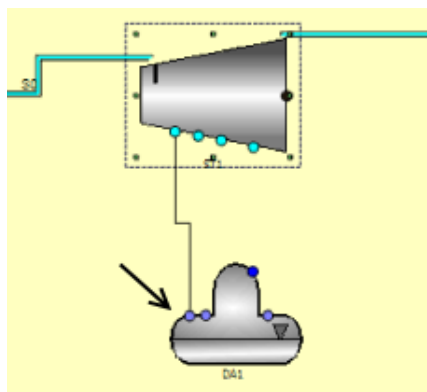


Рисунок Е.3 – Создание связи между ПТ и ДА
(источник: скрин состояния программы)

- После создания всех связей необходимо проверить есть ли какие-либо несоединенные маркеры связи. Для этого из строки меню необходимо вызвать команду «Analysis – Build review». Либо воспользоваться горячей клавишей «F7». Положительный результат должен выдать результат с подтверждением достаточных для анализа введенных данных и соединенных связей (рис.Е.4).

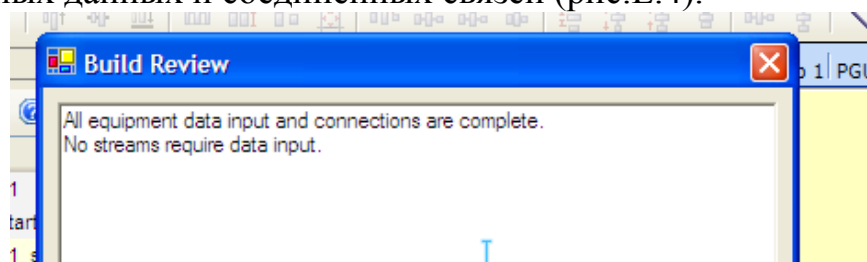


Рисунок Е.4 – Пример положительного отчета о созданной модели
(источник: скрин состояния программы)

- Заключительным шагом на данном этапе лабораторной работы является запуск команды «run cycle». Команда может быть вызвана из строки меню «Analysis – Run Cycle» или же нажатием горячей клавиши «F4». Результатом данного действия и одновременно оценкой работы изучающего будет вывод на экран окна запуска цикла (рис. Е.5).

Last Completed Iteration			
Iteration	5	Residual	0,000000
Power	0,000	Efficiency	0,000
	System	Equipment	Properties
Warning	0	1	0
Errors	0	0	0

Рисунок Е.5 – Результат запуска цикла
(источник: скрин состояния программы)

Таким образом завершается выполнение первого этапа лабораторной работы. На втором этапе обучающийся пользуется созданной им схемой для дальнейшего изучения основ работы в программе. Так, основной задачей второго этапа является освоение процесса параметризации и получение навыков взаимодействия с программой и получение соответствующей отдачи. Перед началом ввода значений параметров изучающему выдается задание, состоящее из ряда хакартерных значений тех самых параметров для задания, которые позволяют индивидуализировать схему и запустить цикл.

Для этого студенту необходимо выполнить следующие действия:

1. Перед началом работы с параметрами элементов для удобства необходимо внести некоторые изменению в схему. Для этого необходимо удалить из неё элемент генератора выделением его левой кнопкой мыши и вызовом из контекстного меню (правой кнопкой мыши) команды «delete» или нажатием соответствующей клавиши на клавиатуре (рис. Е.6).

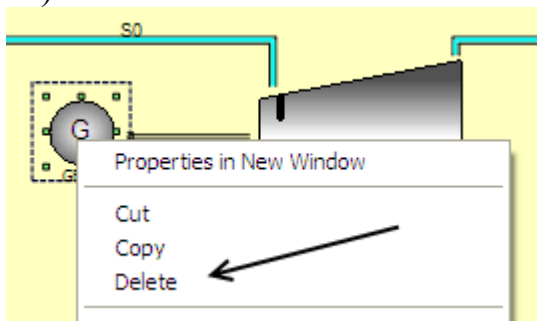


Рисунок Е.6 – Удаление элемента из схемы
(источник: скрин состояния программы)

2. Далее необходимо из списка оборудования вставить еще один насос в рабочую область. Для этого необходимо вызвать окно списка оборудования «equipment toolbox» из расположенного справа «мини-бара» нажатием кнопки с соответствующим названием, или при отсутствии такого вызовом команды из строки меню «view – equipment toolbox». Выбор и включение в рабочую область необходимого элемента осуществляется следующим образом: из вкладок окна «equipment toolbox» выбрать вкладку «all» - в ней найти прокручиванием колеса мыши необходимый элемент насос – перетащить его изображением с зажатой левой клавишей мыши в рабочую зону программы. При этом процессе курсор будет снизу дополнен значком «+».
3. Далее необходимо разорвать связь между элементами деаэрактор и паровой котел. Для этого необходимо выделить нажатием левой кнопки мыши линию межэлементной связи и аналогично процессу удаления элемента генератора выполнить команду «delete». После чего, расположить между деаэратором и паровым котлом модель

насоса и произвести соединение маркеров связи деаэратор-насос и насос-паровой котел (рис. Е.7). Схема готова для дальнейшей работы.

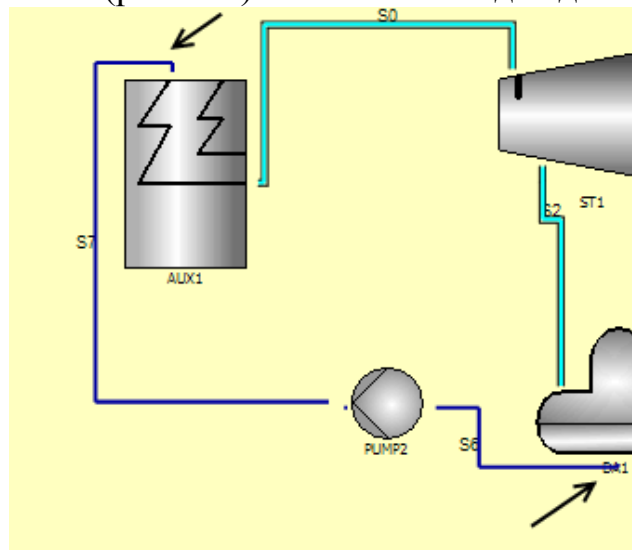


Рисунок Е.7 – Включение нового элемента в схему
(источник: скрин состояния программы)

4. Далее проводится непосредственно параметризация оборудования. Полученные данные: давление и температура генерируемого пара, электрическая мощность турбины, давление в конденсаторе и деаэраторе; являются основными характерными параметрами для задания свойств работы элементов модели. Для задания параметра необходимо вызвать меню свойств элемента. Это можно выполнить двумя способами: либо двойным щелчком левой кнопки мыши по выбранному элементу, либо выделением элемента левой кнопкой мыши и вызовом из контекстного меню (правой кнопкой мыши) соответствующей команды «properties in new window».
5. Задавать параметры можно в произвольном порядке. К примеру, начнем с задания параметров для паровой турбины. Для этого необходимо вызвать окно параметризации элемента, выбрать вкладку «inputs» нажатием на символ «+» в дереве текста; далее убедиться, что вкладка «calculation mode» имеет значение «design», что подтверждает режим проектирования и подбора оптимизированных параметров. В следующей далее вкладке «demand control calculations» поставить галочку напротив, далее открыть вкладку «demand control calculations» в открывшейся вкладке «demand control method» указать второй вариант по счету – «input desired net ST section power», при этом курсор и подсветка переводятся ниже на включенную вкладку «desired net ST section power» где необходимо ввести значение мощности в кВт. После ввода значения необходимо подтвердить команду нажатием клавиши «enter» (рис. Е.8). Параметр для паровой турбины задан.

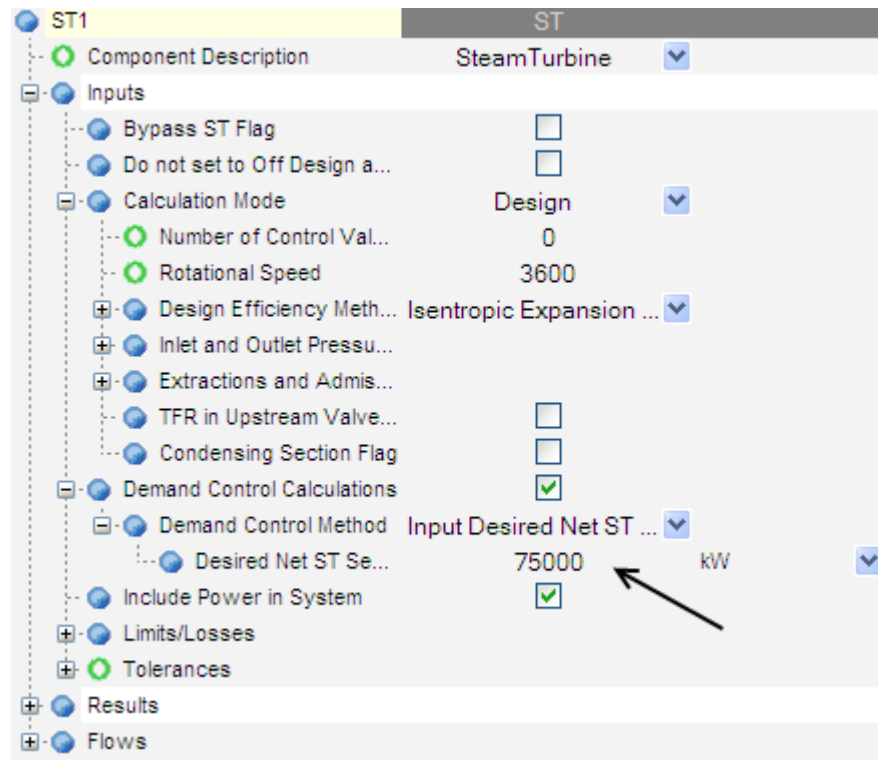


Рисунок Е.8 – Задание параметра для ПТ
(источник: скрин состояния программы)

6. Для изменения единицы измерения вводимого параметра следует в раскрывающемся списке справа от поля ввода значения выбрать желаемую единицу измерения и подтвердить данный выбор нажатием кнопки «change UOM» (рис. Е.9).

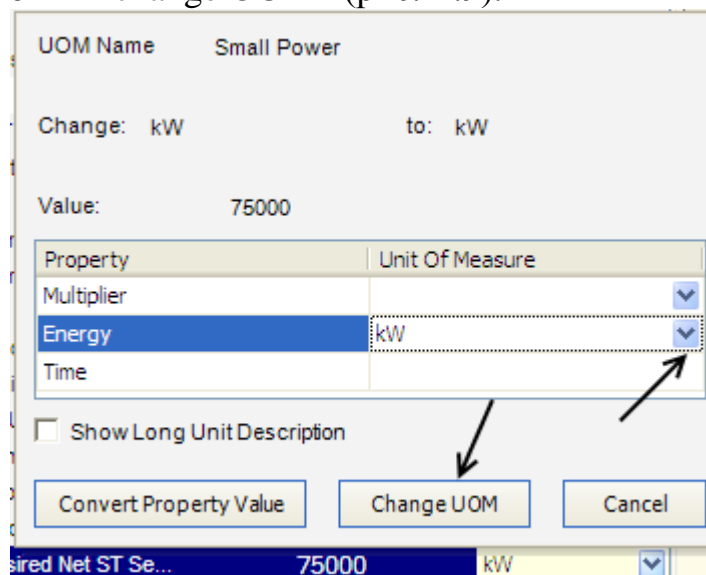


Рисунок Е.9 – Выбор единицы измерения
(источник: скрин состояния программы)

7. Следующий параметр зададим для конденсатора. Для этого необходимо аналогично предыдущему элементу вызвать окно ввода

параметров для конденсатора. В открывшемся окне необходимо выбрать вкладку «calculation mode» нажатием на символ «+», далее напротив появившейся вкладки «condensing modeling method» выбрать из раскрывающегося списка вариант «desired pressure» и в подсвеченной при этом вкладке ниже задать необходимое значение параметра, подтвердив ввод нажатием клавиши «enter» (рис. Е.10).

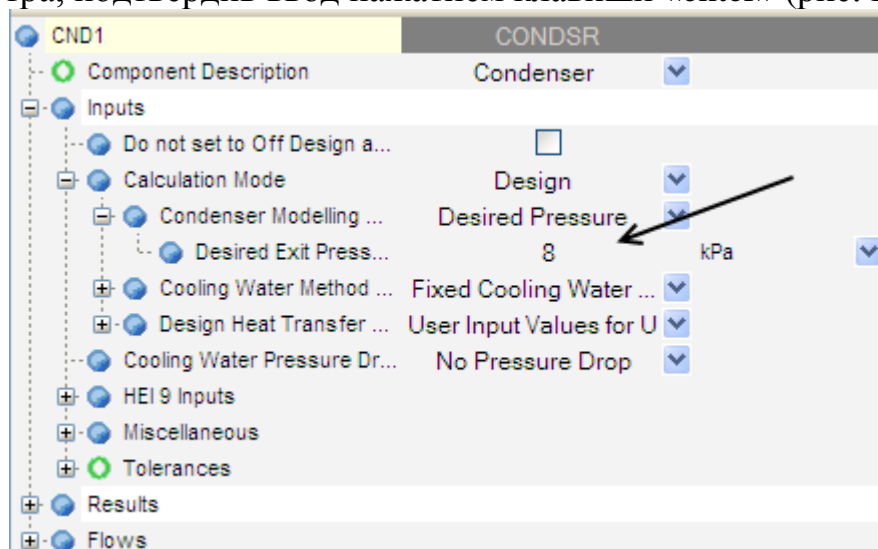


Рисунок Е.10 – Задание параметров для конденсатора (источник: скрин состояния программы)

8. Далее задаются параметры для деаэрата. Для этого в вызываемом окне параметров элемента необходимо раскрыть вкладку «inputs», в первом пункте которой «DA method flag» выбрать первый пункт «1 – constant pressure: vent flow for energy balance», после чего в подсвеченной ниже вкладке «desired operating pressure» задать необходимое значение подтвердив ввод нажатием клавиши «enter» (рис. Е.11).

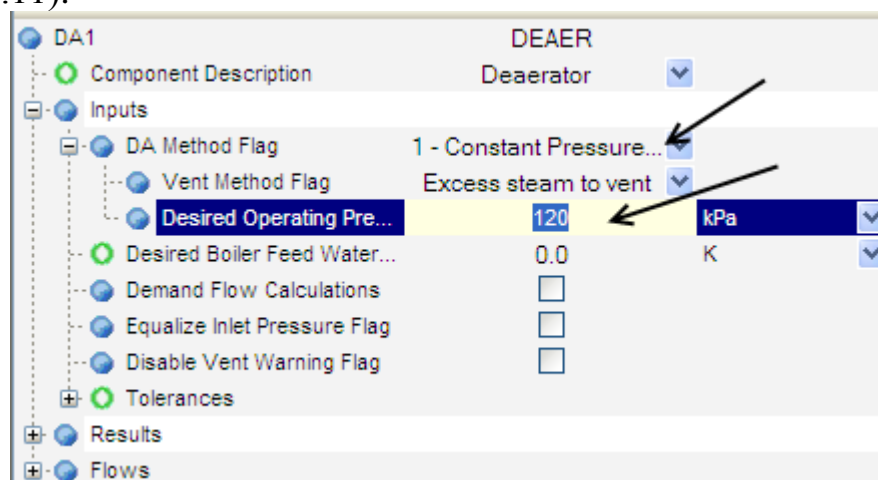


Рисунок Е.11 – Задание параметров для деаэрата (источник: скрин состояния программы)

9. Следующим элементом для задания параметров будет паровой котел. Для этого в вызываемом окне ввода параметров необходимо раскрыть вкладку «inputs», в ней раскрыть вкладку «calculation mode», где напротив вкладки «pressure control method» выбрать из раскрывающегося списка второй вариант – «outlet pressure», и в подсвеченной ниже вкладке задать необходимое значение, подтвердив ввод нажатием клавиши «enter». Далее напротив вкладки «temperature control method» из раскрывающегося списка выбрать второй вариант – «outlet temperature» и также задать в подсвеченной вкладке необходимое значение с последующим нажатием клавиши «enter» (рис. Е.12).

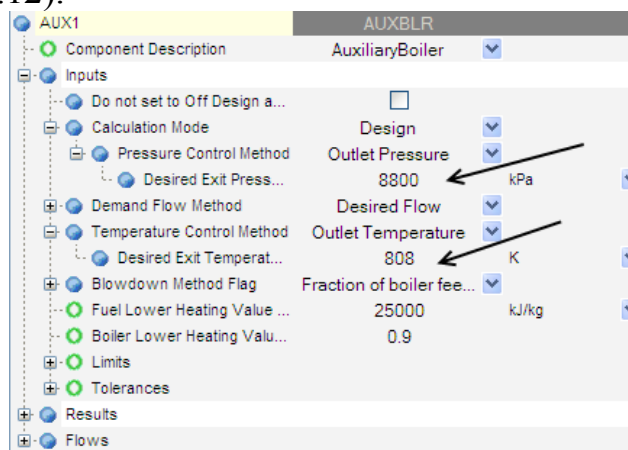


Рисунок Е.12 – Задание параметров для парового котла (источник: скрин состояния программы)

10. Для полноценной работы схемы необходимо также задать параметры для вспомогательного оборудования – конденсационного и питательного насосов. Для этого в вызываемом окне ввода параметров для насоса необходимо раскрыть вкладку «inputs», где во вкладке «control method flag» выбрать из всплывающего списка вариант «fixed control valve outlet pressure» и в подсвеченном ниже поле ввести значение давления следующего за насосом оборудования (деаэрата или парового котла соответственно); ввод значения параметра подтвердить нажатием клавиши «enter» (рис.Е.13).

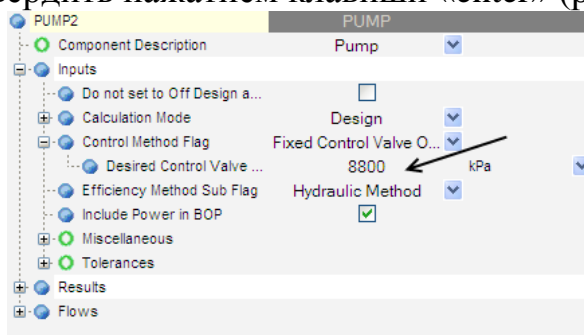


Рисунок Е.13 – Задание параметров для насоса (источник:скрин состояния программы)

11. На этом параметризация элементов завершена. Итоговым действием является вызов команды «запуск цикла», выполняемый аналогично первому этапу лабораторной работы – нажатием горячей клавиши «F4» или вызовом из строки меню команды «Analysis – run cycle». Положительным результатом будет являться отсутствие ошибок (предупреждения имеют место быть) и вывод значений КПД и мощности соответственно в полях «efficiency» и «power» окна запуска команды «run cycle» (рис. Е.14).

Last Completed Iteration					
Iteration	5	Residual	0,000000		
Power	72,831	Efficiency	33,270		
	System	Equipment	Properties		
Warning	0	4	0		
Errors	0	0	0		

Рисунок Е.14 – Результаты расчета цикла (источник: скрин состояния программы)

12. Для детального рассмотрения результатов можно воспользоваться командой меню «outputs – model report» для вывода основных показателей тепловой схемы или же вызовом команды «outputs – case report – detailed results» для вывода детализированного отчета по каждому элементу схемы. Данные отчеты формируются в среде интернет браузера и открываются автоматически после вызова команды (рис. Е.15).

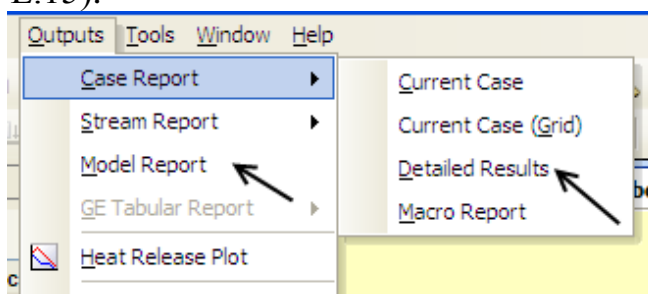


Рисунок Е.15 – Вызов команды создания отчета (источник: скрин состояния программы)

13. Также может быть проанализирован отчет о запуске цикла – документ запуска, проверки и оптимизации модели, это отчет об ошибках и введенных/принятых параметрах. Для его вывода можно воспользоваться сочетанием горячих клавиш «ctrl+E» или же вызовом команды из строки меню «Analysis – show error file». Данный документ позволяет оценить весь процесс расчета программой цикла, увидеть заданные и/или измененные параметры по умолчанию или согласно логике программы, а также прочитать

рекомендации к некоторым из замечаний / предупреждений или ошибок.

В заключении необходимо отметить несколько практических моментов, которые могут повлиять на удобство работы с моделью:

1. При небольшом количестве элементов количество связей соответственно невелико. Однако при произвольном расположении элементов создаваемые связи формируются «как есть», т.е. линия связи создается по кратчайшему пути между двумя маркерами. Иногда линии связи пересекаются между собой, иногда они расположены визуально неудобно. В программе существует возможность визуальной коррекции пути линии. Для этого необходимо выделить линию связи левой кнопкой мыши и на выделенной линии дважды щелкнуть левой кнопкой мыши по ближайшему к оборудованию выделяющему маркеру (кружок для перемещения элемента в пространстве и изменения его размеров), при этом курсор должен принять вид ладони(!) (рис. Е.16). После этого линия автоматически скорректируется в рабочей зоне для удобного визуального расположения.



Рисунок Е.16 – коррекция пути линии связи (источник: снимок состояния программы)

2. Для дополнительной визуализации схемы и большей наглядности можно использовать подписи данных для линий связи. Для этого необходимо выбрать линию связи после интересующего элемента, и из контекстного меню (правая кнопка мыши) выбрать пункт «add data component». После этого над соответствующей линией связи появится сетка данных (рис. Е.17). Необходимо обратить внимание, что измененные данные будут отображаться лишь после повторного запуска команды «run cycle».

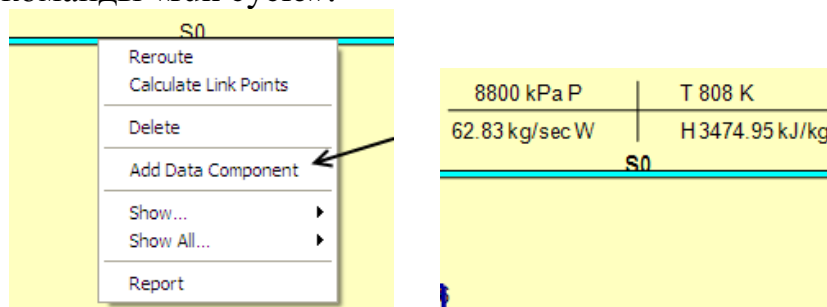


Рисунок Е.17 – ввод сетки параметров (источник: скрин состояния программы)

Список использованной литературы

1. Интернет-ресурс «Energo Soft» / теплотехнические программы / (http://www.energsoft.info/soft_teplo.tex.html) - был доступен 20.06.2015г).
2. History of the GateCycle™ Application // GateCycle Overview // Program's Description // GateCycle™ Application Version 6.0 SP4, 2010.
3. M.Wolowicz, K.Badyda, J.Milewski. Model of 800MW condensation power plant unit using GC application, Modelowanie inzynierskie, Inst. Techniki Cieplnej, Politechnika Warszawska / Gliwice 2011, v.42, s. 473-478.
4. B.Kowalczyk, C.Kowalczyk, R.Mateusz Rolf, K.Badyda. Model of an ANSALDO V94.2 gas turbine from Lublin Wrotkow Combined Heat and Power Plant using GateCycle software/ Journal of Power Technologies 94 (3), 2014,p190-195.
5. M.Kowalski, K.Badyda. Performance analysis of a gas turbine air heat recovery unit using GateCycle software / Journal of Power Technologies 92 (1), 2012, p.48-54.
6. S.M.Comporeale, B.Fortunato, A.M.Pontaleo, D.Sciacovelli. Biomass utilization in dual combustion gas turbines for distributed power generation in Mediterranean countries/ proceedings of ASME Turbo Expo 2011, GT2011, June 6-10, Vancouver, Canada.
7. D.Tutica, A.Badea, G.Darie. CHP functionality in the case of energy market tendencies / U.P.B. Sci.Bull., Series C., Vol. 75, Iss. 4, 2013.
8. N. Cesar, A.Erika, A.Andres, Z.Zulamita, L.Carlos, V.Carlos, C.Farid. Simulation of IGCC technologies: influence of operational conditions (environmental and fuel gas production) / Energetika, num.40, Medellin, Colombia, diciembre, 2008, p. 39-51.
9. D.Santin, Prof. P.Chiesa, Dr. J.Milewski. Mathematical model of Lublin-Wrotkow Power Plant (combined cycle) by using GateCycle software. Di Laurea. Politecnico di Milano, Anno Accademico 2010-2011.
- 10.Цанев С.В., Буров В.Д., Ремезов А.Н. Газотурбинные и парогазовые установки тепловых электростанций: Учебное пособие для вузов / Под ред. С.В. Цанева – М.: Издательство МЭИ, 2002. – 584с., ил.
- 11.Газотурбинные энергетические установки : учебное пособие для вузов по направлению "Теплоэнергетика" / С. В. Цанев, и др. ; Ред. С. В. Цанев . – М. : Изд. дом МЭИ, 2011 . – 428 с. - ISBN 978-5-383-00504-0 .
- 12.Трухний А.Д., Парогазовые установки электростанций : учебное пособие для вузов по направлениям "Энергетическое машиностроение", "Теплоэнергетика и теплотехника" / А. Д. Трухний. – М. : Изд. дом МЭИ, 2013 . – 648 с. - ISBN 978-5-383-00721-1.

13. Методика расчета тепловых схем газотурбинных и парогазовых электростанций / Цанев С.В., Буров В.Д., Соколова М.А., Торжков В.Е. – М.: Издательство МЭИ, 2004. – 48с.
14. Ривкин С.Л. Термодинамические свойства воздуха и продуктов сгорания топлив : справочник / С. Л. Ривкин . – 2-е изд., перераб. – М.: Энергоатомиздат, 1984. – 104 с. - Согласовано с Государственной службой стандартных справочных данных.
15. Аэродинамический расчет котельных установок (нормативный метод) / Центральный н.-и. и проектно-конструкторский котлотурбинный ин-т им. И. И. Ползунова (ЦКТИ) ; Ред. С. И. Мочан. – 3-е изд. – Л. : Энергия, 1977 . – 256 с.
16. Расчет показателей тепловых схем и элементов парогазовых и газотурбинных установок электростанций: Учебное пособие / С.В. Цанев, В.Д. Буров, С.Н. Дорофеев и др.; под ред. В.В. Чижова. – М.: Издательство МЭИ, 2000. – 72с.