

ФГБОУ ВО «НИУ «МЭИ»

на правах рукописи

НЕКЛЮДОВ АЛЕКСЕЙ ВАСИЛЬЕВИЧ

**ОПТИМИЗАЦИЯ РЕЖИМОВ РАБОТЫ ТЭС ДЛЯ  
РАЗЛИЧНЫХ ГОРИЗОНТОВ ПЛАНИРОВАНИЯ: ОТ  
НЕСКОЛЬКИХ ЧАСОВ ДО НЕСКОЛЬКИХ СУТОК**

Специальность 05.13.06. Автоматизация и управление технологическими  
процессами и производствами (по отраслям)

ДИССЕРТАЦИЯ

на соискание ученой степени кандидата технических наук

Научный руководитель:

д-р техн. наук, профессор Андриюшин Александр Васильевич

Москва -2022

## СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	3
ГЛАВА 1. Современное состояние вопроса оптимизации режимов работы тэс и постановка задачи исследования .....	7
1.1 Состояние вопроса оптимизации работы ТЭС .....	7
1.2 Планирование режимов работы ТЭС. Составляющие дохода и..... затрат на ТЭС .....	9
1.3 Постановка задачи исследования .....	14
1.4 Общие аспекты математического моделирования ТЭС .....	18
1.5 Задачи оптимизации.....	20
ГЛАВА 2. Математические методы решения оптимизационной задачи.....	25
распределения нагрузки ТЭС.....	25
2.1 Метод множителей Лагранжа.....	26
2.2 Условия Куна-Такера .....	27
2.3 Метод Монте-Карло .....	28
2.4 Метод динамического программирования.....	29
2.5 Целочисленное линейное программирование .....	32
2.6 Экспертный метод.....	36
2.7 Проведение численных экспериментов сравнения методов .....	36
2.7.1 Тестовая модель .....	37
2.7.2 Метод Монте-Карло .....	38
2.7.3 Метод Динамического программирования .....	40
2.7.4 Метод целочисленного линейного программирования .....	41

2.7.5 Градиентные методы .....	45
2.8 Выводы.....	47
2.9 Этапы подготовки оптимизационной модели.....	49
ГЛАВА 3. Элементы оптимизационной модели.....	50
3.1 Описание компонента модели «Котел».....	52
3.1.1 Задание кусочно-линейной характеристики оптимизационного..... элемента .....	54
3.2 Описание компонента «Режим турбины» .....	55
3.2.1 Параметризация поверхности.....	59
3.3 Описание компонента модели «Турбина» .....	61
3.3.1 Ограничения на скорость набора и сброса нагрузки .....	62
3.4 Методология автоматизации оцифровки характеристики..... оборудования ТЭС и её реализация .....	64
3.5 Расчёт нормативно-технических показателей работы станции.....	68
3.5.1 Концепция решения.....	68
3.5.2 Модуль работы с уравнениями.....	70
3.5.3 Модуль формирования отчётов.....	71
3.5.4 Использование Макетов ТЭП.....	72
3.5.5 Расходные характеристики элементов оборудования ТЭС.....	73
ГЛАВА 4. Разработка методики оптимизационной задачи ТЭС .....	77
4.1 Выбор программного инструмента для реализации оптимизационной модели .....	77
4.1.1 Библиотека Puomo .....	77
4.1.2 Пример формирования оптимизационной модели в Puomo .....	78
4.1.3 Пример реализация в Puomo.....	82

4.2 Унификация программирования элементов оборудования.....	83
4.3 Моделирование упрощенной оптимизационной модели .....	84
4.4 Особенности выполнения расчётов .....	86
4.5 Тестирование модели на фактических режимах .....	89
4.6 Экономический эффект использования модели .....	90
Выводы .....	93
Список литературы .....	97
Приложение 1 .....	100

## ВВЕДЕНИЕ

В современной энергетике определение оптимального режима работы оборудования электростанции остаётся очень важной задачей.

Критерий оптимальности технологического процесса постепенно расширяется. К снижению себестоимости вырабатываемой электроэнергии и сокращению выбросов вредных продуктов сгорания топлива в окружающую среду добавляется рыночная составляющая дохода от продажи электроэнергии в секторе рынка на сутки вперед (РСВ).

Эффективность является одним из важнейших направлений развития существующих технологических процессов производства тепловой энергии и электроэнергии. Многие работы посвящены поиску режимов работы оборудования технологического процесса, обеспечивающие его максимальную эффективность с учётом технологических ограничений. Исходя из определения, **Эффективность** — (лат. *efficientia*) достижение определенных результатов с минимально возможными издержками или получение максимально возможного объема продукции из данного количества ресурсов или получение максимально возможного объема продукции из данного количества ресурсов [1].

С учётом рыночных отношений и высокой волатильности цен на электроэнергию в секторе рынка РСВ, необходимо рассматривать задачу в более широком смысле: выполнять поиск режимов работы оборудования технологического процесса, обеспечивающего максимальную маржинальную прибыль как в краткосрочном, так и в долгосрочном периоде. **Оптимальность** — (от лат. *optimus* - наилучший) наилучший способ экономического поведения, экономических действий [2]. Предельную меру экономического эффекта от применяемого хозяйственного решения в соответствии с выбранным критерием называют оптимальностью.

При рассмотрении долгосрочной перспективы планирования режимов работы оборудования необходимо рассматривать вопросы надёжности оборудования и формирование сроков проведения ремонтных компаний.

В данной работе в качестве примера сложного технологического процесса рассматривается тепловая электрическая станция (ТЭС). Предложена методология формирования оптимизационной модели по оптимальному распределению тепловой и электрической нагрузок на ТЭС. Разработан прототип программы для решения задачи распределения нагрузок и выбора состава основного работающего оборудования ТЭС.

## **ГЛАВА 1. СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ ВОПРОСА ОПТИМИЗАЦИИ РЕЖИМОВ РАБОТЫ ТЭС И ПОСТАНОВКА ЗАДАЧИ ИССЛЕДОВАНИЯ**

### **1.1 Состояние вопроса оптимизации работы ТЭС**

В рамках данного раздела рассматривается современное состояние вопроса оптимизации режимов работы ТЭС. Кратко рассматриваются современные технологии повышения экономической эффективности и требования, которые предъявляются к ТЭС при планировании режимов работы.

Сегодня в мире электроэнергия производится в основном (50–70%) на тепловых электростанциях (ТЭС) с использованием органических топлив: природного газа и угля. Структура производства электроэнергии в ЕЭС России в 2020 году по типам электростанций: ТЭС 59,3%; АЭС 20,6%; ГЭС, ВЭС, СЭС 20,1%.

Теплоэлектроцентрали работают, в основном, по тепловому графику. Доля мощности ТЭЦ в структуре генерирующих мощностей страны составляет 30%. Их участие в регулировании электрической нагрузки различных энергосистем отличается, в среднем по ЕЭС составляет около 14% номинальной нагрузки. Их оборудование рассчитано на длительную работу. Технический уровень этого оборудования по тепловой экономичности, автоматизации и численности персонала, вредным выбросам в окружающую среду не всегда соответствует современным требованиям.

Для повышения эффективности ТЭС важное значение имеет строительство новых высокоэффективных электростанций, вывод из эксплуатации старого, экономически нецелесообразного оборудования и замена его более перспективным, что обеспечивает радикальное снижение удельных расходов топлива на производство электроэнергии и тепла, повышение

коэффициента использования установленной мощности и коэффициента полезного действия, снижение вредных выбросов в окружающую среду, а также уменьшение ремонтных затрат [1].

В мире сегодня в тепловой энергетике строятся и надежно работают угольные энергоблоки с коэффициентом полезного действия (КПД) 45 - 46% и парогазовые установки (ПГУ) с КПД 55 - 58%.

Создание новых инновационных технологий, как правило, осуществляется путем выполнения комплексных научно-исследовательских работ, в которых компании активно участвуют, прежде всего, финансово.

Крупные компании со значительной долей государственного капитала, которые имеют собственные большие научно-исследовательские центры, принимают непосредственное участие в исследованиях. Чаще всего эти исследования направлены на создание перспективных технологий повышения эффективности производства тепла и электроэнергии, а также снижение вредных выбросов [3].

Движущей силой этих исследований является подорожание традиционных топлив; изменение в законодательстве, которое поощряет эффективное использование топлива, возобновляемых источников энергии, снижение выбросов парниковых газов и ужесточение норм на традиционные вредные выбросы. Стимулирование инновационной деятельности осуществляется на законодательном уровне путем принятия директив с одной стороны, и формирования целостной системы поддержки инноваций, с другой.



## **1.2 Планирование режимов работы ТЭС. Составляющие дохода и затрат на ТЭС**

В программном документе «Энергетическая стратегия России на период до 2030 года» среди приоритетных задач, требующих решения, отмечается необходимость кардинального обновления электроэнергетики России на базе отечественного и мирового опыта, вывод из эксплуатации физически и морально устаревших генерирующих мощностей, ввод новых мощностей на электростанциях с применением передовых технологий на основе парогазовых установок (ПГУ), повышение индекса надежности систем электроснабжения с 0,996 до 0,9991 [Энергетическую стратегию Российской Федерации на период до 2035 года. ПРАВИТЕЛЬСТВО РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ, распоряжение от 9 июня 2020 г. № 1523-р].

Основное требование к электростанции – обеспечение выполнения диспетчерского графика системного оператора центрального диспетчерского управления (СО-ЦДУ). Выполнение требований ведения режима СО-ЦДУ необходимо для обеспечения надёжности энергосистемы.

В условиях рыночных отношений не менее важным, является экономическая эффективность управления станцией.

Тепловая электрическая станция производит тепло и электроэнергию, используя в качестве топлива основной и резервный вид топлива (газ и мазут или газ и уголь). Для большинства ТЭС России характерно изменение присоединенных тепловых нагрузок в зависимости от сезона и погодных условий.

ТЭС имеет договора на покупку топлива и продажу электроэнергии и тепла. Маржинальная прибыль определяется как разница между объёмом денежных средств, поступивших за продажу электроэнергии и тепла, и

перечисленных за используемое топливо. Доход станция получает от продажи электроэнергии на рынке РСВ (рынок на сутки вперед), продажи мощности в секторе рынка КОМ, за участие в рынке системных услуг (услуг по обеспечению системной надежности).

Цена электроэнергии РСВ обладает высокой волатильностью. Поэтому возникает потребность в регулярном планировании режимов работы оборудования. При работе на рынке РСВ состав включённого генерирующего оборудования определён. Решение задачи выбора состава включенного генерирующего оборудования (ВСВГО) производится заранее. Горизонт планирования ВСВГО может варьироваться от 2-х до 5 суток.

При планировании режимов эксплуатации тепловых электрических станций в краткосрочной перспективе (от нескольких часов до нескольких суток) обычно учитываются следующие требования:

- Производство и распределение между генерирующими единицами заданного количества электроэнергии;
- Отпуск заданной мощности в соответствии с плановым графиком для каждой группы точек поставки генерации;
- Отпуск тепла внешним потребителям в соответствии с плановым графиком поставки тепла;
- Обеспечение необходимого уровня выбросов вредных продуктов сгорания топлива в окружающую среду.

При планировании режимов эксплуатации тепловых электрических станций на более длительной перспективе к уже сформулированным требованиям необходимо добавить

- Снижение ежегодных издержек на эксплуатацию оборудования;
- Учёт выполнения плановых мероприятий, обеспечивающий требуемый уровень надёжности элементов эксплуатируемого оборудования.

Тепловая электрическая станция может иметь несколько составляющих дохода:

- Доход от продажи электроэнергии на рынке на стуки вперед (РСВ) и балансирующем рынке (БР), от продажи тепла, а также продажи электроэнергии по регулируемым договорам (РД);
- Доход от продажи мощности в секторе рынка конкурентного отбора мощности (КОМ);
- Доход за участие в рынке системных услуг (услуг по обеспечению системной надежности);

К затратам относятся:

- Переменные затраты: оплата стоимости использованного топлива, экологический сбор;
- Постоянные затраты (заработная плата персонала, траты на обслуживание оборудование и ремонтные компании, и т.д.);
- Штрафы за невыполнение обязательств.

**Маржинальная прибыль** определяется как разница между доходом и расходом.

Предполагается, что переменные затраты станция компенсирует за счёт продажи электроэнергии на рынках РСВ и БР, а также договорам РД. Постоянные затраты станция обеспечивает за счёт продажи мощности в секторе рынка КОМ.

Целью решения задачи оптимизации режимов работы оборудования ТЭС при планировании на интервал времени от нескольких часов до нескольких суток определяется является максимизация маржинальной прибыли. Маржинальная прибыль определяется разницей между доходом от продажи электроэнергии и тепла и затратами на используемое топливо.

Необходимо выделить три случая планирования от нескольких часов до нескольких суток:

- Когда состав оборудования уже согласован с системным оператором и задан диспетчерский график, решается задача оптимального ведения режима (оперативное планирование) на текущие сутки. В этом случае целью оптимизации является минимизация стоимости используемого топлива;
- Когда станция осуществляет планирование режима на сутки вперед. Состав оборудования задан. Решается задача максимизации величины разницы дохода и расходов с учётом стоимости электроэнергии на рынке при ограничениях, связанных с обеспечением требований по тепловым отборам внешним потребителям;
- Когда на станции планируется режим на несколько суток вперед. Решается задача выбора состава включенного генерирующего оборудования.

Высокая волатильность цен на рынке электроэнергии формирует потребность в регулярном планировании режимов работы оборудования, а также формирует ограничения на время выполнения оптимизации. Задача актуальна для режимной оптимизации основного и вспомогательного оборудования электростанций в широком диапазоне нагрузок.

Участие в секторе рынка конкурентного отбора мощности станции сводится к подаче ценовой заявки о стоимости единицы генерируемой мощности. Заявка формируется и подаётся раз в год. Далее ТЭС работает в соответствии с установленным тарифом. Доходная часть в этом секторе становится фиксированной. Расходной частью будут ремонтные компании. Оптимизация в этой части сектора рынка заключается в выборе оптимального времени проведения ремонтных компаний. Данная задача относится к задачам долгосрочного планирования. Сроки проведения ремонтных компаний должны

быть согласованы станцией с системным оператором центрального диспетчерского управления (СО-ЦДУ).

Рынок системных услуг позволяет электрической станции участвовать в процессах обеспечения надёжности энергосистемы. Оптимизация режимов работы оборудования, участвующего в рынке системных услуг, вызвана неравномерностью графиков электрических нагрузок в рамках объединенных энергетических систем (ОЭС) или зон свободного перетока (ЗСП). Изменение структуры электропотребления привели к увеличению неравномерности электрических нагрузок. Уменьшается доля нагрузки промышленных производств, в то время как доля потребления на коммунальные нужды и сельское хозяйство расчёт. В ночное время нагрузка уменьшается до минимального значения, а в дневные часы достигается максимум нагрузок. Одной из особенностей графиков электрических нагрузок является увеличение скорости изменения нагрузок. Для обеспечения резерва мощности энергосистемы, энергетические агрегаты (котлы, турбины, генераторы) могут находиться в различных типах резерва: оперативный, холодный, горячий. Основными состояниями энергетических агрегатов считаются: работа, резерв, плановый профилактический ремонт (ППР), вынужденный (аварийный) простой. Состояния, через которые агрегат проходит из одного состояния в другое (пуск, остановка, работа) называют промежуточными. В каждом состоянии агрегат имеет свой характер работы, что влияет на экономичность и надёжность.

### **1.3 Постановка задачи исследования**

#### **Актуальность работы**

В современной энергетике определение оптимального режима работы оборудования ТЭС, особенно на теплоэлектроцентралях (ТЭЦ) с поперечными связями остаётся очень важной задачей. Доля мощности ТЭЦ в структуре генерирующих мощностей страны составляет 30%. Для большинства ТЭЦ характерно изменение присоединенных тепловых нагрузок в зависимости от сезона и погодных условий.

При рассмотрении долгосрочной перспективы, необходимо учитывать вопросы надёжности оборудования и формирование сроков проведения ремонтных компаний.

В условиях рыночных отношений не менее важным, является экономическая эффективность управления станцией.

Задача выбора метода решения оптимизационной задачи является задачей, с которой периодически сталкиваются инженеры-теплоэнергетики в рамках решения задачи оптимизации режимов работы энергоблоков ТЭЦ.

Отсутствие универсального, легко настраиваемого и масштабируемого программного пакета по оптимизации режима работы энергооборудования ТЭЦ, подходящего для решения каждой конкретной прикладной задачи, имеющего достаточную степень математической строгости и учитывающего последующую корректировку, обеспечивающего гибкость настройки и широту масштабирования, делает актуальной задачу разработки программного пакета с максимальным охватом теоретически возможных конструкций, получаемых в результате моделирования, а также реализующего максимально унифицированный подход к формализации моделей оптимизации с учетом современных реалий их применения на практике – объектно-ориентированные

языки программирования, использование шаблонных конструкций, библиотек и «каркасов» для построения моделей оптимизации.

В рамках данной темы принималось участие в работе по гранту Российского фонда фундаментальных исследований (грант 18-08-01090).

**Цели и задачи исследования:** разработать методику и алгоритмы для формирования оптимизационной модели ТЭС, позволяющей выполнять планирование режимов работы оборудования для различных горизонтов: от нескольких часов до нескольких суток для решения следующих задач:

- Ведение режима работы оборудования на текущие сутки (X);
- Формирование оптимального торгового графика на сутки X+1.

Для достижения поставленной цели решались следующие задачи:

- Определение целевой функции и набор ограничений для задачи оптимизации режимов работы ТЭС для различных горизонтов планирования;
- Выбор метода оптимизации с учётом вычислительной сложности, которая определяется в первую очередь горизонтом планирования;
- Описание компонентов оптимизационной модели ТЭС;
- Формирование оптимизационной модели ТЭС, её верификация и численные эксперименты, анализ результатов;
- Разработка методики комплексной оптимизации режимов работы ТЭС с поперечными связями и несколькими ГТП для различных временных интервалов.

**Новизна исследования:** На защиту выносятся следующие результаты, обладающие научной новизной:

- Разработаны подход и методика построения оптимизационных моделей ТЭС в виде набора унифицированных компонентов, позволяющий существенно сократить как временные, так и трудовые затраты на формирование оптимизационной модели ТЭС. Конструкция оптимизационной модели ТЭС позволяет решать оптимизацию режимов работы ТЭС с различными технологическими ограничениями;

- Разработана оригинальная структура компонентов оптимизационной модели ТЭС, позволяющая выполнять корректировку её элемента в зависимости от требований к точности оптимизационной модели ТЭС;

- разработана методика комплексной оптимизации режимов работы ТЭС с поперечными связями и несколькими ГТП для различных временных интервалов (в рамках рассматриваемых суток, на сутки вперед), с использованием смешанного целочисленного линейного программирования (СЦЛП). Оптимизация производится с учётом стоимости и интегральных ограничений по объёму используемого топлива на рассматриваемый период, характеристик и конфигурации оборудования, цены электроэнергии на рынке на каждый час, динамических ограничений на режим работы оборудования.

**Практическая значимость** исследования заключается в том, что описанная в данной работе методология создания оптимизационной модели и созданный на ее основе программный пакет могут быть использованы для решения следующих задач:

- Ведение режима в рамках рассматриваемых суток;
- Планирование режимов работы оборудования станции и оптимального торгового графика с учётом цены на рынке на сутки вперед(РСВ).



Использование унифицированных компонентов позволяет сильно сократить трудозатраты на формирование модели, а возможность их дополнения/корректировки позволяет добиться требуемой точности оптимизационной модели.

**Личный вклад автора** состоял в следующем:

- Выполнена постановка задачи исследования;
- Разработан подход и методика построения оптимизационных моделей ТЭС;
- Разработана структура компонентов оптимизационной модели;
- Выполнен выбор метода оптимизации режимов работы ТЭС с учётом вычислительной сложности;
- Разработана методика комплексной оптимизации режимов работы ТЭС с поперечными связями и несколькими ГТП для различных временных интервалов, (в рамках рассматриваемых суток, на сутки вперед), с использованием метода смешанного целочисленного линейного программирования;
- Создан, на основе разработанных методик, программный пакет, выполнена его верификация;
- Проведены численных эксперименты и выполнен анализе их результатов.

**Достоверность полученных результатов работы** обусловлена применением современных методов математического моделирования и средств для проведения расчетов, широким обсуждением результатов работы на конференциях и семинарах.

**Апробация работы.** Основные результаты диссертационной работы докладывались и обсуждались на международных конференциях: "Управление развитием крупномасштабных систем" MLSD 2018, Москва, 2018; «Современные проблемы теплофизики и энергетики» рtppe 2019, Москва 2019;

«Управление развитием крупномасштабных систем» MLSD 2020, Москва, 2020; III Международная конференция «Современные проблемы теплофизики и энергетики» rtrre 2020, Москва 2020; международная научная «Киберфизические системы: проектирование и моделирование» 2021, Москва 2021.

Методологическая часть работы была использована аналитическим отделом Сибирской Генерирующей Компании для разработки модели Абаканской ТЭЦ.

**Благодарности.** Автор выражает глубокую признательность своему научному руководителю д-ру техн. наук, профессору А.В. Андрюшину за ценные консультации, советы и идеи. Автор благодарит канд. физ-мат. наук Д.А. Новицкого – за ценные идеи, огромную работу по подготовке оптимизационных моделей в Сибирской Генерирующей Компании (СГК), благодаря чему изложенный подход приобретает практическую ценность и значимость. Ю.Ю. Ягупову за подготовку статей; А. В. Неклюдовой – за помощь в редакторской работе.

#### 1.4 Общие аспекты математического моделирования ТЭС

В зависимости от целей исследований применяют оптимизационные или имитационные модели. Имитационные модели используются для анализа поведения системы при различных комбинациях ее параметров. Исходные данные однозначно определяют результат: число неизвестных в модели соответствует количеству ограничений, то есть уровень свободы равен нулю, полученное решение не обязательно будет лучшим, поскольку оно полностью определяется исследователем.

В оптимизационной модели высокий уровень свободы дает возможность выбрать лучшее состояние системы из множества допустимых решений в рамках установленных ограничений и целевой функции.

На локальном уровне это может быть задача поиска оптимальной стратегии; моделирование системы теплоснабжения. При данном подходе критериями оптимизации становятся задачи минимизации общих затрат, минимизации или достижения определенного уровня выбросов, максимизация потребления отдельного вида энергоресурса.

Несмотря на многокритериальный характер поставленной таким образом задачи, при моделировании и создании оптимизационной модели энергетических систем, стараются избегать многокритериальной оптимизации. Последнее связано с тем, что при использовании стандартных математических алгоритмов решения многокритериальных задач, решение оптимизационной задачи не всегда может быть качественно интерпретировано.

Этапы создания оптимизационной модели будет удобно представить в виде Рисунка 1.1



Рисунок 1.1- Этапы создания оптимизационной модели на ТЭС

Таким образом, для создания оптимизационной модели ТЭС можно выделить следующие этапы:

- первый этап - постановка задачи оптимизации;

- второй этап - формирование цифровой модели ТЭС. В роли цифровой модели может выступать расчётная модель ТЭС на основе нормативно-технической документации и данных с приборов учёта. Цифровая модель необходима для проверки корректности результатов оптимизационной модели. В главе 2 рассматриваются вопросы работы с нормативно-техническими показателями работы ТЭС. Предложены программные решения, позволяющие автоматизировать процесс расчёта технико-экономических параметров станции на основании НТД;
- третий этап - определение горизонта планирования и выбор метода оптимизации;
- четвёртый этап - формирование оптимизационной модели. Выбранный оптимизационный метод может накладывать ограничения на элементы оптимизационной модели.
- пятый этап - верификация оптимизационной модели и анализ результатов оптимизации, их непротиворечивость, оценивается экономический эффект.

## 1.5 Задачи оптимизации

При планировании режимов эксплуатации тепловых электрических станций выделяют несколько временных интервалов: краткосрочное, среднесрочное и долгосрочное планирование. Для формализации постановки задачи предлагается рассмотреть упрощенную модель теплоэлектростанции (ТЭС):

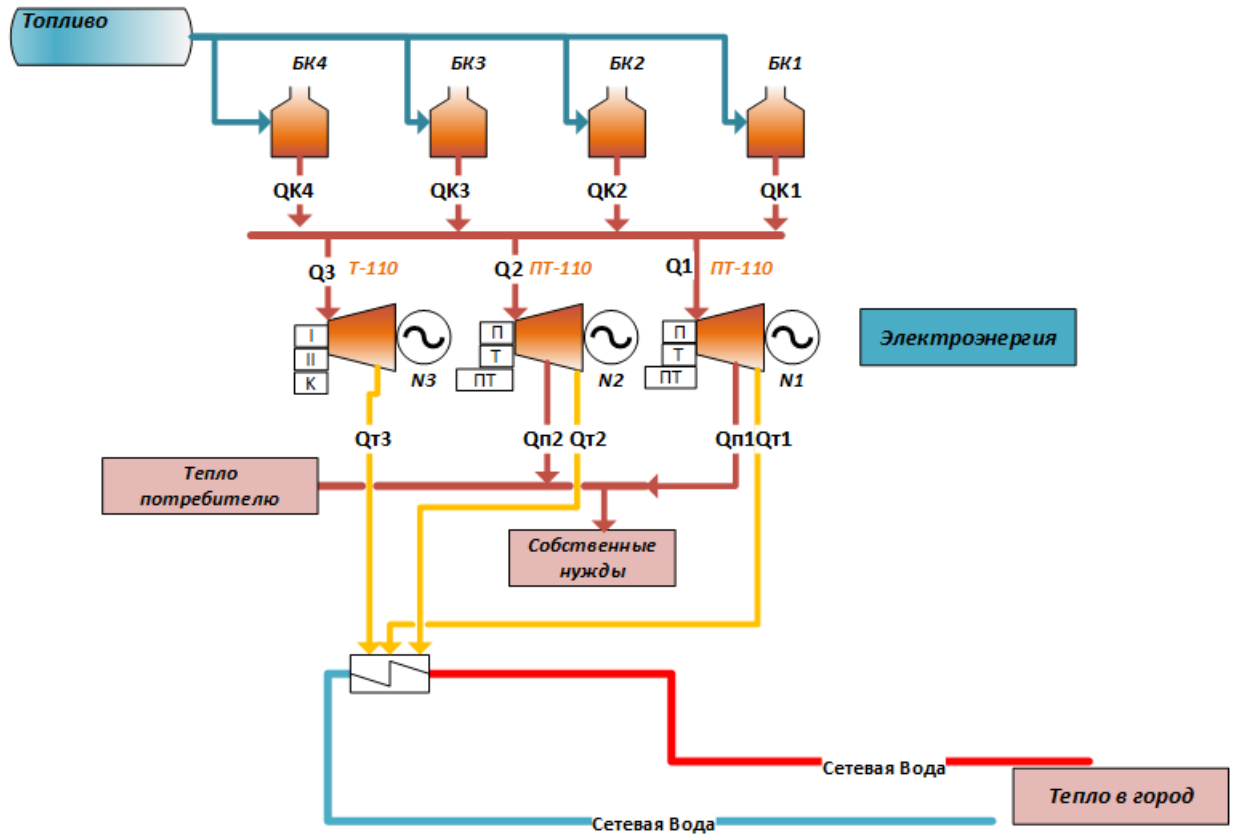


Рисунок 1.2 Упрощенное представление ТЭЦ

Модель представлена группой различных типов котлов и турбин, объединенных коллекторами высокого, среднего и низкого давлений, подогреватели низкого давления.

Для теплофикационных турбин, обеспечивающих выработку электрической и тепловой энергии, характерно очень большое число возможных режимов работы:

- 1) теплофикационные режимы с загрузкой как промышленного, так и отопительного отборов;
- 2) теплофикационные режимы с загрузкой только промышленного отбора;
- 3) теплофикационные режимы с загрузкой только отопительного отбора;
- 4) конденсационный режим.

В качестве целевой функции выбрана маржинальная прибыль:

$$Profit = Income - Expense \quad (1.1)$$

При решении задач краткосрочного и среднесрочного планирования доход станции определяется продажей электроэнергии на рынке РСВ, продажей тепла городу и промышленному потребителю:

$$Income = \{ \sum_{t,g} \{ \Delta[t, g] * Price[t] + Q_{п}[t] * Price_{Q_{п}} + Q_{т}[t] * Price_{Q_{т}} \}, \quad (1.2)$$

где  $\Delta$  – объём отпуска электроэнергии, мвт час;

$Price$  – цена за МВт \* ч на рынке РСВ или БР в зависимости от задачи, руб.;

$Q_{п}$  – объём отпуска тепла промышленного отбора, Гкал\*час;

$Q_{т}$  – объём отпуска тепла отопительного отбора, Гкал\*час;

$Price_{Q_{п}}$ ,  $Price_{Q_{т}}$  – цена за 1 Гкал\*час из пром. и теплового отборов;

$t$  – индекс интервала времени (количество рассматриваемых интервалов времени определяется горизонтом планирования);

$g$  – индекс генерирующей единицы.

Затраты определяются объёмом израсходованного топлива:

$$Expense = \sum_t UsedFuel[t] * PriceFuel \quad (1.3)$$

где  $UsedFuel$  – объём используемого топлива в момент времени  $t$ , тонн;

$PriceFuel$  – цена топлива за тонну.

Задача предусматривает набор технологических ограничений:

- объём промышленного и теплового отбора для каждого момента  $t$ :

$$\sum_g Q_{п}[t, g] = Q_{п}[t], \quad (1.4)$$

$$\sum_g Q_T[t, g] = Q_T[t], \quad (1.5)$$

где  $g$  – индекс генерирующей единицы;

$t$  – параметр времени

- состав включенного оборудования для каждой турбины и котла:

$$Turbine_{Use}[t, g] = Turbine_{Use}, \quad (1.6)$$

$$Boiler_{Use}[t, b] = Boiler_{Use}, \quad (1.7)$$

где  $Turbine_{Use}[t, g]$  – состояние турбины  $g$  в момент времени  $t$ ;

$Boiler_{Use}[t, b]$  – состояние котла  $b$  в момент времени  $t$ . Состояние может принимать два значения: включено 1 или выключено 0.

- ведение режима по диспетчерскому графику для каждой ГТП для каждого момента времени  $t$ :

$$\sum_{g \in g_{ГТП}} \mathcal{E}[t, g_{ГТП}] = N_{дг ГТП}[t], \quad (1.8)$$

где  $\mathcal{E}[t, g]$  – объём отпуска электроэнергии турбиной  $g$ , входящей в состав ГТП  $g$  в момент времени  $t$ .

Набор технологических ограничений зависит от рассматриваемой задачи, при этом целевая функция остаётся неизменной.

**Задача ведения режима в рамках рассматриваемых суток.** В этой задаче для групп точек поставки (ГТП) задан диспетчерский график (ДГ). Состав генерирующего оборудования predetermined и учитывается при выборе его режимов работы. Суммарный график генерации для группы точек поставки формируется СО-ЦДУ (системный оператор центрального диспетчерского

управления). Ограничения (1.4-1.8) используются в качестве технологических ограничений. Компоненты оптимизационной модели представлены максимально подробно.

**Задача планирования оптимального торгового графика РСВ.** Планирование режимов работы оборудования станции с учётом цены РСВ на сутки вперед (планировании режима работы оборудования на сутки, следующие после текущих). В этой задаче состав генерирующего оборудования уже predetermined и учитывается при выборе его режимов работы. В задаче используются ограничения (1.4-1.7).

**Задачи выбора состава включенного генерирующего оборудования станции (ВСВГО).** Это наиболее вычислительно сложная задача. Горизонт планирования может варьировать от одного до нескольких суток. В задаче используются ограничения (1.4-1.5). Дополнительно необходимо также учитывать время, необходимое на включение и выключение оборудования, стоимость пуска и останова. В данной работе задача ВСВГО решается с грубым приближением: не учитывается время, необходимое для включения и выключения оборудования, а также его стоимость.



## ГЛАВА 2. МАТЕМАТИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ РЕШЕНИЯ ОПТИМИЗАЦИОННОЙ ЗАДАЧИ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ НАГРУЗКИ ТЭС

Задача комплексной оптимизации режимов работы оборудования станции состоит в поиске минимальных значений целевой функции при соблюдении технологических ограничений. Целью выбора применения математических методов является обеспечение наиболее эффективного вычислительного процесса с учётом технологических ограничений рассматриваемого объекта и располагаемых вычислительных возможностей ЭВМ.

Анализ нормативно-технической документации ТЭС позволяет сделать вывод, что в общем виде технологические ограничения не являются линейными. Решаемая в общем виде задача оптимизации режимов работы оборудования станции относится к классу задач нелинейного программирования. В общем виде, задачу оптимизации с набором технологических ограничений можно представить в виде:

$$\sum_t f_t(\vec{x}) \rightarrow \min, \quad t = 1, 2, \dots, T \quad (2.1)$$

при условиях:

$$h_i(\vec{x}) = 0, \quad i = 1, 2, \dots, I \quad (2.2)$$

$$g_j(\vec{x}) \leq 0, \quad j = 1, 2, \dots, J \quad (2.3)$$

где  $\vec{x} \{x_1, \dots, x_n\}$  – вектор параметров;

$f_t(\vec{x})$  – значение целевой функции на  $t$ -й момент времени;

$h_i(\vec{x})$  –  $i$ -е ограничение-равенство;

$g_j(\vec{x})$  –  $j$ -е ограничение-неравенство.

Для режимов ТЭС применяются различные методы оптимизации, а выбор математического аппарата зависит от типов турбоустановок и способов представления энергетических характеристик турбин. Аналитические методы поиска оптимальных решений для ТЭС проблематичны ввиду большого числа переменных и ограничений на них.

В качестве критерия сравнения различных методов принят объем вычисления на ЭВМ, требующийся для поиска решения при заданной точности. В качестве меры объёма вычислений используется время выполнения расчётов. При выборе метода оптимизации важно учитывать область сходимости метода и гибкость по отношению к возможности внесения изменений в математическую модель.

Ниже приведен обзор, наиболее широко распространенных в настоящее время, методов оптимизации, используемых для разного класса задач, в том числе и задач расчёта режима работы ТЭС [16]. Некоторые из изложенных ниже методов описаны в целях сравнения.

## 2.1 Метод множителей Лагранжа

Рассматривается целевая функция  $f(\vec{x}) \rightarrow \min$ , где  $\vec{x} = \{x_1, x_2, \dots, x_n\}$ .

Экстремум этой функции требуется найти при наличии дополнительных ограничений:

$$\varphi_j(x_1, x_2, \dots, x_n) = 0 \quad (2.4)$$

где  $j = 1, 2, \dots, k$ ;  $k < n$ .

Введя дополнительные множители  $\lambda = \{ \lambda_1, \lambda_2, \dots, \lambda_k \}$ , получим новую функцию:

$$L(\vec{x}, \lambda) = f(\vec{x}) - \sum_{j=1}^m \lambda_j \varphi_j(\vec{x}) \quad (2.5)$$

Необходимым условием экстремума является равенство нулю всех первых частных производных от  $L$ . В результате получается  $(n+m)$  уравнений с  $(n+m)$  неизвестных  $\vec{x}$  и  $\lambda$ .

Недостатком метода множителей Лагранжа является отсутствие возможности использования ограничений типа неравенство.

## 2.2 Условия Куна-Такера

Метод множителей Лагранжа можно использовать при построении критериев оптимальности для задач с ограничениями в виде равенств. Кун и Таккер обобщили этот подход на случай общей задачи нелинейного программирования с ограничениями, как в виде равенств, так и в виде неравенств. Рассмотрим следующую общую задачу нелинейного программирования:

Минимизация  $f(x)$  при ограничениях:

$$g_j(\vec{x}) \geq 0 \quad j = 1, 2, \dots, I \quad (2.6)$$

$$h_k(\vec{x}) \geq 0 \quad k = 1, 2, \dots, K, \quad (2.7)$$

где:  $\vec{x} = x_1, x_2, \dots, x_n$ .

Ограничения в виде неравенства  $g_j(\vec{x}) \geq 0$  называется активным, или связывающим, в точке  $\vec{x}$ , если  $g_j(\vec{x}) = 0$ , и неактивным, или не связывающим, если  $g_j(\vec{x}) > 0$ , где  $\vec{x}$  - допустимая точка, то есть удовлетворяющая всем ограничениям. Если существует возможность обнаружить ограничения, которые неактивны в точке оптимума, до непосредственного решения задачи, то эти ограничения можно исключить из модели и тем самым уменьшить ее размеры.

Кун и Таккер построили необходимые и достаточные условия оптимальности для задач нелинейного программирования, исходя из предположения о дифференцируемости функций  $f, g_j, h_k$ . Итак, задача Куна - Таккера состоит в том, чтобы найти векторы  $\vec{x}_{(n \times 1)}, U_{(1 \times I)}, v_{(1 \times K)}$ , удовлетворяющие следующим условиям 2.8 [24]:

$$\left\{ \begin{array}{l} \nabla f(\vec{x}) - \sum_{j=1}^I U_j \nabla g_j(\vec{x}) - \sum_{k=1}^K v_k \nabla h_k(\vec{x}) = 0 \\ g_j(\vec{x}) \geq 0 \quad j = 1, 2, \dots, I \\ h_k(\vec{x}) = 0 \quad k = 1, 2, \dots, K \\ U_j * g_j(\vec{x}) = 0 \\ U_j \geq 0 \end{array} \right. \quad (2.8)$$

### 2.3 Метод Монте-Карло

Метод Монте-Карло – это численный метод решения математический задач при помощи моделирования случайных величин.

Особенности метода. Составляется программа для осуществления случайных испытаний для каждой оптимизируемой переменной. Каждое испытание не зависит от всех остальных. Метод Монте-Карло также называют методом статистических испытаний. Ввиду того, что поиск оптимальных параметров переменных производится случайным образом, метод Монте-Карло не гарантирует глобального оптимума. Часть проводимых испытаний может быть исключена из рассмотрения, так как может не попасть в область допустимых режимов работы оборудования. Статистически, отклонение от оптимального значения оценивается как величина  $\sqrt{D/N}$ , где  $D$  – некоторая постоянная, а  $N$  – число испытаний.

К достоинству метода можно отнести простоту реализации и быстроту получения результатов эксперимента при условии, что высокая точность результатов не требуется.

К недостаткам относится высокая вычислительная сложность для обеспечения высокой точности. Результат эксперимента не всегда возможно воспроизвести.

## **2.4 Метод динамического программирования**

Динамическое программирование – это вычислительный метод решения задач оптимального управления определенной структуры. Динамическое программирование возникло и сформировалось в 1950-1953 гг. благодаря работам Р. Беллмана.

Динамическое программирование определяет оптимальное решение в многомерной задаче путем ее декомпозиции на этапы, каждый из которых представляет подзадачу. Преимущество такого подхода состоит в том, что вместо многомерной задачи на каждом этапе решаются несколько раз подзадачи меньшей размерности.

В основе метода динамического программирования лежит принцип оптимальности, сформулированный Беллманом.

*Принцип оптимальности:* если некоторая последовательность решений оптимальна, то на любом шаге последующие решения образуют оптимальную стратегию по отношению к результату предыдущих решений.

Другими словами, каково бы не было состояние системы перед очередным шагом, надо выбрать управление на этом шаге так, чтобы выигрыш плюс оптимальный выигрыш на всех последующих шагах был бы

максимальным. На основе принципа оптимальности Беллмана строится схема решения многошаговой задачи, состоящая из 2-х частей:

1) **Обратный ход:** от последнего шага к первому, выполняется множество возможных оптимальных («условно-оптимальных») управлений.

2) **Прямой ход:** от известного начального состояния к последнему из полученного множества «условно-оптимальных» управлений составляется искомое оптимальное управление для всего процесса в целом.

Оптимальную стратегию управления можно получить, если сначала найти оптимальную стратегию управления на  $n$ -м шаге, затем на двух последних шагах, затем на трех последних шагах и т.д., вплоть до первого шага.

Чтобы на практике можно было использовать принцип оптимальности, необходимо записать его математически. Обозначим через  $z_1(x_{n-1}), z_2(x_{n-2}), \dots, z_n(x_0)$  условно-оптимальные значения приращений целевой функции на последнем шаге, двух последних, ..., на всей последовательности шагов, соответственно.

Тогда для последнего шага:

$$z_1(x_{n-1}) = \max(\min) \{F_n(x_{n-1}, u_n)\}, \quad (2.9)$$

где  $u_n$  – множество допустимых (возможных) управлений на  $n$ -ом шаге;

$x_{n-1}$  – возможные состояния системы перед  $n$ -ым шагом.

Для двух последних шагов:

$$z_2(x_{n-2}) = \max(\min) \{F_{n-1}(x_{n-2}, u_{n-1}) + z_1(x_{n-1})\}, \quad (2.10)$$

Для  $k$  последних шагов:

$$z_k(x_{n-k}) = \max(\min) \{F_{n-k+1}(x_{n-k}, u_{n-k+1}) + z_{k-1}(x_{n-k+1})\}, \quad (2.11)$$

Для всех  $n$  шагов:

$$z_n(x_0) = \max(\min) \{F_1(x_0, u_1) + z_{n-1}(x_1)\}. \quad (2.12)$$

Использование метода динамического программирования позволяет эффективно решать оптимизационные задачи в случае возможности декомпозиции объекта оптимизации на множество элементов, связи между которыми можно представить в виде дерева. При появлении поперечных связей и интегральных ограничений по времени на использование топлива конструкции модели существенно усложняются.

Метод динамического программирования успешно применяется для распределения электрической нагрузки между конденсационными турбоагрегатами станций и энергосистемы, однако использование его для оптимизации режимов ТЭС, где имеют место многомерные процессы распределения разного вида нагрузок, наталкивается на значительные трудности вычислительного плана.

Достоинства метода заставляют искать пути его применения для оптимизации режимов теплофикационных турбин.

Достоинства:

- позволяет свести многомерную задачу к набору задач меньшей размерности;
- простота добавления ограничений (не интегральных) на оптимизационные переменные в рамках одной итерации расчёта.

Недостатки:

- сложность учёта интегральных ограничений;
- необходимость в итерационной схеме выполнения оптимизационного расчёта при решении оптимизационной задачи с учётом динамических ограничений.

## 2.5 Целочисленное линейное программирование

Под задачей целочисленного линейного программирования (ЦЛП) или смешанного целочисленного программирования (СЦЛП) понимается задача линейного программирования (ЛП), в которой некоторые переменные должны принимать целые значения. Задача ЦЛП называется полностью целочисленной, если все её переменные должны быть целочисленными. Для смешанной задачи ЦЛП лишь некоторые переменные предполагаются целочисленными, а остальные могут принимать нецелые значения.

Задачу ЦЛП можно решить, например, как задачу ЛП без учёта условий целочисленности переменных, а затем округлить полученное решение. Использование такого подхода требует проверки допустимости полученного решения. Таким методом часто пользуются при решении практических задач, особенно когда значения переменных настолько велики, что можно пренебречь ошибками округления. Однако при решении задач, в которых целочисленные переменные принимают малые значения, округление может привести к далёкому от истинного оптимума целочисленному решению. Кроме того, при решении задач большой размерности такой метод требует слишком много машинного времени. Например, пусть оптимальное решение соответствующей задачи ЛП имеет вид  $x_1 = 2,4$ ;  $x_2 = 3,5$ . Для получения приближённого оптимального решения необходимо рассмотреть четыре точки (2;3); (2;4); (3;3); (3;4) и выбрать среди них допустимую точку с наилучшими значениями целевой функции. Если в задаче имеются 10 целочисленных переменных, то следует рассмотреть  $2^{10} = 1024$  варианта целочисленного решения. Но даже рассмотрение всех вариантов не гарантирует получения оптимального целочисленного решения задачи.

Одним из методов решения как полностью целочисленных, так и смешанных задач ЦЛП является метод ветвей и границ. Он представляет собой эффективную процедуру перебора всех целочисленных допустимых решений.



Удобно представить последовательность задач ЛП, возникающих при использовании процедуры метода ветвей и границ, в виде сети или дерева. Деревья состоят из множества вершин и соединяющих их дуг или ветвей. Каждая вершина представляет собой либо начальную, либо конечную точку некоторой ветви. В случае, если в некоторой вершине возникает ситуация, когда исследуемое решение является оптимальным и целочисленным или, наоборот, решение отсутствует, то нет необходимости производить дальнейшее ветвление, поэтому рассматриваемая вершина является прозондированной.

Для определения переменной, по которой производится начальное ветвление, разработан ряд правил:

1. Выбор целочисленной переменной, значение которой в оптимальном решении ЛП-1 имеет наибольшее дробное значение.
2. Приоритетной является переменная, коэффициент которой в целевой функции превосходит остальные.
3. Выбор переменной с наименьшим номером.

Для дальнейшего ветвления следует выбирать вершину, соответствующую наибольшему оптимальному значению целевой функции.

Произвольным образом выбирается задача ЛП, решавшаяся последней.

Промежуточная вершина является прозондированной в том случае, если она удовлетворяет хотя бы одному из следующих условий:

1. Оптимальное решение, соответствующее данной вершине, целочисленное (имеются ввиду значения соответствующих переменных).
2. Задача ЛП, соответствующая рассмотренной вершине, не имеет допустимых решений.
3. Оптимальное значение  $f(x)$  соответствующей задачи ЛП не превосходит текущей нижней границы.

При использовании метода ветвей и границ выбор вершины для дальнейшего ветвления происходит до тех пор, пока остаётся хотя бы одна не прозондированная вершина. Прозондированная вершина с наилучшим значением  $f(x)$  даёт оптимальное решение исходной задачи ЦЛП. Получение перед реализацией метода ветвей и границ допустимого целочисленного решения задачи ЦЛП может оказаться весьма полезным, так как оно даёт начальную нижнюю границу, используемую до получения лучшей нижней границы по методу ветвей и границ.

Анализ опыта решения практических задач привёл к выработке ряда рекомендаций, который можно использовать для уменьшения времени вычислений.

1. Количество целочисленных переменных следует уменьшить насколько возможно. Например, целочисленные переменные, значения которых должны быть не меньше 20, можно рассматривать как непрерывные.

2. Добавление новых ограничений, включающих целочисленные переменные, в большинстве случаев сокращает время решения задач ЦЛП.

3. По возможности следует получать близкие друг к другу верхнюю и нижнюю границы значений целочисленных переменных.

4. Можно заканчивать реализацию метода ветвей и границ, если для задач максимизации выполняется соотношение:

$$\frac{\text{верхняя граница} - \text{нижняя граница}}{\text{верхняя граница}} < 0.03 \quad (2.13)$$

5. Рекомендуется выбирать для ветвления целочисленные переменные в порядке убывания их приоритета, назначаемого в соответствии с технико-экономической интерпретацией переменных и опытом пользователя.

В задачах с большим количеством переменных более эффективным является метод отсечения Гомори, который основан на введении дополнительных условий и анализе значений базисных и небазисных переменных, т. е. выполняется модифицированный симплекс-метод. Кроме того, данный метод может применяться в параметрическом программировании, когда исходные данные (коэффициенты) в ЦФ и ограничениях являются не постоянными величинами, а функциями, зависящими определенным образом от некоторых параметров.

Достоинства:

- обеспечение возможности решения задач большой размерности;
- объединять оптимизационные модели в единую новую оптимизационную модель;

• простота задания ограничений типа равенство и неравенство, что позволяет:

- a) учитывать поперечные связи станции;
- b) динамические ограничения на работу оборудования;
- c) интегральные ограничения на лимиты используемого топлива;
- d) вносить изменения в целевую функцию решаемой задачи.

Недостатки:

- сложность параметризации элементов оптимизационной модели.

Под параметризацией понимается описание каждого элемента оптимизационной модели конструкцией вида:

$$A_{eq} * \vec{x} = \vec{b} \quad (2.14)$$

$$A_{ineq} * \vec{x} \leq \vec{b}_{ineq} \quad (2.15)$$

$$\vec{lb} \leq \vec{x} \leq \vec{ub} \quad (2.16)$$

Где каждый компонент вектора  $\vec{x}$  соответствует одному из типов: В - бинарный, I - целочисленный, С – непрерывный.

## **2.6 Экспертный метод**

На станциях диспетчер может принимать решения об управлении режимами оборудования на основании своего опыта или набора правил. Это позволяет обеспечить хороший результат ведения режима, но не всегда оптимальный.

Для сравнения с другими методами предлагается определить следующий алгоритм:

Необходимо выполнить ранжирование генерирующих блоков в порядке возрастания их затратных характеристик. В рамках заданных приоритетов генерация на блоках увеличивается до тех пор, пока требуемая нагрузка не будет обеспечена и соблюдены все ограничения.

## **2.7 Проведение численных экспериментов сравнения методов**

В общем случае оптимизация для ТЭС состоит в том, чтобы произвести выбор наилучшего решения среди всех возможных путем вариации всех влияющих на эффективность параметров на основании некоторого критерия.

Ниже будет произведено сравнение следующих оптимизационных методов:

1. Метод Монте-Карло;
2. Метод динамического программирования;
3. Метод смешанно-целочисленного линейного программирования.

#### 4. Метод внутренней точки.

Выбор первых трёх методов определён тем, что они могут применяться как для задач оптимизации с произвольными областями определения функций, так как в общем виде задача не является выпуклой

Метод внутренней точки был добавлен с целью демонстрации эффектов, которые могут наблюдаться при использовании градиентных методов при решении оптимизационной задачи.

#### 2.7.1 Тестовая модель

Для проведения численных экспериментов необходимо сформировать некую тестовую модель, представленную на рисунке 2.1.

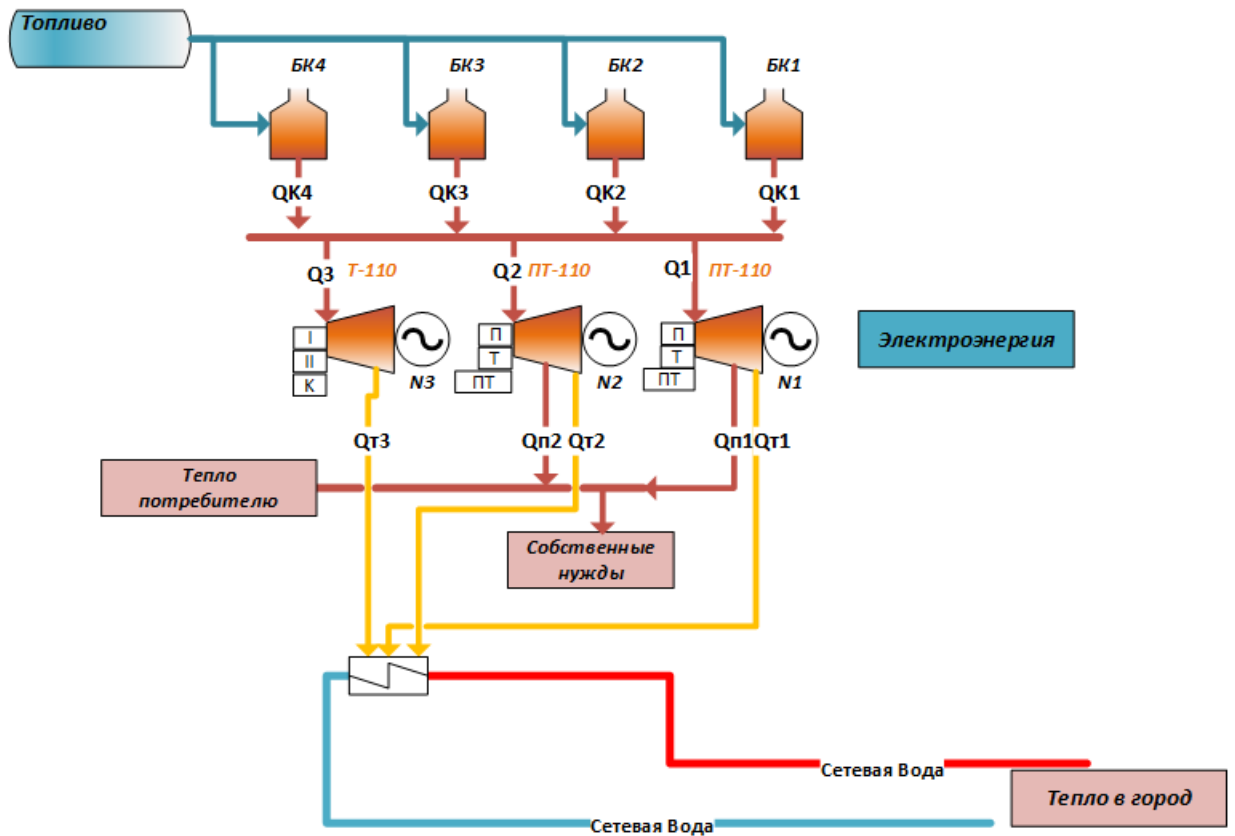


Рисунок 2.1- Тестовая модель

Для простоты экспериментов, предлагается рассмотреть оптимизацию режимов работы турбин. Выполняется решение задачи минимизации расхода острого пара для группы турбин при заданной суммарной нагрузке генерации  $N$ , теплового отбора  $Q_T$ , промышленного отбора  $Q_P$ , заданном составе оборудования: ПТ турбины работают в ПТ режиме, Т турбина – в одноступенчатом.

$$N = 150 \text{ МВт}, Q_T = 120 \text{ Гкал}, Q_P = 80 \text{ Гкал}$$

### 2.7.2 Метод Монте-Карло

Метод Монте-Карло – это метод статистических испытаний.

Необходимо определить правила проведения испытаний:

Шаг 1: Случайным образом распределяем  $Q_P$  между двумя ПТ турбинами  $Q_{P1}$  и  $Q_{P2}$ .

Шаг 2: необходимо определить область допустимых значений  $Q_{T1}$  и  $Q_{T2}$  для турбин 1 и 2 с учётом значений отборов тепла  $Q_{P1}$  и  $Q_{P2}$ , полученных на шаге 1. Объём суммарного теплового отбора  $Q_T$  распределяется между тремя турбинами случайным образом с учётом их возможных диапазонов.

Шаг 3: необходимо определить диапазон допустимых значений генерации турбин с учётом величин теплового и промышленного отборов. Далее случайным образом распределить суммарный объём генерации между турбинами.

Шаг 4: рассчитать расход острого пара для каждой из турбин и его суммарное значений.

Далее необходимо провести  $N$  экспериментов и получить минимальное значение суммарного отбора тепла  $Q_0$ .

Результаты экспериментов занесены в таблицу:

Таблица 2.1 – Результаты расчета

Количество экспериментов n	Минимальное значение Q0	Время выполнения расчёта, сек	% точек в ОДЗ	Отклонение от опт. значения
100	443,8514	0,01	62	0,88 Гкал
1 000	443,47	0,015	54	0,5 Гкал
10 000	443,4524	0.089	56,8	0,48 Гкал
100 000	443,1708	0.824	57,28	0,20 Гкал
500 000	443,1812	4,27	57,16	0,21 Гкал
1 000 000	443,049	8,9	57,06	0,08 Гкал

При увеличении числа экспериментов точность метода возрастает.

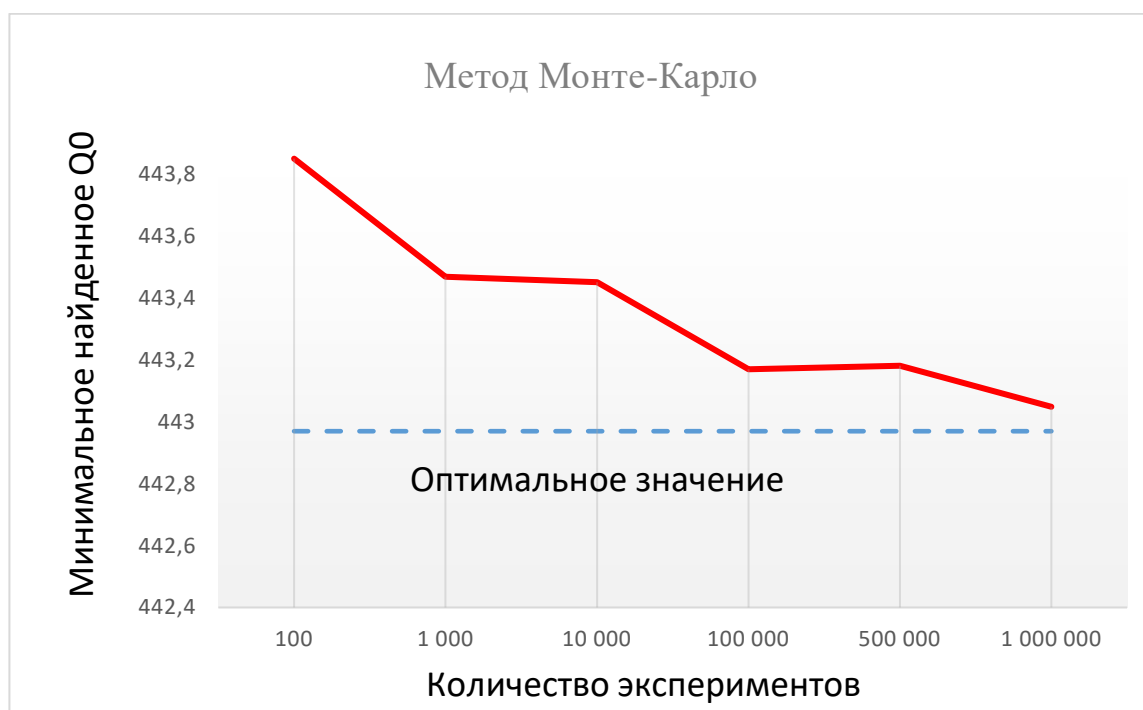


Рисунок 2.2 - Зависимость точности метода Монте-Карло от количества экспериментов

Из рисунка 2.2 видна зависимость точности метода Монте-Карло от количества экспериментов. При большом количестве экспериментов, найденное решение стремится к оптимальному.

### 2.7.3 Метод Динамического программирования

Решение задачи выполняется в несколько шагов:

Шаг 1. Для решения данной задачи необходимо построить обобщенную характеристику турбин T1 и T2 для возможных режимов работы при условии, что их суммарный промышленный отбор будет равен величине  $Q_p$ .

Шаг 2. Необходимо сформировать обобщенную характеристику турбины T3 с обобщенной характеристикой, полученной на предыдущем шаге для всех возможных вариантов работы турбин при условии, что суммарный объем теплового отбора равен  $Q_t$ , а суммарная генерация равна  $N$

Для определения всех возможных вариантов работы турбин формируется таблица, связывающая параметры  $Q_t$ ,  $Q_p$ ,  $N$ ,  $Q_0$ .

По каждому из направлений ( $Q_t$ ,  $Q_p$ ,  $N$ ) задается шаг, список значений от минимума до максимума. Итоговая таблица содержит в себе всевозможные комбинации значений по осям  $Q_t$ ,  $Q_p$ ,  $N$ .

Ниже приведена таблица 2.2 с зависимостями точности и времени выполнения расчётов от плотности шагов «сетки» по оптимизируемым переменным. Для определения оптимальных параметров расчёта оптимизационной модели проводятся численные эксперименты:

Таблица 2.2 – Результаты расчета



Шаг по Qп	Шаг по Qt	Шаг по N	Минимальное значение Q0	Время расчёта	Отклонение от опт. значения
20 Гкал	10 Гкал	5 МВт	443,062	1,4 сек	0,092 Гкал
20 Гкал	10 Гкал	2,5 МВт	443,061	3,4 сек	0,091 Гкал
10 Гкал	10 Гкал	2,5 МВт	443,061	9,3 сек	0,091 Гкал

При сокращении шага расчётной сетки до определенного значения точность оптимизационной модели увеличивается, однако дальнейшее сокращение шага сетки эффекта не приносят.

#### **2.7.4 Метод целочисленного линейного программирования**

Для решения задачи с помощью метода смешанного целочисленного линейного программирования (СЦЛП) сначала выполняется параметризация характеристики объекта, то есть происходит его представление в виде линейных ограничений типа равенств и неравенств. В трёхмерном случае поверхность разделяется на набор симплексов, каждый из которых описывается линейными ограничениями, как показано на рисунке 2.3.

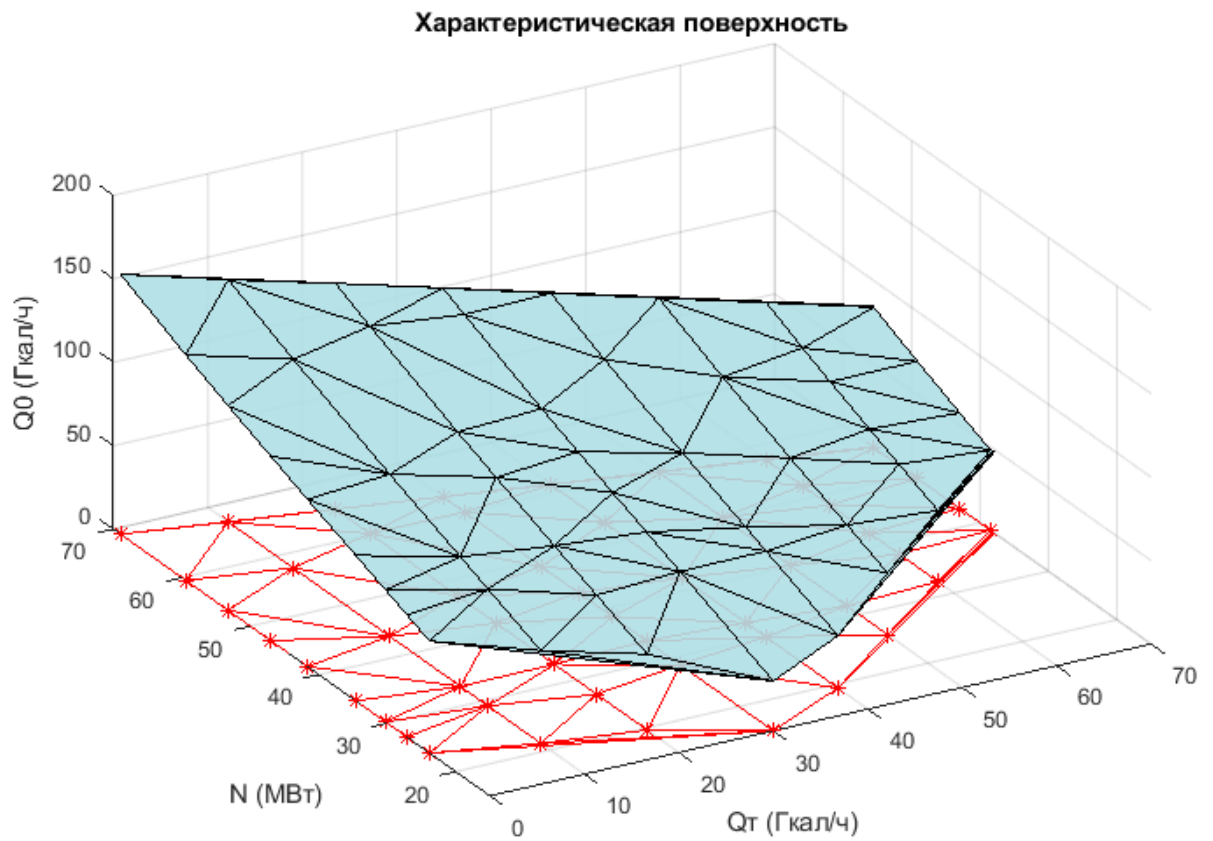


Рисунок 2.3 - Пример представления поверхности в виде набора симплексов

При решении задачи с помощью СЦЛП наиболее важную роль играет библиотека, выполняющая решение (солвер). Далее выполнено сравнение нескольких солверов: GLPK, SCIP, GUROBI.

Результат расчёта поставленной задачи представлен в таблице ниже:

Таблица 2.3 – Результаты расчета

Имя расчётной библиотеки	Минимальное значение $Q_0$ , Гкал	Время выполнения расчёта, сек	Отклонение от опт. значения
SCIP	442,97	57	менее 0,001 Гкал
GLPK	442,97	24	менее 0,001 Гкал
GUROBI	442,97	5,045	менее 0,001 Гкал

Одним из способов ускорения расчётов СЦЛП является сокращение числа точек, по которым формируется поверхность. Для сокращения числа опорных точек необходимо задать критерий допустимой погрешности. Например, можно задать погрешность 0.05 Гкал по направлению  $Q_0$ . Время выполнения расчёта существенно сокращается:

Таблица 2.4 – Результаты расчета

Имя расчётной библиотеки	Минимальное значение $Q_0$ , Гкал	Время выполнения расчёта, сек	Отклонение от опт. значения
SCIP	443,069	1,9	0,099 Гкал
GLPK	443,069	0,1	0,099 Гкал
GUROBI	443,069	0,65	0,099 Гкал

Интересно провести численные эксперименты, позволяющие эмпирическим путём построить зависимость времени расчёта от количества переменных.

Рассмотрим эту задачу не для одного, а для нескольких моментов времени  $T$ .

Каждый момент времени в рамках поставленной задачи получается независим. Тем не менее, решение задачи выполняется в одну итерацию (солвер вызывается единожды).

Таблица 2.5– Результаты расчета

Солвер	T=2		T=3		T=4		T=6		T=24	
	Q0, Гкал	t, сек	Q0, Гкал	t, сек	Q0, Гкал	t, сек	Q0, Гкал	t, сек	Q0, Гкал	t, сек
SCIP	886,1	7	1329, 2	15	1772, 3	50	2658, 4	317	*	*
GLPK	886,1	0,17	1329, 2	0,35	1772, 3	1,2	2658, 4	11	*	*
GUROBI	886,1	0,42	1329, 2	1,45	1772, 3	0,46	2658, 4	0,75	10633, 6	1,2
Отклонен ие от опт. значения	0,2 Гкал		0,3 Гкал		0,4 Гкал		0,6 Гкал		2,4 Гкал	

Графическое представление результатов на рисунке 2.4 демонстрирует зависимость времени выполнения расчёта от сложности задачи (сложность пропорциональна количеству рассматриваемых интервалов времени).

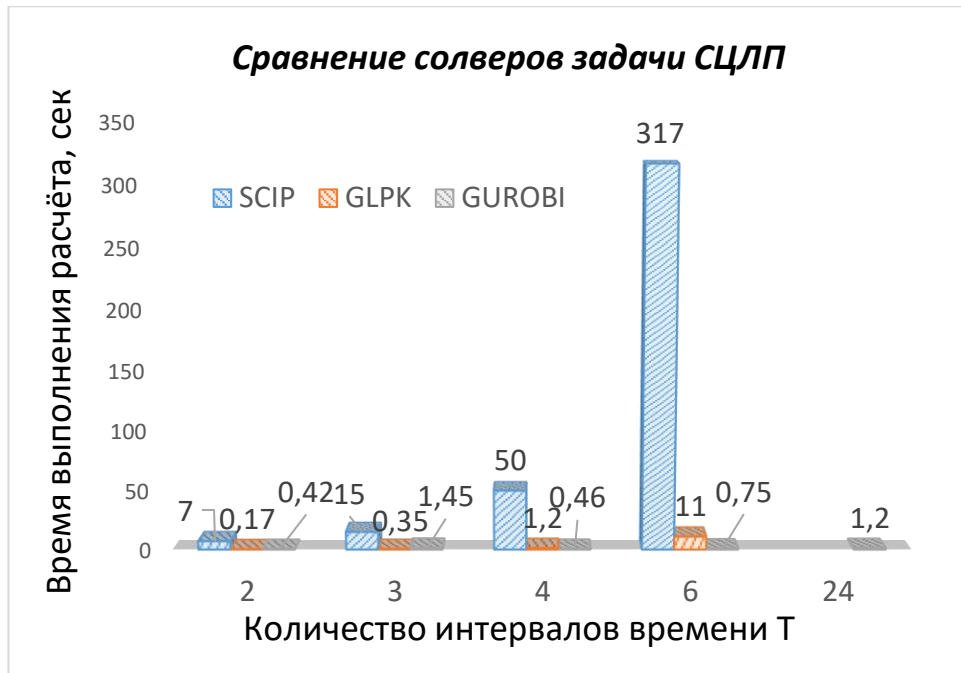


Рисунок 2.4- Сравнение Солверов задачи СЦЛП

Из приведенной выше таблицы видно, что на задачах большой размерности наилучшие результаты показывает солвер Gurobi. Ниже приведён график зависимости времени выполнения расчёта в зависимости от количества рассчитанных интервалов времени.

### 2.7.5 Градиентные методы

Несмотря на то, что использование градиентных методов имеет высокую вероятность нахождения локальных оптимумов, необходимо произвести численные эксперименты с их использованием. В математическом пакете Matlab есть расчётный модуль «fmincon», позволяющий выбирать один из алгоритмов оптимизации:

- 'interior-point' (default)

Ниже приведена таблица с результатами расчётов для различного количества интервалов времени оптимизационной задачи:

Таблица 2.6 – Результаты расчета

Алгоритм	Минимальное значение $Q_0$ , Гкал	Время расчёта, сек	Количество интервалов времени T	Отклонение от опт. значения
'interior-point' (метод внутренней точки )	443,33	2,7	1	0,36 Гкал
	887,09	2,7	2	1,15 Гкал
	1773,4	3,05	4	1,52 Гкал
	2668	3,7	6	10,18 Гкал
	10677	11,8	24	45,7 Гкал

Из приведенной выше таблице видно, что при увеличении размерности задачи, происходит удаление найденного решения от оптимального с помощью метода внутренней точки.

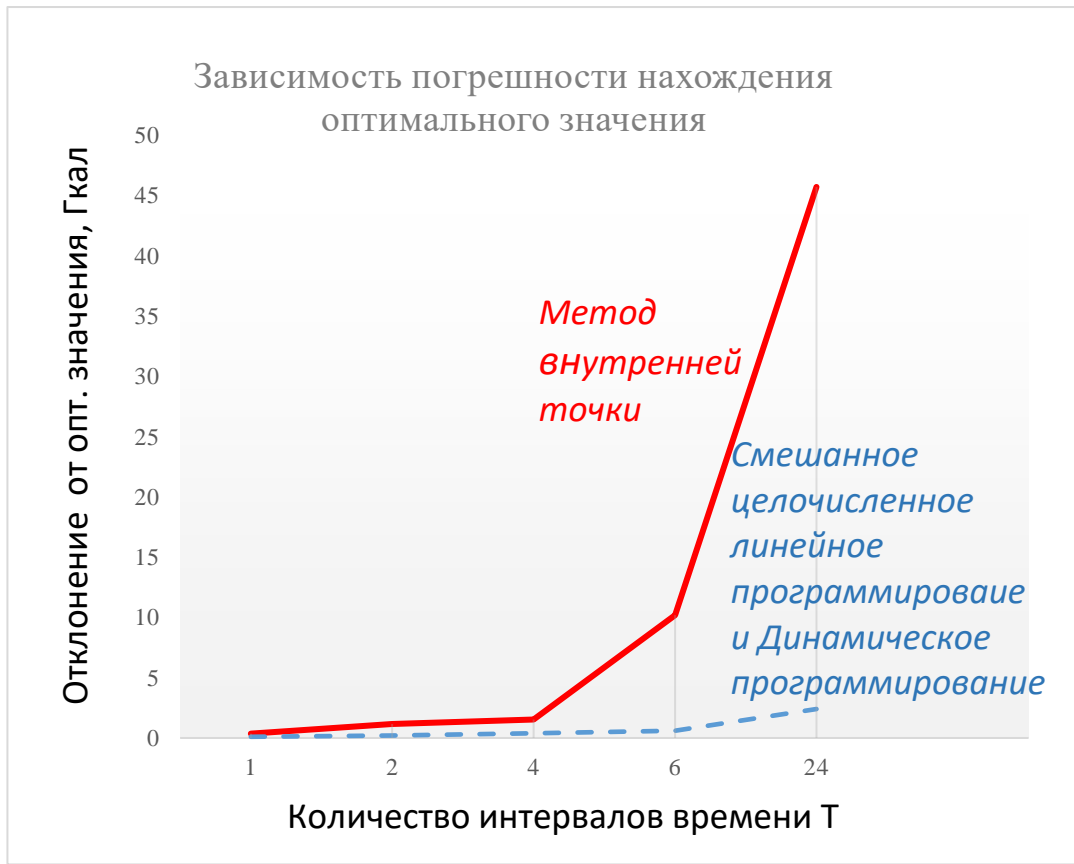


Рисунок 2.5- Погрешность оптимизационной модели в зависимости от используемого метода

Исходя из результатов анализа оптимизационных расчётов, представленных на рисунке 2.5, можно сделать вывод, что для задач высокой размерности отклонение найденного решения с помощью метода внутренней точки сильно выше, чем для решений, найденных методом Динамического программирования или СЦЛП.

## 2.8 Выводы

Метод Монте-Карло является самым затратным с точки зрения соотношения время вычислений/точность результата.

В случае, когда рассматривается задача для одного момента времени, найденные величины минимального расхода острого пара сопоставимы для методов СЦЛП, динамического программирования, метода внутренней точки.

В случае решения задачи оптимизации во времени, выпуклые методы оптимизации показывают результат, располагающийся дальше от оптимального по сравнению с методами СЦЛП и Динамического Программирования.

Наиболее быстро решение удалось найти с помощью Смешанного Целочисленного Линейного Программирования (СЦЛП) и метода Динамического Программирования.

Концепция СЦЛП позволяет гибко модифицировать оптимизационную модель, а также дополнять её новыми элементами технологического процесса. Использование современного солвера позволяет добиться выполнения оптимизационного расчёта с требуемой точностью за достаточно короткий промежуток времени (секунды)

Из минусов СЦЛП нужно отметить тот факт, что не каждый процесс можно линеаризовать (параметризовать) с требуемой точностью. Тем не менее подход СЦЛП очень интересен с точки зрения перспективности использования для формирования оптимизационных моделей ТЭС.

Метод динамического программирования вызывается последовательно для каждого момента времени, однако для учёта манёвренности турбин количество расчётов может возрасти. Учёт дополнительных интегральных ограничений потребует серьёзной доработки реализации метода.



## 2.9 Этапы подготовки оптимизационной модели

Вне зависимости от выбора методологии оптимизации, подготовка оптимизационной модели включает в себя следующие этапы:

Этап 1. Формирование математической модели ТЭС. На основании нормативно-техническая документация (НТД) выполняется расчёт технологических параметров работы оборудования.

Этап 2. Выполнение верификации математической модели технологического процесса и экспертная корректировка отдельных её составляющих на основании фактических данных.

Этап 3. Формирование оптимизационной модели. Оптимизационная модель может отличаться от математической модели. При её построении требуется учитывать ограничения, которые накладывает используемый метод оптимизации.

Этап 4. Выполнение подготовки прогнозных показателей, на основании которых будет выполняться расчёт режимов работы оборудования ТЭС

Этап 5. Формирование сценариев выполнения оптимизационных расчётов. Производится выполнение расчётов и производится их анализ.

### ГЛАВА 3. ЭЛЕМЕНТЫ ОПТИМИЗАЦИОННОЙ МОДЕЛИ

Концепция моделирования, позволяющая оперировать элементами модели в виде набора связанных блоков, позволяет существенно упростить процесс формирования оптимизационной модели. Для описания оптимизационной модели ТЭС достаточно определить конечное множество элементов, описывающих технологический процесс, чтобы обеспечить возможность её формирования. Такой подход позволяет выполнять моделирование объекта оптимизации на нескольких уровнях детализации технологического процесса:

- Моделирование работы элементов оборудования: котлов, турбин, подогревателей, а также других элементов
- Моделирование связей между элементами оборудования: коллектора высокого, среднего и низкого давлений.

Моделирование элементов оборудования производится в несколько этапов:

На первом этапе описывается физический процесс на основании нормативно-технической документации. Далее производится коррекция нормативных показателей на основании данных телеметрии. После того, как требуемая точность модели рассматриваемого элемента достигнута, производится формирование компонента оптимизационной модели рассматриваемого элемента.

Процесс представления функции в виде множества переменных, между которыми определены линейные связи в виде равенств и неравенств, а также ограничений на область допустимых значений ниже будет именоваться «параметризацией».

Для формирования компонентов оптимизационной модели подготовлены конструкции, позволяющие выполнить параметризацию описываемого в ней процесса. Данное представление необходимо для формирования единой модели смешанного целочисленного линейного программирования.

Моделирование связей между элементами оборудования выполняется в виде оптимизационной модели с помощью введения линейных ограничений.

Данный подход позволяет рассматривать оптимизационную модель набором элементов, связанных друг с другом набором линейных ограничений.

Задача оптимизации приводится к линейной и решается методом СЦЛП.

В данной части работы будет рассмотрена конструкция модели ТЭЦ.

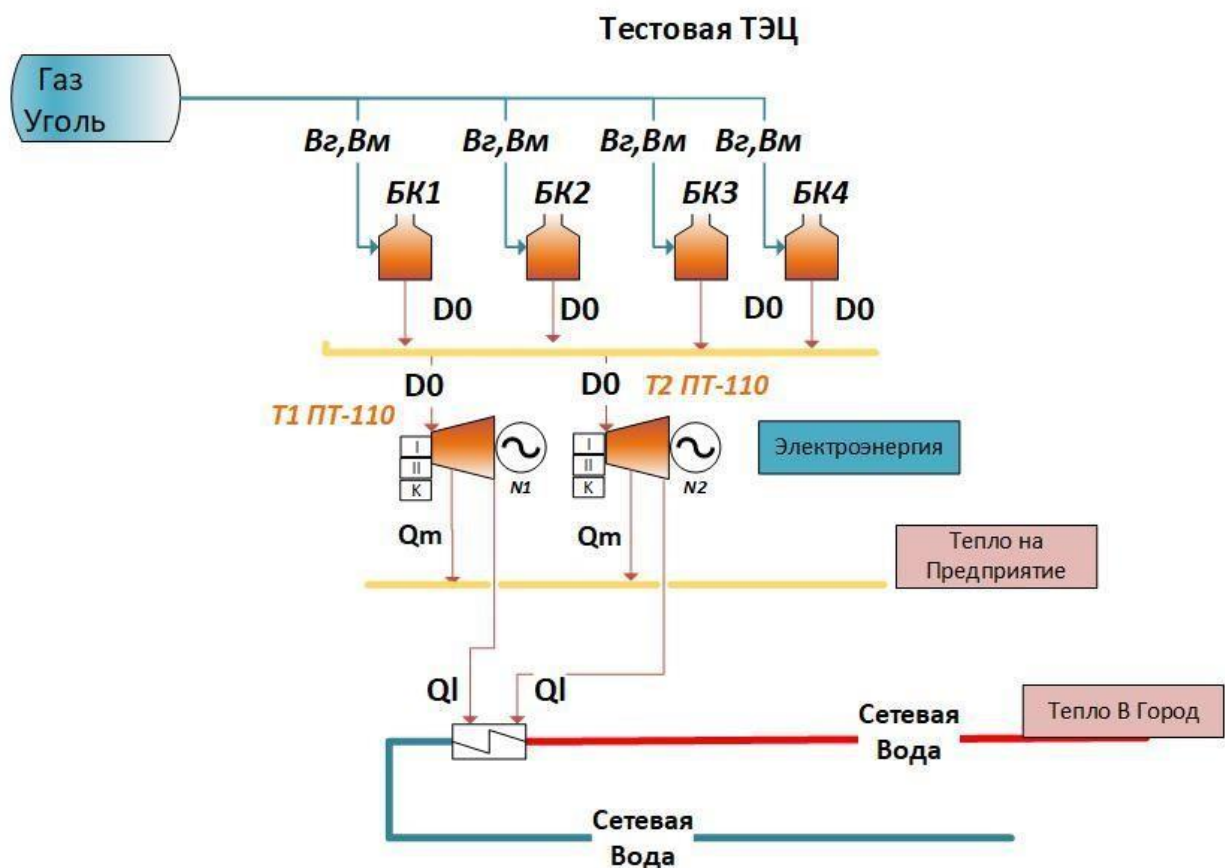


Рисунок 3.1 - Упрощенная модель ТЭЦ

В качестве элементов оптимизационной модели ТЭЦ используется следующее технологическое оборудование:

- котельный агрегат;
- паровая теплофикационная турбина;
- коллектор пара высокого давления;
- коллектор пара среднего давления;
- коллектор пара низкого давления.

Вспомогательное оборудование учитывается в виде поправок на характеристики основного оборудования.

Оптимизационная модель строится для периода времени, разбитого на несколько интервалов. Описание элементов оптимизационной модели должно быть сформировано для каждого интервала времени. Формирование пространственно-временной оптимизационной модели необходимо для учёта динамических ограничений таких как скорость набора и сброса нагрузки. Также необходим учёт интегральных ограничений по объёму используемого топлива на рассматриваемый период.

### **3.1 Описание компонента модели «Котел»**

Энергетическая характеристика котельного агрегата выражает зависимость между подведенным и полезно использованным количеством тепловой энергии. Кроме того, есть связь между расходом топлива и отпуском тепла котлом, которая также должна быть формализована.

Количество теплоты, поступившее в котел, расходуется на выработку тепловой энергии брутто, а также на компенсацию потерь теплоты по установке.

Уравнение теплового баланса котла:

$$Q_p = Q_1 + Q_2 + Q_3 + Q_4 + Q_5 + Q_6^{\text{шл}} + Q_6^{\text{охл}} \quad (3.1)$$

Где  $Q_p$  – располагаемое количество теплоты;

$Q_1$  – выработка тепловой энергии брутто;

$Q_2$  – потери теплоты с уходящими газами;

$Q_3, Q_4$  – потери теплоты соответственно от химической и механической неполноты сгорания топлива;

$Q_5$  – потери тепла от наружного охлаждения котла;

$Q_6^{\text{шл}}$  – потери физической теплоты, содержащейся в удаляемом шлаке;

$Q_6^{\text{охл}}$  – потери на охлаждение леток, форсунок, панелей и балок, дробеочистки, не включенных в циркуляционную схему котла.

Уравнение КПД брутто котла:

По прямому балансу:

$$\eta_k^{\text{бр}} = Q_k^{\text{бр}} / (Q_p^{\text{топл}} + Q_{\text{вн}}) \quad (3.2)$$

По обратному балансу:

$$\eta_k^{\text{бр (обр)}} = 100 - q_2 - q_3 - q_4 - q_5 - q_6^{\text{шл}} - q_6^{\text{охл}} \quad (3.3)$$

Связь, характеризующая расход топлива с отпуском тепла котлом с некоторым приближением, является функцией  $D0 = f(BT)$ , которую можно аппроксимировать кусочно-линейной функцией.

Элемент оптимизационной модели «Котел» формализует связь между используемым топливом (или несколькими видами топлива) и производимым теплом.

В общем виде, работу котла можно представить в виде логического элемента, на вход которого подаётся топливо, а на выходе формируется тепло.

В случае, когда котел использует один вид топлива, связь входа и выхода можно представить в виде зависимости  $Q_{\text{тепла}} = F(X_{\text{Fuel}})$ . Так же данную зависимость можно представить в виде кусочно-линейной функции.

### 3.1.1 Задание кусочно-линейной характеристики оптимизационного элемента

В общем виде, если состояние оборудования описывается не линейной функцией, необходимо предусмотреть возможность её аппроксимации кусочно-линейной функцией (далее процесс аппроксимации будет именоваться параметризацией). Параметризации для кусочно-линейной функции от одной переменной  $F(X)$  может быть выполнена следующим образом:

- функция разделяется на несколько интервалов:  $I_1, \dots, I_n$ .
- для каждого интервала  $i$  определяется линейная зависимость между  $F$  и  $X$  (Рисунок 3.2):

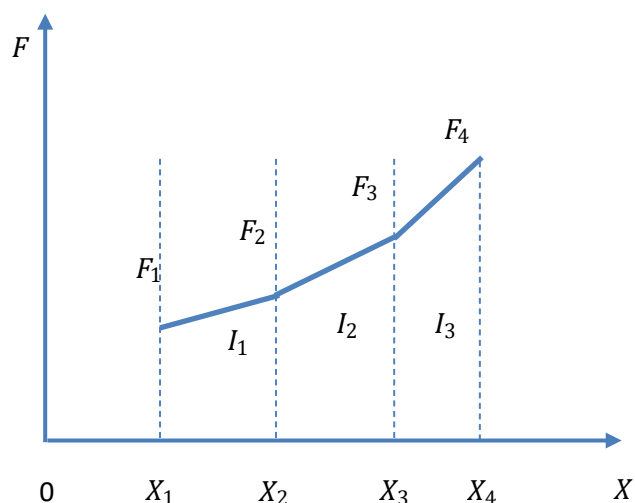


Рисунок 3.2 - Параметризация кусочно-линейной функции

На рисунке 3.2 представлена нелинейная функция в кусочно-линейном виде. Математически, кусочно-линейную функцию можно представить в виде уравнений (3.4-3.7)

$$X = \sum_{n_1} w_i X_i \quad (3.4)$$

$$F = \sum_{n_1} w_i F_i \quad (3.5)$$

$$\sum_{n_1-1} I_i = I_{use} \quad (3.6)$$

$$I_i + I_{i-1} \leq w_i + w_{i+1} \leq I_i + I_{i+1} \quad (3.7)$$

Где:

$X_1, X_{...}, X_n$ , – координаты точек по оси  $x$ ;

$F_1, F_{...}, F_n$  – координаты точек по оси  $y$ ;

$w_i$  – весовые коэффициенты точки  $i$ ;

$I_i$  – индекс принадлежности интервалу (булева функция), для каждого интервала  $i$ ;

$I_{use}$  определяет состояние блока: включен или выключен (булева функция).

Набор уравнений 3.4-3.7 позволяет решать задачу оптимизации методом СЦЛП. Подобное представление позволяет выполнить параметризацию характеристики котла с требуемой точностью. Точность определяется количеством интервалов.

### 3.2 Описание компонента «Режим турбины»

Наиболее сложным элементом оптимизационной модели является турбина. Ниже представлено описание упрощённой тепловой схем работы турбины:

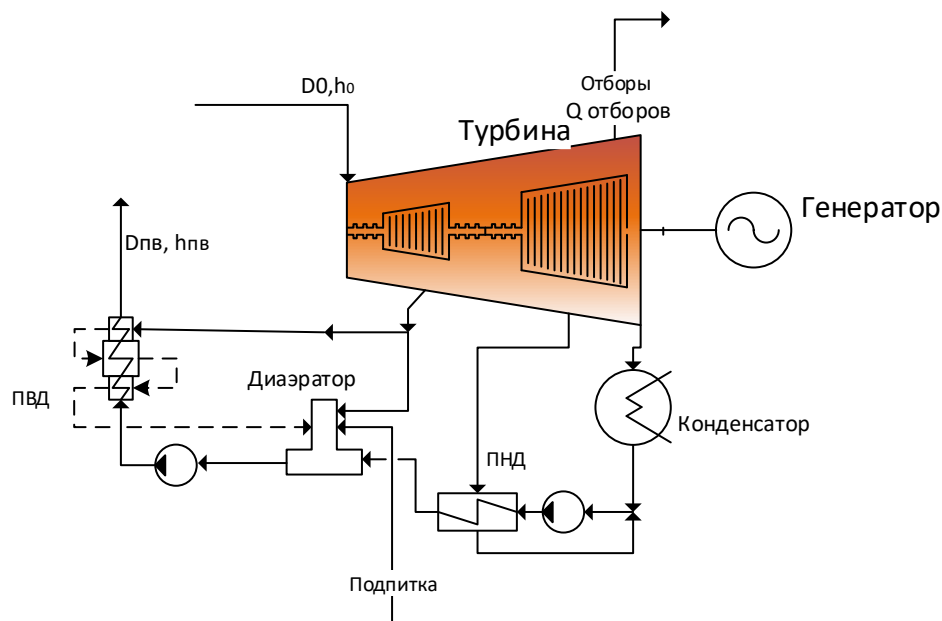


Рисунок. 3.3 - Тепловая схема работы турбины

Подводимая к турбине мощность определяется выражением:

$$Q_0 = D_0 h_0 - D_{пв} h_{пв} \quad (3.8)$$

Если предположить, что утечек из цикла нет, кроме расхода пара из отборов, то можно предположить, что  $D_0 = D_{пв}$ , то

$$Q_0 = D_0 (h_0 - h_{пв}) \quad (3.9)$$

Для турбин задаётся параметр, характеризующий удельный расход тепла для генерации 1 МВт при различных тепловых отборах:

$$q_T^{бр} = \frac{Q_э}{N_T} 10^3 = \frac{Q_0 - \sum Q_{отб i}}{N_T} 10^3 \quad (3.10)$$

$$D_0 (h_0 - h_{пв}) = q_T^{бр} N_T 10^{-3} + \sum Q_{отб i} \quad (3.11)$$

Это уравнение можно рассматривать как основное балансовое уравнение.



Так как  $q_T^{бр}$  определена для номинального режима работы оборудования, то необходимо рассмотреть группу поправок, связанную с отклонением условий работы оборудования от номинальных.

Поправки к основным показателям турбоагрегатов приводятся на отклонение значений следующих факторов, оказывающие наиболее существенное влияние:

- Давление и температура свежего пара;
- Давление отработавшего пара турбоагрегата в конденсаторе;
- Соотношения расхода питательной воды через ПВД и расхода свежего пара;
- Температуры питательной воды за группой ПВД;
- Температуры сетевой воды на входе в подогреватели;
- Давления отработавшего пара для каждого трубопровода механизмов собственных нужд энергоблоков.

Теплофикационные турбины с регулируемым отбором пара могут работать в конденсационном и теплофикационном режиме.

При работе в конденсационном режиме отпуск пара в регулируемые отборы не осуществляется. Энергетическая характеристика турбины в этом случае выражается в том же виде, что характеристика конденсационной турбины.

При работе в теплофикационном режиме под теплофикационным расходом тепловой энергии на турбину  $Q_0$  понимается расход, обеспечивающий заданную тепловую нагрузку  $\sum Q_{отб\ i}$ , минимальный пропуск пара в часть низкого давления и относящиеся к этим потокам отборы на регенерацию, а также компенсацию потерь тепла по турбоагрегату  $Q_{пот}$

Для каждого из возможных режимов работы турбоагрегата следует использовать свои энергетические характеристики.

*Рассмотрим в качестве примера турбину типа Т:*

Удельный расход брутто определяется выражением:

$$q = q(P_T, Q_T, N) \quad (3.12)$$

Для определения удельного расхода необходимо знать давление  $P_T$  в Т отборе.

Давление в отборе  $P_T$  определяется температурой прямой сетевой воды по линии насыщения с учётом поправки на сопротивление трубопровода  $k_{\text{сопр}}$  и величиной недогрева  $dT$ .

Температура сетевой воды определяется тепловым отбором  $Q_T$ , объёмом сетевой воды  $G_{\text{сетевая}}$  проходящей через подогреватель:

$$T_{\text{пр}} = \frac{Q_T}{G_{\text{сетевая}}} 1000 + T_{\text{обр}} \quad (3.13)$$

Давление в отборе определяется:

$$P_T = P_{s_T}(T_{\text{пр}} + dT) * (1 + k_{\text{сопр}}) \quad (3.14)$$

Расход тепла на турбину:

$$Q_0 = Q_T + \frac{q * N}{1000} \quad (3.15)$$

Расход теплоносителя определяется:

$$D_0 = \frac{Q_0}{h_0 - h_{\text{пв}}} \quad (3.16)$$

Расход острого пара в конденсатор:

$$D_K = f(Q_T, D_0) \quad (3.17)$$

Давление в конденсаторе определяется как:

$$P_k = f(W_{\text{цирк.}}, D_k, t_{\text{цирк.}}) \quad (3.18)$$

На основании представленных выше уравнений, выполняется расчёт зависимости используемого тепла  $Q_0$  турбины от теплового отбора  $Q_T$ , генерации  $N$ , давления в конденсаторе  $P_T$ . Для выполнения расчётов используются номограммы из нормативно-технической документации. Отдельного внимания заслуживает процесс оцифровки номограмм. Описание этого приводится в главе 3.4. Процесс формирования характеристики  $Q_0(P_T, Q_T, N)$  также автоматизирован с помощью расчётного модуля. Множество точек, формирующее характеристическую поверхность режима работы оборудования, представлено на рисунке 3.4.

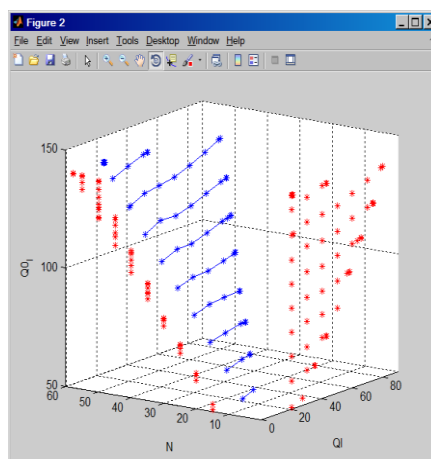


Рисунок 3.4 – Характеристическая поверхность

### 3.2.1 Параметризация поверхности

После получения связей параметров режима работы турбины в табличном представлении, выполняется параметризация. В данном случае связь между параметрами является многомерной. Для того, чтобы выполнить представление поверхности в виде набора линейных ограничений, необходимо представить

поверхность в виде набора плоскостей. Один из способов решения этой задачи является выполнение триангуляции. Триангуляцией называется планарный граф, все внутренние области которого являются треугольниками. Триангуляция называется оптимальной, если сумма длин всех рёбер минимальна среди всех возможных триангуляций, построенных на тех же исходных точках.

Каждая поверхность, образованная характеристикой оборудования в конкретном режиме работы, разбивается на  $N$  треугольников или симплексов и таким образом характеристика представляется в виде набора плоскостей. Подобное сведение характеристики оборудования к суперпозиции симплексов позволит свести задачу оптимизации к линейной и решать ее в терминах метода СЦЛП, потому что в рамках одного симплекса (треугольника) любая точка пространства является линейной комбинацией рёбер треугольника. А переход между симплексами обеспечивается булевой переменной состояния.

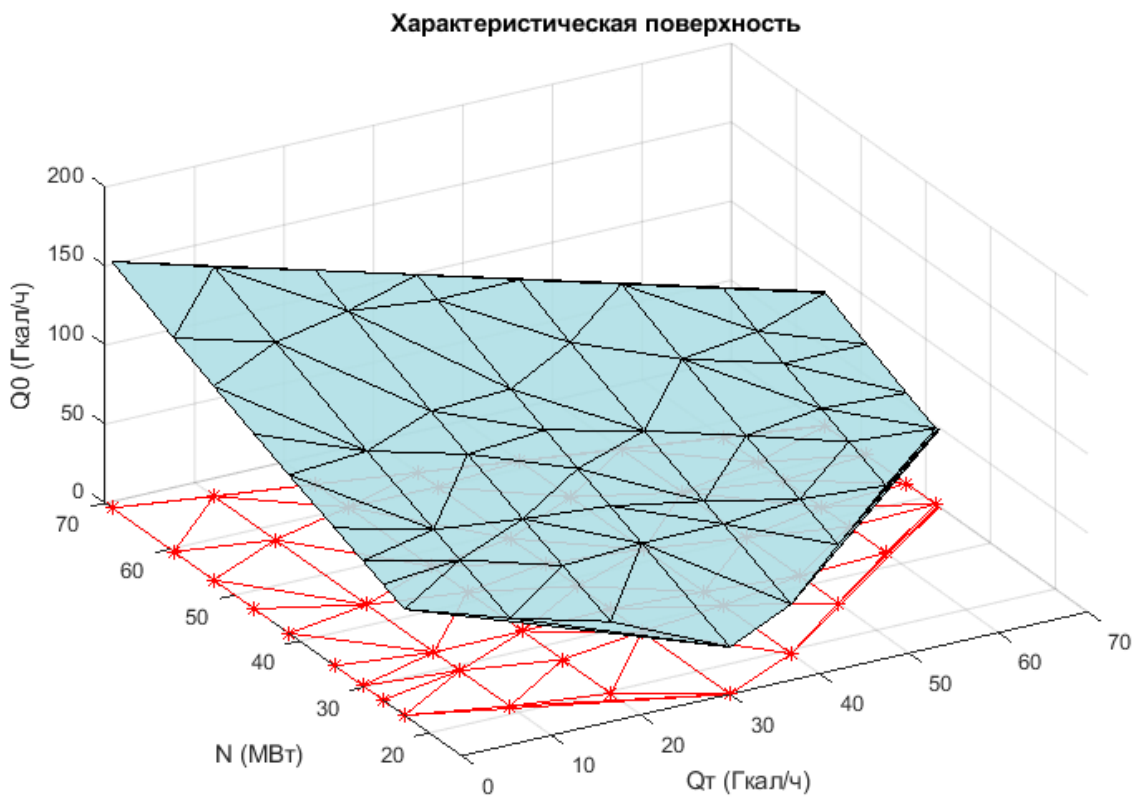


Рисунок. 3.5 - Разбиение характеристической поверхности оборудования на набор треугольников

В данной задаче для построения треугольников и локализации точек поверхности в них используется простой итеративный алгоритм Делоне. Задача построения триангуляции является одной из базовых в вычислительной геометрии. К ней сводятся многие другие задачи, она широко используется в машинной графике и геоинформационных системах для моделирования поверхностей и решения пространственных задач.

В реализации, решение задачи триангуляции было обобщено с 2-х мерного пространства до N-мерного, что позволило работать с зависимостью функций не только от двух переменных, но и от большего их числа. Если в двухмерной проекции область определения функции раскладывается на множество треугольников, то в трёхмерном случае будет разложение пространства области допустимых значений на множество пирамид. В общем виде, этот подход позволяет рассматривать связи между характеристическими поверхностями процесса от k переменных  $F(X_1, X_2, \dots, X_k)$ , где k больше 1.

### 3.3 Описание компонента модели «Турбина»

Компонент Турбина представляет собой группу «режимов турбины».

Турбина может работать либо в одном из представленных режимов, либо быть выключена. Предположим, турбина имеет три режима: конденсационный (К), одноступенчатый (I) и двухступенчатый (II). Одновременно турбина может находиться не более чем в одном режиме. Связь между режимами определяется набором уравнений:

$$I_T = I_K + I_I + I_{II}, \quad (3.19)$$

где каждая переменная – булева.

Если турбина работает в одном из режимов, то показатели для других режимов будут нулевыми. Поэтому можно написать набор уравнений,

определяющий связи между переменными режимов и турбины для каждого момента времени  $t$ :

$$D0_{T,t} = D0_{K,t} + D0_{I,t} + D0_{II,t} \quad (3.20)$$

$$N_{T,t} = N_{K,t} + N_{I,t} + N_{II,t} \quad (3.21)$$

$$Q_{T,t} = Q_{TI,t} + Q_{TII,t} \quad (3.22)$$

$$Q_{ПТ,t} = Q_{ПИ,t} + Q_{ПИИ,t} \quad (3.23)$$

Связи между режимами вносятся в описание обобщенного компонента Турбина, содержащего в себе описание каждого из возможных режимов работы.

Для описание динамических параметров работы турбоагрегата вводятся:

- Ограничение на скорость изменения параметра оборудования;
  - Ограничение на минимальное время в работе в случае включения оборудования;
  - Ограничения на минимальное время останова в случае выключения оборудования;
  - Назначение штрафа за изменение значения параметра оборудования;
  - Ограничение на количество включений/выключений оборудования;
- за рассматриваемый период.

### 3.3.1 Ограничения на скорость набора и сброса нагрузки

Необходимо описать конструкцию, позволяющую задавать ограничения по скорости и набору нагрузки каждой турбины. Введение этих ограничений для модели необходимо ввиду учета изменения режима вследствие изменения нагрузки. Ограничения на набор нагрузки  $dN_{up}$  и её сброс  $dN_{down}$  для каждого момента времени  $t$  можно задать с помощью уравнения:

$$N_{T,t+1} - N_{T,t} = dNup_{T,t} - dNdown_{T,t} \quad (3.24)$$

Где разница между нагрузкой в следующий момент времени ( $t + 1$ ) и нагрузкой в текущий момент времени ( $t$ ) равна разнице изменения нагрузки в большую сторону и изменения нагрузки в меньшую сторону.

Данное ограничения не является достаточным. Необходимо добавить условие, что одновременно происходит изменение только одной из переменных:

$$dNup_{T,t} \leq dNup_{T,max} * I_{delta_{T,t}} \quad (3.25)$$

$$dNup_{T,t} \leq dNup_{T,max} * (1 - I_{delta_{T,t}}), \quad (3.26)$$

Где:  $I_{delta_{T,t}}$  - булева переменная

Отдельное внимание необходимо уделить моменту запуска турбины, так как включение турбины может начинаться с нагрузки, превышающей манёвренность:

$$N_{min} * (Stage_{T,t+1} - Stage_{T,t}) + N_{T,t+1} - N_{T,t} = dNup_{T,t} - dNdown_{T,t} \quad (3.27)$$

$$dN = dNup_{T,t} - dNdown_{T,t} \quad (3.28)$$

$$T.dNup \leq N_{min} * (1 - T.Stage) + T2.Stage[i] * dN \quad (3.29)$$

$$T.dNdown \leq N_{min} * (1 - T.Stage) + T.Stage[i] * dN \quad (3.30)$$

Где:  $Nup$  - ограничение на скорость набора нагрузки (МВт/ч);

$Nup$  - ограничение на скорость набора нагрузки (МВт/ч);

$Ndown$  - ограничение на скорость сброса нагрузки (МВт/ч);

$Stage$  - состояние турбины (0 - выключена, 1 - включена);

$Nmin$  - минимальный объем генерации в момент запуска (МВт);

$dN$  - ограничение на скорость изменения нагрузки (МВт/ч);

Важно отметить, что реальная эксплуатация станции как правило отличается от номинальных режимов. Формула Стодолы - Флюгеля определяет связь между номинальными параметрами работы турбины и расчётным:

$$\frac{D_{0p}}{D_{00}} = \sqrt{\frac{p_{01}^2 - p_{02}^2}{p_{001}^2 - p_{002}^2}} * \sqrt{\frac{T_{001}}{T_{01}}} \quad (3.31)$$

Где:  $D_{0p}$ ,  $D_{00}$  – расходы пара через отсек в расчетном и номинальном режимах соответственно, кг/с;

$p_{01}$ ,  $p_{02}$  – давление перед отсеком и за отсеком в расчетном режиме, МПа;  
 $p_{001}$ ,  $p_{002}$  – давление перед отсеком и за отсеком в номинальном и, исходном режиме, МПа;

$T_{001}$ ,  $T_{01}$  – температура пара на входе в отсек в номинальном и расчетном режиме соответственно, К.

В оптимизационной модели расчётный режим выполняется при predetermined значениях  $T_{01}$ ,  $p_{01}$ . Введение поправочного коэффициента  $k(T_{01}, p_{01})$  позволяет переопределить  $D_{0p} = D_{00} \cdot k(T_{01}, p_{01})$  с высокой степенью точности, так как давление отбора низкого давления на два порядка ниже давления острого пара.

### **3.4 Методология автоматизации оцифровки характеристики оборудования ТЭС и её реализация**

При построении математических моделей расчёта режимов работы оборудования электростанций используют руководящие документы (РД). РД представлены либо в печатном виде, либо в электронных таблицах и диаграммах Excel. При подготовке данных требуется оцифровать большое количество номограмм. Возникает необходимость в автоматизации процесса. В представленной работе предложен подход, автоматизирующий процесс оцифровки номограмм.

Процесс оцифровки производится в несколько этапов:



- Подготовка изображения;
- Выделение линий на изображении и их группировка;
- Формирование опорных точек линий.

При подготовке изображения происходит определение области построения номограммы и трансформация изображения таким образом, чтобы оси X и Y были ортогональны. Выделяется область построения и задаются оси с указанием минимального и максимального значений.

После подготовки изображения на нём производится поиск линий. Для выделения линий используется масочный оператор Собеля. Оператор использует ядра значения интенсивности в окрестности  $3 \times 3$  каждого пиксела для получения приближения соответствующего градиента изображения. Пусть  $A$  – исходное изображение.  $G_x$  и  $G_y$  — два изображения, где каждая точка содержит приближенные производные по  $x$  и по  $y$ :

$$G_{x(i,j)} = (A_{(i+1,j-1)} - A_{(i-1,j-1)}) + (2A_{(i+1,j)} - 2A_{(i-1,j)}) + (A_{(i+1,j+1)} - A_{(i-1,j+1)}) \quad (3.32)$$

$$G_{y(i,j)} = (-A_{(i-1,j-1)} - 2A_{(i,j-1)} - A_{(i+1,j-1)}) + (A_{(i-1,j+1)} + 2A_{(i,j+1)} + A_{(i+1,j+1)}) \quad (3.33)$$

или в матричном представлении:

$$G_x = \begin{bmatrix} -1 & 0 & +1 \\ -2 & 0 & +2 \\ -1 & 0 & +1 \end{bmatrix} A \quad (3.34)$$

$$G_y = \begin{bmatrix} -1 & -2 & -1 \\ 0 & 0 & 0 \\ +1 & +2 & +1 \end{bmatrix} A \quad (3.35)$$

В каждой точке изображения приближенное значение величины градиента можно вычислить, используя полученные приближенные значения производных:

$$G_{(i,j)} = \sqrt{G_{x(i,j)}^2 + G_{y(i,j)}^2} \quad (3.36)$$

После выделения линии изображения с помощью использования оператора Собеля, объединяем точки в линии и размыкаем пересечения линий. В результате получается множество линий. (На Рисунке 3.6 они выделены цветом)

Каждая изолиния номограммы может состоять из несколько распознанных линий.

Необходимо соотнести распознанные линии с изолиниями, соответствующими определенному режиму работы оборудования (на примере Рисунка 1 – фиксированное значению теплового отбора).

Каждой изолинии соответствует огромное количество точек. Их необходимо аппроксимировать кусочно-линейной функцией:

$$q = q_0 + \sum_{i=1}^n \Delta N_i * k_i \quad (3.37)$$

где  $n$  – количество интервалов функции.

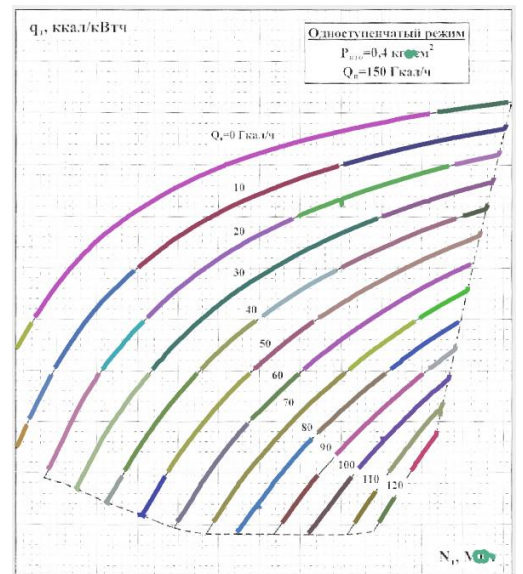


Рисунок 3.6 - Множество линий

Количество и расположение точек, формирующих кусочно-линейную поверхность (опорных), определяется итерационно. В качестве начального интервала задаются граничные точки изолинии:  $N_{min}$  и  $N_{max}$ .

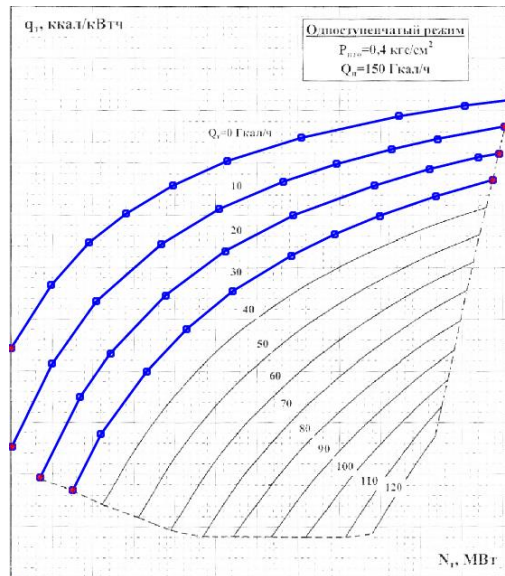


Рисунок 3.7- Формирование опорных точек

Шаг 1: Задан интервал:  $\Delta N_i = N_{i \max} - N_{i \min}$ . Необходимо определить коэффициенты  $q_0$  и  $k_1$  функции:  $q = q_0 + \Delta N_1 * k_1$ . Для определения  $q_0$  и  $k_1$  (в общем виде для формулы 1) используется метод наименьших квадратов. Минимизируется функция:  $\sum_{p=1}^{Points} (q - q_0 - \sum_{i=1}^n \Delta N_i * k_i)^2 \rightarrow \min$ , где  $Points$  – количество точек, аппроксимируемых кусочно-линейной функцией, а  $n$  – количество интервалов.

Шаг 2: вычисляется максимальное отклонение исходных точек от аппроксимируемой функции. Если погрешность аппроксимации превышает требуемую точность, добавляется дополнительная точка  $N_{1 \text{ add}}$  (Точка максимального отклонения). Далее выполняется переход к шагу 1 до тех пор, пока не будет обеспечена требуемая точность.

Опорные точки определяются итерационно в соответствии с требуемой точностью (допустимая погрешность может быть не меньше, чем  $\frac{1}{2}$  от ширины

линии). Пример кусочно-линейной аппроксимации четырёх изолиний представлен на Рисунке. 3.7.

### **3.5 Расчёт нормативно-технических показателей работы станции**

Для расчёта технико-экономических параметров работы ТЭС используются альбомы, содержащие нормативно-техническую документацию работы оборудования. Технологический процесс работы оборудования требует учета большого количества факторов. Ввиду большого объёма информации и требуемых вычислений, возникает потребность в автоматизации процесса расчёта технико-экономических показателей работы ТЭС. Автоматизированная система расчёта ТЭП позволяет выполнять автоматизированные расчёты технико-экономических показателей работы оборудования с использованием:

- Альбомов расчёта ТЭП;
- Данных коммерческого учёта;
- Данных из измерительного комплекса станции.

Для разработки автоматизированной системы расчёта ТЭП станции сформулированы интуитивно понятные синтаксические конструкции введения формул, семантический анализ которых позволяет формировать алгоритмы расчёта ТЭП в формате, максимально приближенным к виду Альбомов расчёта ТЭП.

#### **3.5.1 Концепция решения**

Система представляет собой информационное пространство, в котором идёт работа с временными рядами, номограммами, уравнениями, отчетными формами.

Информационное пространство состоит из следующих модулей:

- Модуль работы с номограммами оборудования;
- Модуль работы с уравнениями;
- Модуль обработки временных рядов;
- Модуль формирования отчётов.

Процесс работы с модулем автоматизации расчётов с использованием данных нормативно – технической документации представлен на схеме ниже:

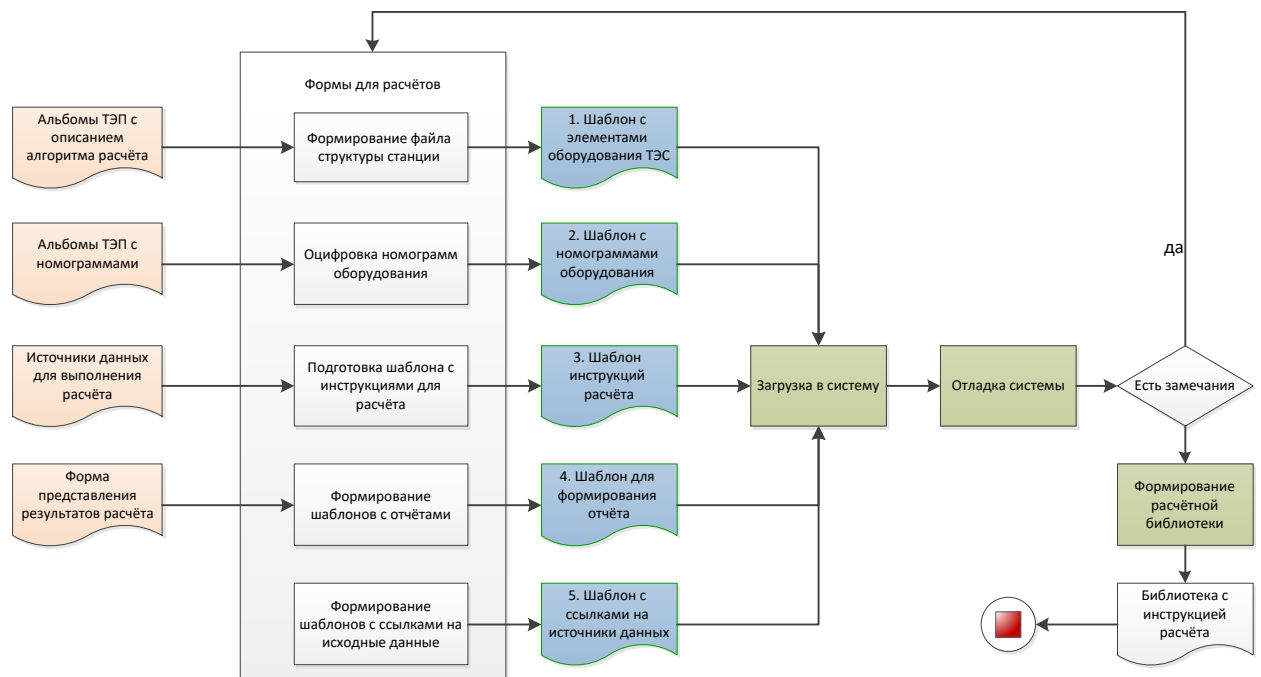


Рисунок 3.8- Схема процесса работы с модулем автоматизации расчетов

В процессе работы с нормативно-технической документацией приходится работать с большим объемом номограмм. Для ввода номограмм в систему, их отображения и редактирования разработан модуль «оцифровки данных». При работе с фактическими данными возникает потребность учета изменений характеристик оборудования ввиду его износа/модернизации.

Система обеспечивает возможность выбора версии номограмм, по которым выполняется расчет в зависимости от временного периода, на который этот расчет выполняется.

### 3.5.2 Модуль работы с уравнениями

Для введения уравнений в систему и их верификации разработана специальная конструкция. Ввод уравнений представляет сложность ввиду большого объема информации.

№	А	В	С	Д	Е	Г	Н	И	К	Л	М
1	1. Расчет нормальных электрических собственных нужд на турбинное, котельное отделение и теплофикационную установку.										
4	1.1. Нормативные электрические собственные нужды на турбинное отделение										
5	№	Наименование показателя	Обозначение	Формула	Источник	Ссылка на период	Элементы станции				Группа турбин
6	1	Выработка энергии, тыс.			расчёт	ЧЭБ_Отч	сумма	135	80	0	108
7	2	турбоагрегат	Эт		расчёт	ЧЭБ_Отч	сумма				
8	3	группы турбоагрегатов	Эгр	$groupsum(Группа турбин, Э)$	расчёт	ЧЭБ_Отч	сумма				323
9	4	Расход ЭЭ на СН, тыс. кВтч	Эснгр		расчёт	ЧЭБ_Отч	сумма				36
10	5	Отпуск теплоты вращающимся потребителям и на собственные нужды на производственного оборота т/а, тыс.	Qто1		расчёт	ЧЭБ_Отч	сумма	160,00	90,00	0,00	
11	6	Отпуск теплоты вращающимся потребителям и на собственные нужды на теплофикационных оборотов т/а, тыс.	Qто1		расчёт	ЧЭБ_Отч	сумма	108	70	0	150
12	7	- в т.ч. при одноступенч. подогреве	Qто_1i		расчёт				1	1	1
13	8	- в т.ч. при двухступенч. подогреве	Qто_2i		расчёт				1	1	1
14	9	Признак работы в режиме:									
15	10	- режим с промывкой котла и теплофикационным оборотом	ПТ	$\#1 \ 2 \ 3 \#(Э>0) * (Qто1 > 0) * (Qто2 > 0)$	расчёт	логический	путем		0	0	
16	11	- одноступенчатый режим	1ст		расчёт	логический	путем		0	0	0
17	12	- двухступенчатый режим	2ст		расчёт	логический	путем		1	0	1
18	13	- режим с промывкой котла	П	$\#1 \ 2 \ 3 \#(Э>0) * (Qто1 > 0) * (Qто2 > 0)$	расчёт				0	1	0
19	14	- режим с промывкой котла	К	$\#1 \ 2 \ 3 \#(Э>0) * (Qто1 > 0) * (Qто2 > 0)$	расчёт				0	0	0
20	15	Количество пусков турбоагрегатов по	и пуск т(т)и		расчёт	логический	сумма		0	0	0
21	16	Календарный цикл	tsal	1	расчёт	логический	сумма				1
22	17	Цикл часов	ts		расчёт	логический	сумма		1	1	0
23	18	Расход сетевой воды			расчёт	логический	сумма				1

Рисунок 3.9- Схема конструкции для ввода уравнений в систему

При вводе уравнения присутствует этап верификации лексической конструкции. Производится поиск переменных и номограмм, присутствующих в уравнении. В случае, если переменные или параметры не определены, система сообщает об этом оператору ввода.

В целом можно выделить два типа ошибок:

- Синтаксические;
- Логические.

Для выполнения отладки расчёта необходимо предусмотреть форму, демонстрирующую внешние и внутренние аргументы функции, а также функциональную связь между переменными с возможностью вывода их значений. Необходимо предусмотреть также отображение номограмм, используемых в уравнении для проверки области допустимых значений. Находя несоответствия и исправляя их, оператор выполняет отладку макета ТЭП.

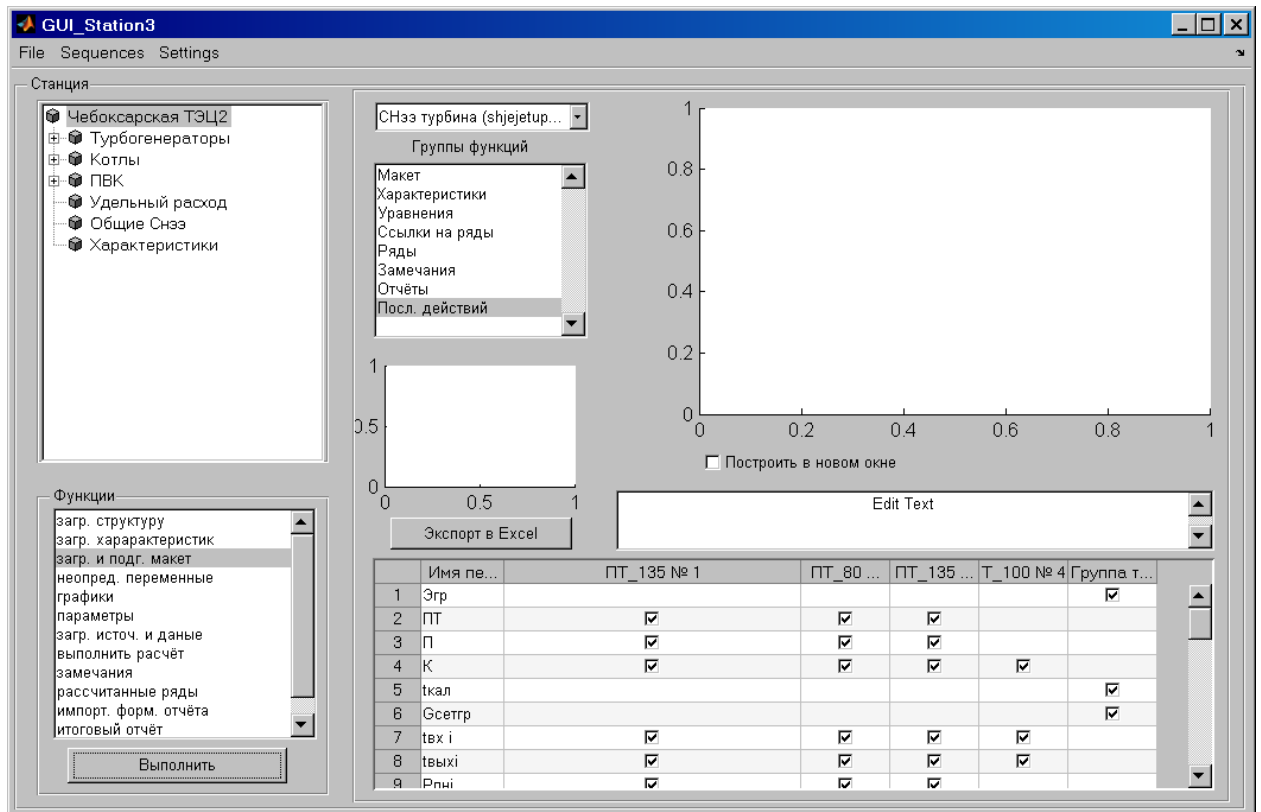


Рисунок 3.10- Схема макета ТЭП

### 3.5.3 Модуль формирования отчётов

После формирования макета формируется список показателей, которые выводятся в специальной форме. Выбор показателей вывода информации можно произвести в модули формирования отчетов.

1	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P	Q	R	S	T	U	V
2	дата	час	Температура наружного воздуха	Выработка электроэнергии	по теплофикационному циклу	по конденсационному циклу	Расход электроэнергии на собственные нужды	расход э.л. энергии на выработку э.л. энергии	расход э.л. энергии на отпуск тепла	расход э.л. на СН турбин	расход э.л. на СН котлов	расход э.л. на СН пфу	Отпуск электроэнергии с шин	по теплофикационному циклу	по конденсационному циклу	Отпуск тепла	отработанным паром турбин	от РОУ	от ПБК	с коллекторов горячей водой	с коллекторов паром	Удельный расход топлива на отпуск э/л
3			°С	МВтч	МВтч	МВтч	МВтч	%	кВтч/Гкал	МВтч	МВтч	МВтч	МВтч	МВтч	МВтч	Гкал	Гкал	Гкал	Гкал	Гкал	Гкал	г/кВтч
4	31.03.2015	11:00	22	157,3	141,4	15,9	20	3,5	59,3	1,3	10,2	8,4	137,3	123,5	13,8	244,4	238,1	0	0	232,9	11,5	
5	31.03.2015	12:00	22	152,6	136,7	16	19,8	3,6	60,5	1,3	10,1	8,4	132,8	118,9	13,9	237,2	230,9	0	0	225,7	11,5	
6	31.03.2015	13:00	22	151,9	135,4	16,5	19,8	3,5	61,2	1,3	9,9	8,6	132,1	117,8	14,4	235,4	229	0	0	223,9	11,5	
7	31.03.2015	14:00	22	151	134,4	16,7	19,7	3,5	61,5	1,3	9,9	8,6	131,3	116,8	14,5	233,9	227,5	0	0	222,4	11,5	
8	31.03.2015	15:00	22	151,2	134,6	16,7	19,8	3,6	61,7	1,3	9,9	8,6	131,4	116,9	14,5	234,4	227,9	0	0	222,9	11,5	
9	31.03.2015	16:00	22	153,3	136,9	16,3	20	3,5	61,5	1,3	10	8,7	133,2	119	14,2	237,9	231,3	0	0	226,4	11,5	
10	31.03.2015	17:00	22	155,9	140	16	20,1	3,5	60,7	1,3	10	8,8	135,8	121,9	13,9	242,5	235,9	0	0	231	11,5	
11	31.03.2015	18:00	22	158	142,3	15,7	20,2	3,4	60,1	1,3	10,1	8,8	137,9	124,1	13,7	246	239,4	0	0	234,5	11,5	
12	31.03.2015	19:00	22	168,2	142,1	26,1	20,1	3,5	58,5	1,3	10,3	8,4	148,2	125,1	23	242,5	236,2	0	0	231	11,5	
13	31.03.2015	20:00	22	178,9	65,8	113	20,2	3,5	58	1,3	10,5	8,3	158,7	58,4	100	238,9	232,7	0	0	227,4	11,5	
14	31.03.2015	21:00	22	179,2	65,8	113	20,1	3,6	58	1,3	10,5	8,2	159,1	58,4	101	236,1	230	0	0	224,6	11,5	
15	31.03.2015	22:00	22	179,8	65,5	114	20,1	3,8	57,7	1,4	10,9	7,8	159,7	58,2	102	231,1	225,3	0	0	219,6	11,5	
16	31.03.2015	23:00	22	179,8	64,2	116	20,1	3,8	58	1,4	10,9	7,8	159,7	57,1	103	228,8	223	0	0	217,3	11,5	
17	01.04.2015	0:00	22	179,8	65,2	115	20,1	3,8	57,8	1,4	10,9	7,8	159,7	57,9	102	230,5	224,7	0	0	219	11,5	
18	01.04.2015	1:00	22	179,6	65,5	114	20,1	3,7	57,6	1,4	10,9	7,8	159,6	58,2	101	232,3	226,5	0	0	220,8	11,5	
19	01.04.2015	2:00	22	179,3	138,2	41,1	20,2	3,6	58,9	1,3	10,5	8,3	159,1	122,7	36,5	232,3	226,1	0	0	220,8	11,5	

Рисунок 3.11- Список показателей

### 3.5.4 Использование Макетов ТЭП

Использование макетов ТЭП позволяет:

- Выполнять расчет нормативно-технических показателей работы ТЭС;
- Выполнять оценку качества планирования режимов работы оборудования;
- Проводить анализ других возможных режимов работы оборудования;
- Выполнять расчёт показателей работы станции на основе данных приборов учёта.

Используя систему автоматизированного расчета технико-экономических показателей работы ТЭС, появляется возможность проверки качества расчёта оптимизационной модели и исполнимости выдаваемых



оптимизационной моделью режимов. В некоторых сценариях использования система также позволяет выполнять сравнение нормативных и фактических режимов работы оборудования.

### **3.5.5 Расходные характеристики элементов оборудования ТЭС**

Система расчёта технико-экономических показателей станции позволяет выполнить расчёт характеристик агрегатов оборудования для всего рабочего диапазона в зависимости от внешних факторов. Характеристики агрегатов зависят от большого числа технологических параметров. Эти параметры необходимо ранжировать по степени влияния на точность расчёта топливных показателей работы ТЭС. Выбор контролируемых параметров позволяет обеспечить требуемую точность модели при минимальном наборе оптимизационных переменных. Скорость решения задачи оптимизации зависит от количества оптимизационных переменных, внешних ограничений и метода оптимизации. Для описания энергетических характеристик агрегатов оборудования может использоваться от двух до десяти параметров.

Энергетические характеристики энергоблоков ТЭС имеют вид слабо выпуклых кривых. На некоторых участках характеристики могут изменяться скачкообразно. Последнее обусловлено дросселирующими действиями регулирующих клапанов. На характеристиках гидроагрегатов причиной скачков могут быть квантиционные явления. Если рассматривать характеристики турбины с Т отборами, то они определяют связь расхода острого пара как функции от объёма генерации  $N$ , теплового отбора  $Q_1$ , давления в конденсаторе  $p$ . Как правило, характеристики для турбин с тепловыми и промышленными отборами являются многомерными.

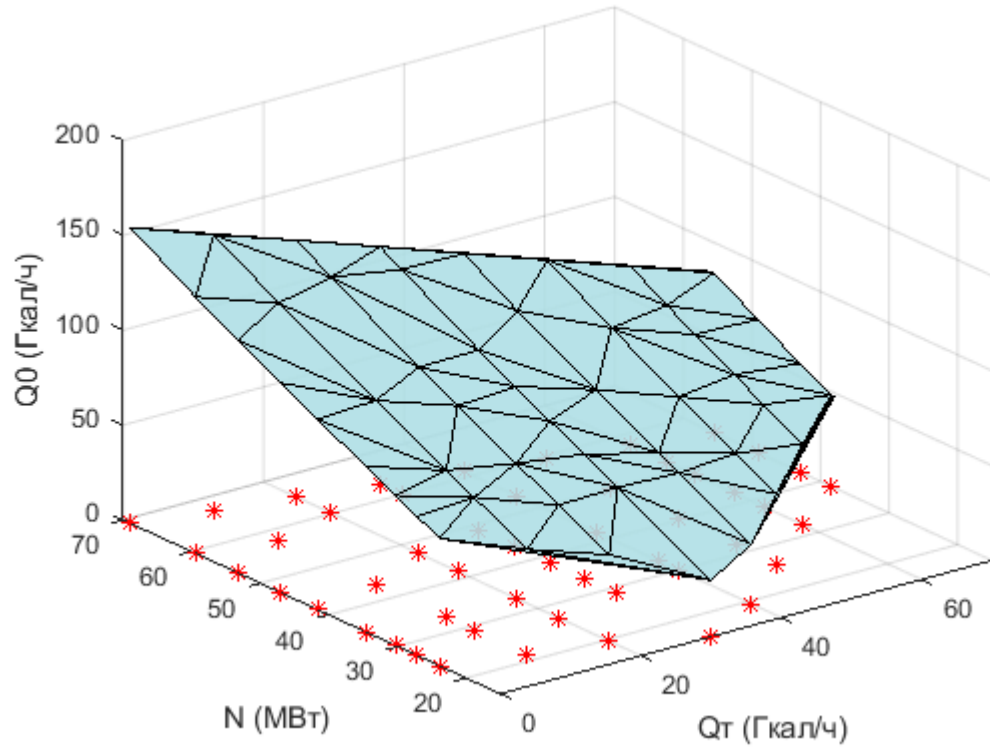


Рисунок 3.12- Характеристическая поверхность

Характеристики, описывающие конденсационный режим турбин, определяющие связь расхода острого пара от выработки, близки к линейным. В общем случае говорить о линейности характеристики не совсем верно.

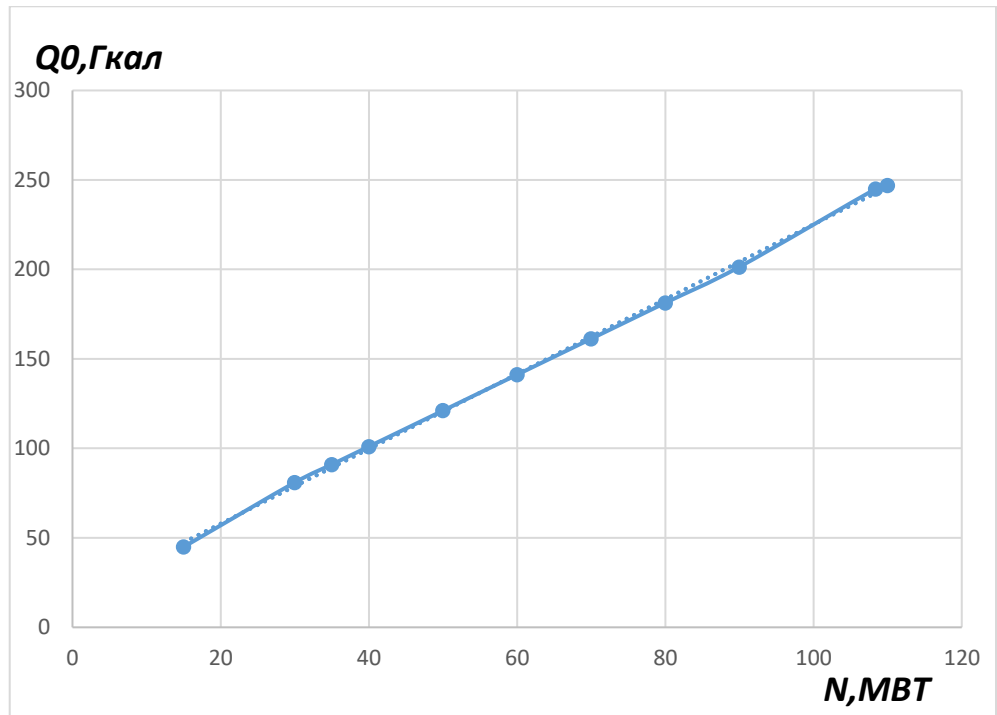


Рисунок 3.13- Характеристики (Конденсационный режим Т110)

При отклонении от номинальных режимов работы, необходимо учитывать поправки, которые могут нарушать не только линейность, но и выпуклость характеристических функций.

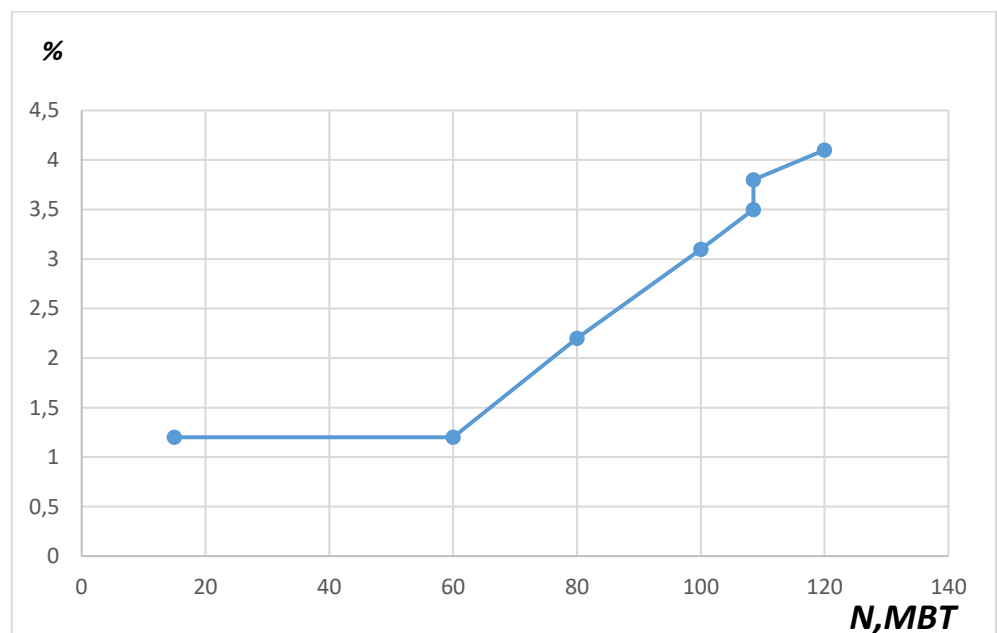


Рисунок 3.14- Поправка на включение ПВД

Отдельной важной задачей является уточнение существующих характеристик. При их уточнении решается более узкая задача, в которой вид аппроксимирующей функции уже известен. Вид аппроксимирующей функции определяется либо физическими процессами, либо эмпирическими методами. Для использования методов выпуклого программирования, необходимо чтобы характеристика была выпуклой, что выполняется не всегда. Метод СЦЛП позволяет работать с невыпуклыми функциями.

## ГЛАВА 4. РАЗРАБОТКА МЕТОДИКИ ОПТИМИЗАЦИОННОЙ ЗАДАЧИ ТЭС

### 4.1 Выбор программного инструмента для реализации оптимизационной модели

В качестве программного инструмента для построения оптимизационной модели используется язык программирования Python 3.8. Выбор языка обусловлен тем, что Python является высокоуровневым языком программирования с динамической типизацией и автоматическим управлением памятью, ориентированный на повышение производительности разработчика, читаемости кода и его качества, а также на обеспечение переносимости написанных на нём программ. Использование веб-ориентированной среды разработки JupyterLab с набором математических библиотек, позволяет выполнить формирование оптимизационной модели ТЭС. Для описания элементов оптимизационной модели используется библиотека Pyomo (Python objects model for describing optimization problems).

#### 4.1.1 Библиотека Pyomo

Библиотека Pyomo позволяет использовать различные конструкции в качестве «атомарных» элементов оптимизационной модели. Pyomo позволяет формулировать задачи оптимизации в Python способом, используемом в математической оптимизации.

Pyomo поддерживает объектно-ориентированный стиль формулирования моделей оптимизации. Модели оптимизации могут быть инициализированы данными Python, а внешние источники данных могут быть определены с использованием электронных таблиц, баз данных, различных форматов

текстовых файлов. Puomo поддерживает как абстрактные модели, которые определены без данных, так и конкретные модели, которые определены с данными. В обоих случаях Puomo допускает разделение модели и данных.

Puomo поддерживает различные солверы, как с открытым исходным кодом, так и коммерческие: AMPL, FICO, PICO, CBC, CPLEX, IPOPT, GUROBI и GLPK.

#### **4.1.2 Пример формирования оптимизационной модели в Puomo**

Далее будет приведено описание синтаксических конструкций в среде Puomo для решения следующей задачи:

На рынке электроэнергии России цены меняются каждый час. Если есть генераторы, поставляющие электричество, их рационально загружать при высоких ценах. Предположим, что есть возможность управления двумя генераторами.

У каждого генератора есть три уровня мощности (выключен, минимум, максимум). В табличном виде характеристики генераторов представимы как:

Таблица 4.1 - Характеристики генераторов

	Генератор 1		Генератор 2	
	Минимум	Максимум	Минимум	Максимум
Объём Генерации, МВт	61	152	50	150
Потребление условного топлива Тонн	427	806	325	765

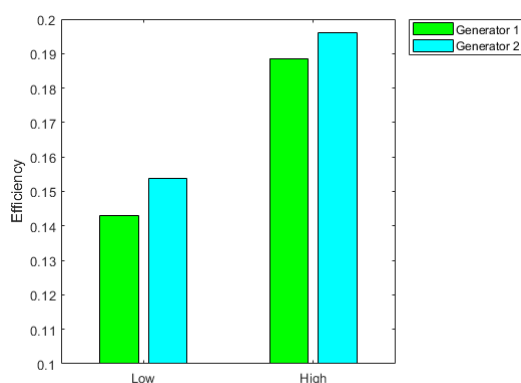


Рисунок 4.1 - Эффективность генераторов

У каждого генератора есть удельный расхода топлива для выработки энергии при каждом уровне мощности. Расход топлива примем равным 0 когда генератор выключен. Необходимо определить режим работы каждого генератора, при котором прибыль станции будет максимальна. Стоимость топлива за условную единицу принимаем 30 тыс рублей.

Прибыль в данной задаче определяется как разница доход минус расход.

Необходимо определить *переменные* в задаче:

- $Y$  – переменная, описывающая режим работы оборудования. Переменная булева и имеет размерность [количество моментов времени \* 2 (количество генераторов) \* 2 состояния (минимум и максимум)];
- $N$  – объём генерации для каждого момента времени;

- $Fuel$  – суммарный объём использованного топлива.

Далее необходимо определить *набор ограничений*:

1. В каждый момент времени  $t$  генератор  $g$  может быть либо в минимальном режиме, либо в максимальном режиме работы, либо выключен:

$$Y(t, g, 0) + Y(t, g, 1) \leq 1, \quad (4.1)$$

Где:  $t$  – индекс момента времени,  $g$  – индекс генератора. Индекс 0 в неравенстве 4.1 соответствует режиму работы в минимум, индекс 1 соответствует режиму работы в максимуме

2. Для каждого момента времени  $t$  расход топлива генератора  $g$  определяется его режимом работы:

$$F(t, g) = Y(t, g, 0) * kFuel(g, 0) + Y(t, g, 1) * kFuel(g, 1), \quad (4.2)$$

Где:  $kFuel$  – коэффициенты матрицы, связывающей расход топлива с режимом работы оборудования,  $t$  – индекс момента времени,  $g$  – индекс генератора

3. Аналогичным образом для каждого момента времени  $t$  определяется связь между объёмом генерации режимом работы генератора  $g$ :

$$N(t, g) = Y(t, g, 0) * kN(g, 0) + Y(t, g, 1) * kN(g, 1), \quad (4.3)$$

Где  $kN$  – коэффициенты матрицы, связывающие объём генерации с режимом работы оборудования.

4. Накладываются ограничения на максимально возможный объём используемого топлива:

$$UsedFuel = \sum_{t,g} F[t, g] \quad (4.4)$$

$$UsedFuel \leq LimFuel \quad (4.5)$$

Где:  $F[t, g]$  – расход топлива,  $t$  – индекс момента времени,  $g$  – индекс генератора,  $UsedFuel$  – объём используемого топлива,  $LimFuel$  – ограничение на максимальный объём потребляемого топлива.



Далее определяется *целевая функция*:

Доход определяется как сумма объёмов генерации каждого генератора  $g$  в каждый момент времени  $t$  на цену продажи электроэнергии для каждого момента времени:

$$Income = \sum_{t,g} N[t, g] * Price[t] \quad (4.6)$$

Затраты определяются произведением объёма используемого топлива на стоимость топлива:

$$Expense = UsedFuel * PriceFuel \quad (4.7)$$

В рассматриваемой постановке, целью задачи оптимизации является максимизация прибыли. Поэтому целевой функцией является величина прибыли, которая определяется разницей между Доходом и Затратами:

$$Profit = Income - Expense \quad (4.8)$$

### 4.1.3 Пример реализация в Pyomo

Ниже представлен пример реализации поставленной задачи в Python:

```

from pyomo.environ import *
# Model determination
model=ConcreteModel()
model.bl=range(2)
model.t=range(24)
model.stage=range(2)

LimitFuel=30000
Price=600
PriceFuel=30

model.Y=Var(model.stage,model.t,model.bl,bounds=(0,1))
model.Use=Var(model.t,model.bl,domain=NonNegativeIntegers,bounds=(0,1))
model.N=Var(model.t,model.bl)
model.Fuel=Var(model.t,model.bl)
model.UsedFuel=Var()
model.dn_up=Var(model.t,model.bl,domain=NonNegativeReals)
model.dn_down=Var(model.t,model.bl,domain=NonNegativeReals)
model.dn=Var(model.t,model.bl,domain=NonNegativeIntegers,bounds=(0,1))

# Определяем ограничения на статус
model.stages = ConstraintList()
for t in model.t:
    for bl in model.bl:
        model.stages.add(model.Y[0,t,bl]+model.Y[1,t,bl]==model.Use[t,bl])

# Задаём связь между генерацией и состояниями
model.c_n = ConstraintList()
for t in model.t:
    for bl in model.bl:
        model.c_n.add(model.N[t,bl]==model.Y[0,t,bl]*N_Stage[bl][0]+model.Y[1,t,bl]*N_Stage[bl][1])

# Задаём связь между потреблением топлива и состояниями
model.f_n = ConstraintList()
for t in model.t:
    for bl in model.bl:
        model.c_n.add(model.Fuel[t,bl]==model.Y[0,t,bl]*Fuel_Stage[bl][0]+model.Y[1,t,bl]*Fuel_Stage[bl][1])

# Задаём ограничения на использование топлива
model.uf_n = ConstraintList()
model.uf_n.add(sum(model.Fuel[t,bl] for t in model.t for bl in model.bl)==model.UsedFuel)
model.c_fuel=Constraint(expr=model.UsedFuel<=LimitFuel)

model.l_n = ConstraintList()
for t in model.t[:-1]:
    for blo in model.bl:
        model.l_n.add(model.dn_up[t,blo]-model.dn_down[t,blo]==model.N[(t+1),blo]-model.N[t,blo])

model.r_n = ConstraintList()
for t in model.t:
    for blo in model.bl:
        model.r_n.add(model.dn_up[t,blo]<=N_Stage[blo][0]*model.dn[t,blo])

model.q_n = ConstraintList()
for t in model.t:
    for blo in model.bl:
        model.q_n.add(model.dn_down[t,blo]<=N_Stage[blo][0]*(1-model.dn[t,blo]))

model.obj=Objective(expr=sum(model.N[t,bl]*df['Price'][t] for t in model.t for bl in model.bl)-PriceFuel*model.UsedFuel,sense = maximize)

#model.obj = Objective(expr= N*Price - Fuel*PriceFuel, sense = maximize)
# Определяем целевую функцию

glpk=SolverFactory('glpk')
status = glpk.solve(model)
status

```

Рисунок 4.2 – Пример реализации

В рассматриваемом примере было описано дискретное состояние режимов работы оборудования. В реальности характеристика оборудования непрерывна. Чтобы учесть возможность включения / выключения оборудования и непрерывность функции, математическую конструкцию описания режимов работы оборудования необходимо изменить. Необходимо добавить ещё одну переменную:  $Use[g,t]$ , которая характеризует статус оборудования: включено или выключено. Если оборудование работает, то оно находится в некоторой точке диапазона рабочей нагрузки между минимум и максимумом генерации. Уравнение, описывающее связь между состояниями оборудования, должно быть модифицировано. Переменная  $Y$  должна быть непрерывной и может меняться в диапазоне от 0 до 1, а выражение должно быть преобразовано в:

$$Y[t,g,0] + Y[t,g,1] = Use[t,g] \quad (4.9)$$

В некоторых моделях возникает необходимость дополнения энергетических характеристик оборудования дополнительными поправками на отклонение значений внешних факторов от условий, при которых проводились технические испытания и формировались графики зависимости показателей. К ним относятся: температуры холодного воздуха, температуры питательной воды, доли рециркуляции дымовых газов и другие.

## **4.2 Унификация программирования элементов оборудования**

Усложнение математического описания требует перенос дополнительных выражений в среду программирования. Стоит отметить, что изменения затрагивают математическое описание именно рассматриваемого элемента. Для того, чтобы выделить оптимизационную конструкцию в

отдельный блок, в библиотеке программирования Ruoto предусмотрен специальный класс Block.

#### 4.3 Моделирование упрощенной оптимизационной модели

В этой главе описываются особенности работы с оптимизационной моделью ТЭЦ. Модель ТЭЦ представлена на схеме ниже.

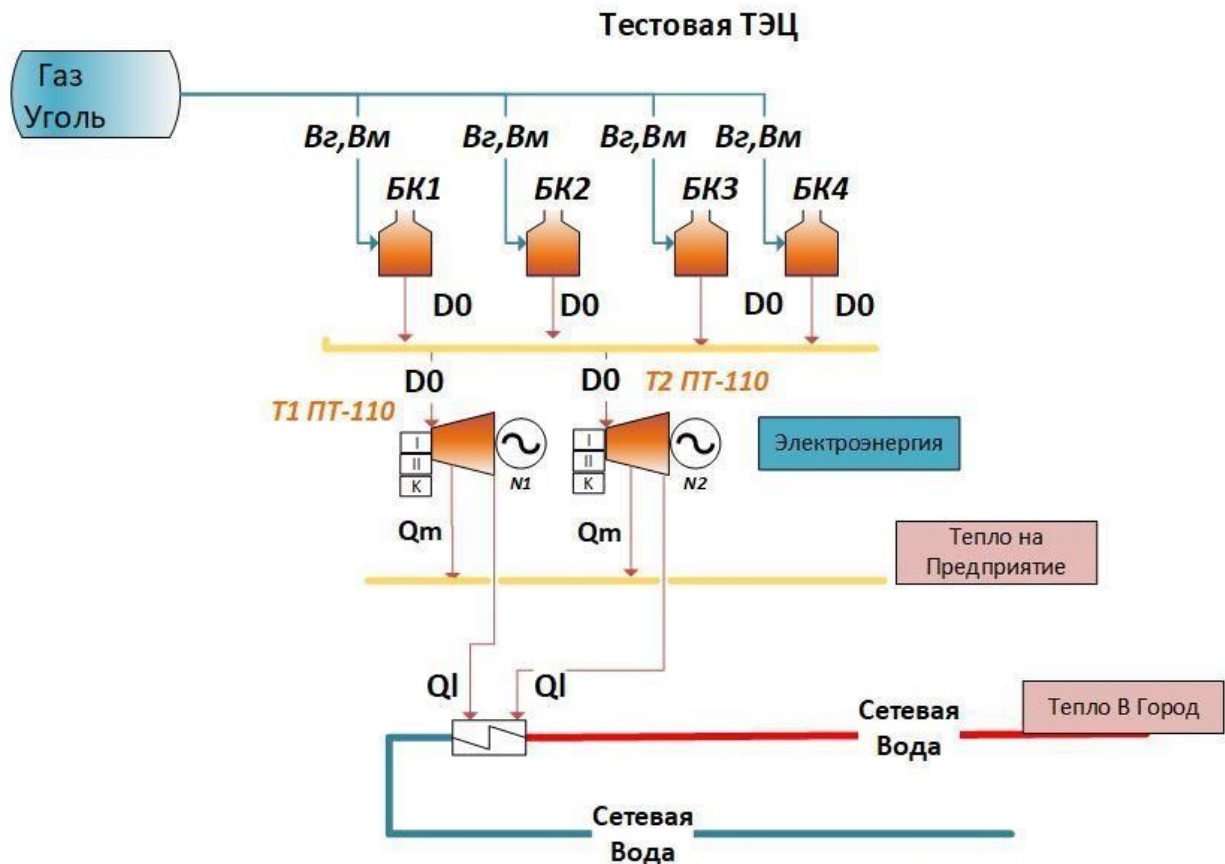


Рис. 4.3 - Упрощенная модель ТЭЦ

При формировании оптимизационной модели определяются данные для каждого компонента, учитываются особенности работы станции.

К исходным данным относятся:

- Временные ряды. К временным рядам относятся значения общего отпуска тепла, расхода пара на промышленного потребителя (т/ч), цены

электроэнергии в секторе РСВ (руб). Значения передаются для каждого момента времени (от 1 до 24 часов);

- характеристики режимов работы паровых теплофикационных турбин (одноступенчатый, двухступенчатый и конденсационный) по четырем параметрам: мощность турбины (МВт), расход острого пара в «голову» турбины (т/ч), расход пара на промышленного потребителя (т/ч), отпуск тепла промышленному потребителю (Гкал);
- характеристика работы котельных агрегатов по трем параметрам: расход природного газа (т/ч), расход мазута (т/ч), расход пара на турбину (т/ч);
- характеристики используемого топлива (природный газ и мазут): цена топлива (руб.) и лимит на объем используемого топлива (тонн);

Придерживаясь объектно-ориентированного подхода в разработке модели, можно определить ее логическую структуру и зафиксировать следующие тезисы:

- оптимизационная модель включает в себя элементы (компоненты) оптимизационной модели;
- каждый элемент оптимизационной модели представлен объектом, содержащим описание технологического процесса этого элемента в виде набора переменных. Определена связь между переменными. Элемент может содержать ограничения и переменные, описывающие состояние (например, режимы работы турбины, состояние «включен – выключен»). Элемент может содержать в себе другие элементы. Последнее позволяет формировать модель в виде иерархической структуры. Примером является элемент «Турбина», который включает в себя несколько возможных режимов работы;
- Связи между элементами оборудования выполнены в виде линейных ограничений. В рассматриваемой модели коллекторы высокого, среднего, низкого давлений выполняют роль связующих компонентов.

Рассматриваемую оптимизационную модель можно использовать для решения задач:

- Ведение режима работы оборудования ТЭЦ в соответствии с диспетчерским графиком;
- Планирование торгового графика на сутки  $X+1$ ;
- Решение задачи ВСВГО/

Пример кода формирования упрощенной оптимизационной модели представлен в приложении 1.

#### **4.4 Особенности выполнения расчётов**

Каждая из задач имеет различные горизонты планирования и наборы ограничений. Вычислительная сложность построенных математических моделей напрямую связана с количеством оптимизационных переменных и ограничений. При планировании на несколько интервалов времени для каждого из интервалов производится описание технологического процесса и накладываются динамические ограничения на соседние. По этой причине количество оптимизационных переменных линейно связано с глубиной прогнозирования, так как она определяет количество временных интервалов. Если предположить, что у каждого компонента оптимизационной модели есть возможность управления точностью аппроксимации технологического процесса, то появляется возможность управления сложностью вычислительного процесса. Количество переменных параметризации элемента определяется количеством точек, задающих поверхность. Для ускорения процесса оптимизационного расчёта становится актуальной задача минимизации количества точек, описывающих поверхность с учётом обеспечения требуемой точности.

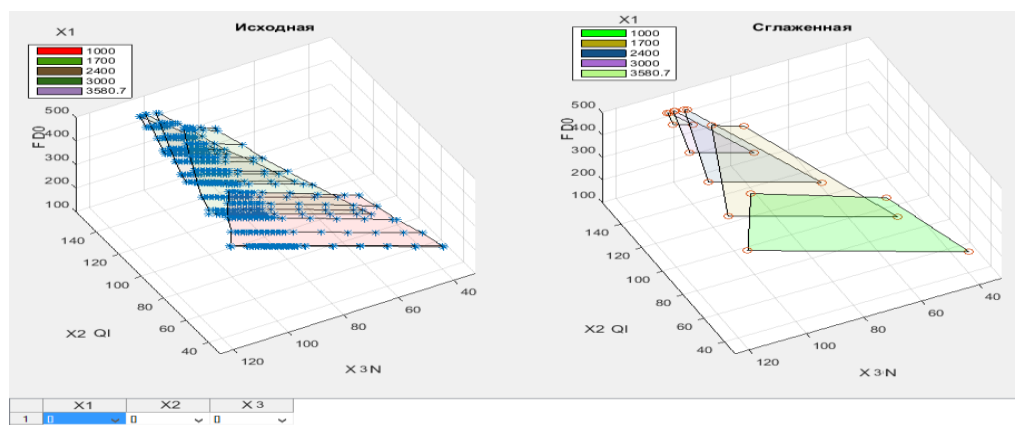


Рисунок 4.4 - Пример сокращения количества точек

На рисунке 4.4 слева задана исходная поверхность, справа – после сокращения точек. Выполнение аппроксимации характеристической поверхности с заданной максимальной погрешностью, позволяет существенно сократить размерность оптимизационной задачи. Сокращение размерности позволяет существенно снизить вычислительную сложность задачи оптимизации. При аппроксимации с погрешностью, не превышающей 2%, расчет оптимизационная модель происходит более чем в 5 раз быстрее.

Для того, чтобы обеспечить возможность управления точностью оптимизационных элементов, добавлен процесс аппроксимации характеристической поверхности. Величина максимальной погрешности аппроксимации определяет количество точек, формирующих характеристическую поверхность. Минимальное количество точек аппроксимации поверхности достигается при линейризации поверхности с помощью линейной регрессии.

Ниже представлена зависимость времени выполнения расчёта оптимизационной модели для одного момента времени в зависимости от различных параметров аппроксимации.

Таблица 4.2 Зависимость времени расчёт от погрешности аппроксимации при глубине планирования 1

Расчёт	Мах погрешность аппроксимации	Найденный результат, P	Кол-во переменных	Время расчёта
1	0.5 Гкал	263 696	150 763	492 сек
2	1 Гкал	263 288	142 525	426 сек
3	2 Гкал	263 235	139 069	287 сек
4	10 Гкал	260 359	135 181	380 сек
5	Линеаризованная с помощью регрессии характеристическая поверхность турбины	225 407	2 360	7 сек

Для решения задач ВСВГО возможно выделить два этапа оптимизационных расчётов:

- Выполнение оптимизационного расчёта с минимальной вычислительной сложностью (используется линейная аппроксимация);
- Фиксирование состояния оборудования и повтор оптимизационного расчёта с требуемой вычислительной сложностью модели.

Таким образом, в соответствии с предложенным выше алгоритмом на основании результатов расчёта номер 5 выполняется фиксация состава включенного генерирующего оборудования и режима турбин (одноступенчатый, двухступенчатый, конденсационный). Далее выполняется детальный расчёт при фиксации режима работы оборудования:

Таблица 4.3: Зависимость времени расчёт от погрешности аппроксимации при глубине планирования 1 при фиксированном составе оборудования

Расчёт	Мах погрешность аппроксимации	Найденный результат, P	Кол-во переменных	Время расчёта
6	10 Гкал	260 359	71 963	45 сек

Результат проведения эксперимента по решению задачи ВСВГО в два этапа показывает, что значение целевой функции найдено. Суммарное время



расчёта экспериментов 5 и 6 составляет 52 секунды, что в несколько раз быстрее чем время выполнения расчёта в один этап (расчёты 1-4). Далее необходимо рассмотреть задачу оптимизации для различных горизонтов планирования.

Ниже приведена таблица, в которой оптимизационный расчёт выполняется при использовании линейной аппроксимации при различных горизонтах планирования.

Таблица 4.4: Зависимость времени расчёта от глубины планирования при линейной аппроксимации

Расчёт	Глубина планирования, ч.	Найденный результат, P	Кол-во переменных	Время расчёта
7	24	225 407	2 360	7 сек
8	48	761 877	4 712	12 сек
9	72	1 236 193	9 523	51 сек
10	168	5 293 898	22 195	126 сек

Как видно из набора экспериментов, время выполнения расчёта выбора состава оборудования для планирования режима на несколько суток составляет порядка двух минут. Следующим этапом фиксируется состав оборудования и для каждых суток, при выбранном составе оборудования, производится расчёт режима работы оборудования с требуемой точностью.

В качестве библиотеки, выполняющей решение задачи СЦЛП, используется продукт Gurobi 9.1

Данный подход позволяет добиться сходимости процесса в регламентированные сроки выполнения расчёта с обеспечением требуемой точности.

#### **4.5 Тестирование модели на фактических режимах**

Для проверки точности оптимизационной модели используются фактические режимы. На оптимизационную модель накладываются ограничения

на каждую генерирующую единицу для ведения режима по фактическим данным. Далее происходит сравнение расхода топлива в модели с фактическими значениями. Если выявляет небаланс – производится поиск причин его возникновения. К причинам можно отнести:

- Погрешность оптимизационной модели;
- Неточность настроек телеметрии;
- Погрешность в данных, на основании которых построены

компоненты оптимизационной модели.

На этапе верификации оптимизационной модели необходимо выполнять проверку данных на стационарных режимах (выбираются интервалы времени, когда состав оборудования не меняется). После верификации модели можно произвести оценку экономического эффекта.

#### **4.6 Экономический эффект использования модели**

Для выполнения расчёта маржинального эффекта использования оптимизационной модели, выполняется:

- оптимизационный расчёт для фактических режимов (накладываются ограничения, необходимые для того, чтобы модель следовала существующим режимам работы оборудования) и рассчитывается стоимостная оценка фактических режимов работы.
- Наложённые ограничения на расчёт для ведения фактических режимов снимаются и выполняется оптимизационный расчёт повторно.

- Выполняется расчёт разницы в маржинальной прибыли оптимизационного расчёта от фактического. Эта разница определяет экономический эффект использования оптимизационной модели.

Экономический эффект, достигаемый от использования системы оптимизации ТЭЦ, может составлять от 1.5 до 6 % от стоимости используемого топлива. Экономический эффект рассчитывается как разница между маржинальными прибылями при работе по фактическому режиму и при решении задачи выбора состава оборудования. На рисунке 4.5 представлен график изменения маржинальной прибыли в зависимости от сценария расчёта.

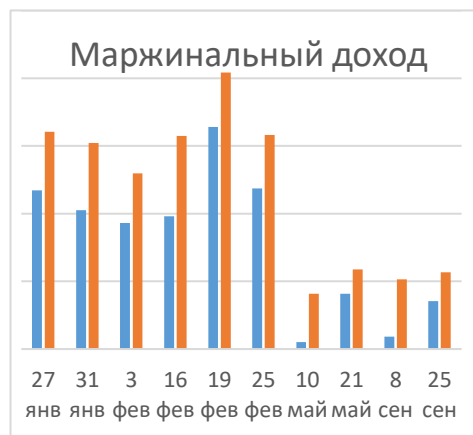


Рисунок 4.5 - Сравнение маржинального дохода. Фактический - левый столбец, Оптимальный - правый столбец.

Наибольший экономический эффект достигается при решении задачи ВСВГО.

### **Дальнейшее развитие концепции**

В данной работе представлены основные элементы концепции формирования оптимизационной модели ТЭС на примере ТЭЦ. Развитие концепции может заключаться в учёте дополнительных факторов, влияющих на эффективность управления оборудованием. К таким факторам можно отнести выброс вредных или параметр надёжности. К развитию концепции можно отнести более подробное математическое описание подогревателей низкого давления для учёта тепловых отборов.

Отдельным направлением развития методологии может являться уточнение нормативно – технических параметров на основании статистических данных.

Предлагаемая методология может быть расширена на другие технологические процессы: оптимизация каскада ГЭС или оптимизация режима работы газотранспортной системы.

## ВЫВОДЫ

1. Разработаны подход и методика построения оптимизационных моделей ТЭС, в виде набора унифицированных компонентов, позволяющий существенно сократить как временные, так и трудовые затраты на формирование оптимизационной модели ТЭС. Конструкция оптимизационной модели ТЭС позволяет решать оптимизацию режимов работы ТЭС с различными технологическими ограничениями.

2. Разработана оригинальная структура компонентов оптимизационной модели ТЭС, позволяющая корректировку её элемента в зависимости от требований к точности оптимизационной модели ТЭС.

3. Разработана методика комплексной оптимизации режимов работы ТЭС с поперечными связями и несколькими ГТП для различных временных интервалов (в рамках рассматриваемых суток, на сутки вперед), с использованием метода смешанного целочисленного линейного программирования. Оптимизация производится с учётом стоимости и интегральных ограничений по объёму используемого топлива на рассматриваемый период, характеристик и конфигурации оборудования, цены электроэнергии на рынке на каждый час, динамических ограничений на режим работы оборудования.

4. В рамках разработанного подхода были написаны программный пакет для формирования оптимизационных моделей ТЭС. С использованием разработанного программного пакета, специалистами аналитического отдела СГК была сформирована оптимизационная модель Абаканской ТЭС.

5. Созданный, на основе разработанных методик, программный пакет после верификаций позволил выполнить тестовые расчёты, на основании которых был выявлен потенциал повышения экономической эффективности режимов работы оборудования.

6. Созданный программный пакет может быть использован для решения следующих задач:

- ведение режима в рамках рассматриваемых суток;

- планирование режимов работы оборудования станции и оптимального торгового графика с учётом цены на рынке на сутки вперед (РСВ).

## ОСНОВНЫЕ ПУБЛИКАЦИИ ПО ТЕМЕ ДИССЕРТАЦИИ

### В изданиях, рекомендованных ВАК

1. Неклюдов А.В., Андриюшин А.В. Оцифровка номограмм оборудования электростанции. Энергосбережение и водоподготовка. 2017. № 3 (107). С. 10-12.
2. Аракелян Э.К., Андриюшин А.В., Ягупова Ю.Ю., Неклюдов А.В., Мезин С.В. Разработка математической модели оптимального распределения нагрузки на крупной ТЭЦ со сложным составом оборудования с учетом рыночных требований// Труды МНТК Управление развитием крупномасштабных систем (MLSD'2020), стр.898-903.

### Индексированные в международные базы цитирования Scopus и Web of Science

3. Neklyudov, A.V., Andryushin, A.V., Arakelyan, E.K., Andryushin, K.A. Optimization of operating modes of the equipment on the example of a co-generation thermal power plant. 2017. Journal of Physics: Conference Series 891(1), 012287
4. A V Andryushin, E K Arakelyan, A V Neklyudov, Y Y Yagupova and T O Drobyshev A formation of an approach to solving the problem of selecting the composition of the included generating equipment.- Journal of Physics: Conference Series 1370 (2019) 012053 IOP Publishing doi:10.1088/1742-6596/1370/1/012053.
5. Андриюшин А.В., Аракелян Э.К., Неклюдов А.В., Ягупова Ю.Ю., Дробышев Т.О., Формирование подхода решения задачи выбора состава включенного генерирующего оборудования (ВСВГО) Материалы международная конференция «Проблемы термоядерной энергетики и плазменные технологии» М.МЭИ, 2019, с.66.
6. Andryushin A.V., Arakelyan E.K., Neklyudov A.V., Yagupova J.Y., Dolbikova N.S., Kokhova O.K. METHOD OF THE OPTIMAL DISTRIBUTION OF HEAT AND ELECTRICAL LOADS. В сборнике: Proceedings of the 2nd International Youth Conference on Radio Electronics, Electrical and Power Engineering, REEPE 2020. С. 941-946.

7. E K Arakelyan , A V Andryushin , S V Mezin , A A Kosoy Features of the Multi-Criteria Optimization Mathematical Model of the Thermal and Electrical Loads Distribution at a Combined Heat and Power Plant with a Mixed Equipment Composition IC-MSQUARE 2021 Journal of Physics: Conference Series 2090 (2021).

8. E K Arakelyan<sup>1</sup>, A V Andryushin<sup>1</sup>, Y Y Yagupova<sup>1</sup>, A V Neklyudov<sup>1</sup> and S V Mezin<sup>1</sup> Methodological Bases of Optimal Load Distribution at a Thermal Power Plant with a Complex Composition of Equipment, Taking into Account Market Requirements. IC-MSQUARE 2021 Journal of Physics: Conference Series 2090 (2021)

9. Андрюшин А.В., Аракелян Э.К., Неклюдов А.В., Долбикова Н.С., Ягупова Ю.Ю. Цифровизации российской электроэнергетики. Материалы конференции «Математические методы в технологиях и технике», Санкт-Петербург, №6,2021, С.121-128.



## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Райзберг Б.А., Лозовский Л.Ш., Стародубцева Е.Б.. Современный экономический словарь. — 2-е изд., испр. М.: ИНФРА-М. 479 с.. 1999.
2. Экономика. Толковый словарь. — М.: "ИНФРА-М", Издательство "Весь Мир". Дж. Блэк. Общая редакция: д.э.н. Осадчая И.М.. 2000.
3. Энергетика мира в 2035 г. Энергетика за рубежом №6, 2013.— 35 с.
4. Оптимизация и оптимальное управление: учеб. пособие / Э.К. Аракелян, Г.А. Пикина; под ред. Т.Е. Щедеркиной. — 2-е изд., перераб. и доп. — М.: Издательский дом МЭИ, 2008.
5. Теоретические и практические предпосылки создания программного обеспечения для оптимизации распределения нагрузок на ТЭС / Иванов Н.С.
6. Математическая модель и алгоритм оперативного управления генерирующим оборудованием ТЭС / В.А. Иващенко, И.Н. Фомин, Т.Э. Шульга.
7. Python для сложных задач: наука о данных и машинное обучение / Плас Дж. Вандер — СПб.: Питер, 2018. — 576 с.
8. Г.В. Ледуховский – Энергетические характеристики оборудования тепловых электрических станций.
9. Триангуляция Делоне и ее применение. А.В. Скворцов. Издательство Томского политехнического университета, 2002 г. С. 25-27.
10. Горнштейн В.М. Наивыгоднейшее распределение нагрузок между параллельно работающими электростанциями. -М.-Л.: Госэнергоиздат, 1949.
11. Результаты освоения и тепловых испытаний головного образца теплофикационной турбины Т-100-130 / Н, Ф, Комаров, Ю. Ф. Печенкин, В. С. Бунин, В. Н. Рузанков // Электрические станции, -1965, - JV» 1, - С, 25-29.
12. Построение диаграммы режимов турбины Т-100-130 по данным испытаний / Н. Ф, Комаров, В, С, Бунин, В. Н. Рузанков. // Теплоэнергетика. - 1968. - № 4. - С, 10-16

13. Мерзликина Е.И. Оптимизация распределения тепловых и электрических нагрузок между энергоблоками ТЭС с учетом неопределенности исходной информации. Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук. М.:2004. 170 с.

14. Неклюдов А.В., Андриюшин А.В. Оцифровка номограмм оборудования электростанции. Энергосбережение и водоподготовка № 3 (107) 2017, 10-12 с.

15. Alexander V. Andryushin, Edik K. Arakelyan, Alexey V. Neklyudov, Julia Y. Yagupova, Nina S. Dolbikova, Oxana K. Kokhova. Method of the Optimal Distribution of Heat and Electrical Loads. 2020 International Youth Conference on Radio Electronics, Electrical and Power Engineering (REEPE).

16. Щедркина Т. Е. Разработка методического и алгоритмического обеспечения системы автоматизированного распределения нагрузок КЭС. Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук. М.: 1985. - 200 с.

17. Плетнев Г.П., Щедркина Т.Е. Управление электрической нагрузкой энергоблоков ТЭС с учетом эксплуатационных ограничений. // Известия ВУЗов, 1983. №5.

18. К выбору оптимального состава работающих агрегатов в электроэнергетических системах / Бурначян Г.А., Овакимян Р.Р. // Изв. АН СССР. Энергетика и транспорт. - 1974. - №2. - С. 112-117.

19. Выбор оптимального состава работающего оборудования в электроэнергетической системе / Бурначян Г.А., Овакимян Р.Р. // Изв. АН СССР. Энергетика и транспорт. - 1982. - JVe 1. - С. 11 -16.

20. К вопросу о методах оптимального распределения нагрузок между турбоагрегатами ТЭЦ / Иванов С. А., Басе М. С. // Промышленная теплоэнергетика. - № 3. - 2005. С. 38-40.

21. Выбор оптимального условия загрузки теплофикационных агрегатов, несущих тепловую нагрузку в неотапительный и переходный периоды

/ Богачко М. Ю., Ильин Е. Т., Печенкин С. П., Тимофеева Ю. Н. // Теплоэнергетика. - 2005. - С. 53-56.

22. Рузанков В. Н. Методика распределения тепловых и электрических нагрузок между турбинами мощных отопительных ТЭЦ // Теплоэнергетика. - 1973. - № 6. - С. 80-82.

23. Исследование летних режимов работы ТЭЦ с турбинами Т-100-130 при оборотной системе водоснабжения / В. М. Акименкова, В. Я. Гирщфельд. // Теплоэнергетика. -1972. - X» 2. - С. 75-77.

24. Бельков В.Н., Ланшаков В.Л. Автоматизированное проектирование технических систем: Учебное пособие

**ПРИЛОЖЕНИЕ 1**

Весь программный код условно можно разделить на несколько блоков:

- Блока загрузки данных модели и их анализа;
- Блока формирования оптимизационной модели;
- Блок анализа результатов.

Для формирования оптимизационной модели используется Jupiter Notebook.

### ***Формирование оптимизационной модели ТЭЦ с учётом тепловых отборов.***

#### *1. Введение и постановка задачи на разработку оптимизационной модели ТЭЦ*

В современной энергетике определение оптимального режима работы оборудования электростанции остаётся очень важной задачей. Критерий оптимальности технологического процесса постепенно расширяется. К снижению себестоимости вырабатываемой электроэнергии и сокращению выбросов вредных продуктов сгорания топлива в окружающую среду добавляется рыночная составляющая дохода от продажи электроэнергии в секторе рынка на сутки вперед (РСВ).

При планировании режимов эксплуатации тепловых электрических станций (ТЭЦ) в краткосрочной перспективе (от нескольких часов до нескольких недель) обычно учитываются следующие требования:

1. Производство и распределение между генерирующими единицами заданного количества электроэнергии
2. Отпуск заданной мощности в соответствии с плановым графиком для каждой группы точек поставки генерации
3. Отпуск тепла внешним потребителям в соответствии с плановым графиком поставки тепла.

Критерием оптимизации режима работы оборудования является максимум маржинальной прибыли, которая определяемая как разность дохода, получаемого от продажи электроэнергии на рынке РСВ (Рынок на Сутки Вперед) и затрат на используемое топливо.

Построение оптимизационной модели предполагает следующий набор этапов:



Этапы формирования оптимизационной модели

В этой секции рассматривается этап "Разработка оптимизационной модели станции"

## Приложение 1

При формировании оптимизационной модели, производится декомпозиция оборудования станции на группы элементов. Далее каждая группа элементов описывается в виде элемента оптимизационной модели. В качестве основных элементов оптимизационной модели технологического процесса используются:

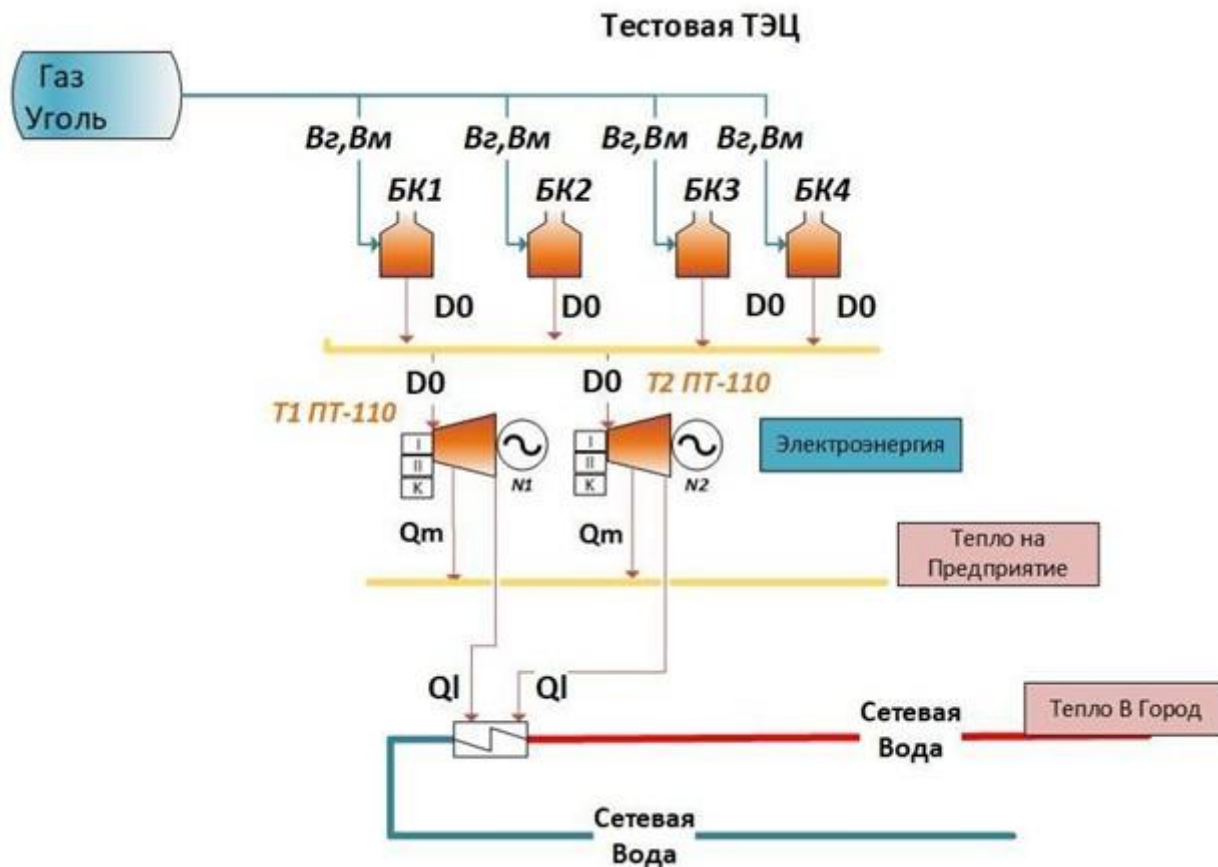
1. Котлы
2. Турбины
3. Коллектор пара высокого, среднего и низкого давлений.
4. Топливная составляющая

\*Вспомогательное оборудование данной модели не рассматриваются, однако оно может быть учтено в виде поправок на характеристики оборудования.

Оптимизационная модель строится для заданного периода времени, разбитого на почасовые интервалы. Описание элементов оптимизационной модели должно быть сформировано для каждого интервала времени.

Формирование пространственно-временной оптимизационной модели необходимо для учёта динамических ограничений таких как скорость набора и сброса нагрузки. В модели выполнен учёт интегральных ограничений по объёму используемого топлива за рассматриваемый период.

Упрощенная схема ТЭЦ, для которой разрабатывается оптимизационная модель представлена на рисунке ниже:



Данная оптимизационная модель может быть использована для решения следующих оптимизационных задач:

1. Задача планирования режимов работы оборудования ТЭЦ с учётом цены РСВ на сутки вперед;
2. Задача выбора состава включенного генерирующего оборудования (ВСВГО);

**Основные этапы формирования оптимизационной модели ТЭЦ:**

1. Задаются энергетические характеристики (ЭХ) оборудования станции;
2. Формируются уравнения связи между элементами станции (котел, турбина, коллектор пара высокого и низкого давлений);
3. Вводятся временные ряды, определяющие ограничения по режимам работы оборудования станции;

## Приложение 1

4. Формируется целевая функция для решения задачи оптимизации - максимум маржинальной прибыли от продажи электроэнергии.

К данной модели применяем метод **смешанно-целочисленного линейного программирования (СЦЛП)**, где минимизируется целевая функция, а все компоненты представлены в виде множества переменных, связанных между собой равенствами и неравенствами. Также присутствует ограничение на область допустимых значений этого множества переменных. Компоненты описываются в виде технологических карт. Связи между компонентами

### 1. Подключаются библиотеки Python

```
In [2]: import sys
        sys.path.insert(1, '/home/sgc/git/Test')
```

```
In [3]: # Импорт модулей и подключение библиотек
        from pyomo.environ import *
        import pandas as pd
        from pandas import ExcelWriter, ExcelFile
        from scipy.spatial import Delaunay
        import numpy as np
        from PyomoLinear1 import *
```



## 2. Считываются данные, необходимые для формирования оптимизационной модели

```
In [4]: # Читаем листы Excel-файла и записываем их содержимое в соответствующие переменные. Получаем таблицы
# Читаем режимы работы турбины: одноступенчатый, двухступенчатый, конденсационный
dfI = pd.read_excel('ModelData2.xlsx', sheet_name = 'T_I') dfII =
pd.read_excel('ModelData2.xlsx', sheet_name = 'T_II') dfK =
pd.read_excel('ModelData2.xlsx', sheet_name = 'T_K')

# Читаем данные по четырем котлам (расход газа, расход мазута и расход пара)
dfB1 = pd.read_excel('ModelData2.xlsx', sheet_name = 'K1') dfB2 =
pd.read_excel('ModelData2.xlsx', sheet_name = 'K2') dfB3 =
pd.read_excel('ModelData2.xlsx', sheet_name = 'K3') dfB4 =
pd.read_excel('ModelData2.xlsx', sheet_name = 'K4')

# Читаем временной ряд (от 0 до 24 часов)
dfTS = pd.read_excel('ModelData2.xlsx', sheet_name = 'TimeSeries')

# Читаем данные по составу включенного генерирующего оборудования (Котлы 1-4, Турбины 1-2) dfStage
= pd.read_excel('ModelData2.xlsx', sheet_name = 'Stage')

# Читаем данные по топливу (цена газа, цена мазута, лимиты)
Fuels = pd.read_excel('ModelData2.xlsx', sheet_name = 'Fuels')

# Данные по общему расходу тепла и расходу пара на промышленного потребителя записываем в переменные Dm
= dfTS['Расход пара пром. потребителю, т/ч']
Q1 = dfTS['Общий отпуск тепла']
# Записываем в переменные поля таблицы Fuels
Fg = Fuels['Цена газ']
Fm = Fuels['Цена мазут']

In [6]: Fg = Fuels['Цена газ']
```

## 2.1 Производится анализ исходных данных

Необходимо подготовить функцию, демонстрирующую характеристики оборудования:

```
In [7]: import plotly.graph_objects as go
from plotly.subplots import make_subplots
def plot_df(title_,dfI):
    k=1.8
    VarNames=list(dfI.keys())
    camera = dict(eye=dict(x=k, y=0.3, z=k))
    fig = make_subplots(
        rows=1, cols=2,specs=[[{'type': 'surface'},{'type':'table'}]])

    # Отрисовка характеристики
    for tDm in dfI[VarNames[-4]].unique():
        index=dfI[VarNames[-4]]==tDm
        fig.add_trace(go.Mesh3d(x=dfI[VarNames[-3]][index],y=dfI[VarNames[-2]][index],z=dfI[VarNames[-1]][index],
                                colorscale="BuGn", opacity=0.9,hovertext=VarNames[0]+'='+str(tDm)),row=1, col=1)
    fig.update_layout(scene = dict(
        xaxis_title=VarNames[-3],
        yaxis_title=VarNames[-2],
        zaxis_title=VarNames[-1]),showlegend = True,
        scene_camera=camera,width=1000,height=600,title=title_)

    # Отрисовка таблицы
    fig.add_trace(go.Table(
        header=dict(values=list(dfI.columns),
                    align='left'),

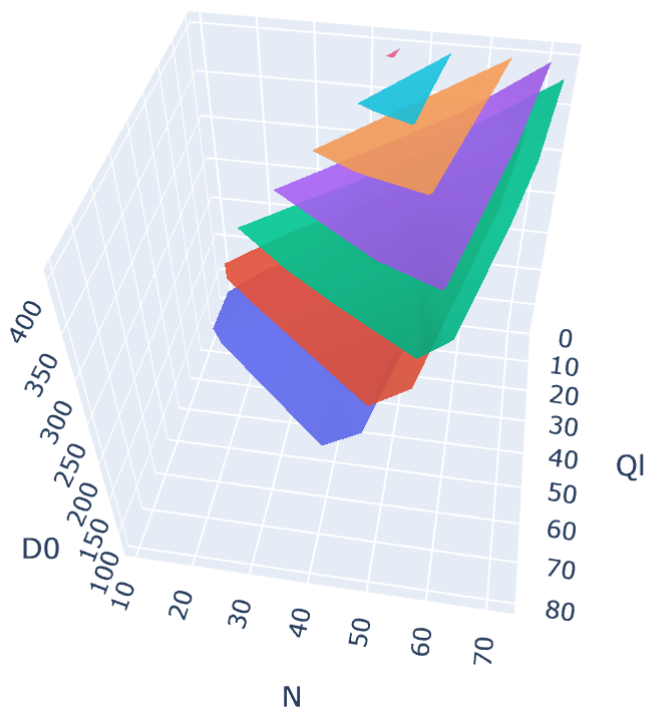
        cells=dict(values=dfI.values.transpose(),
                    align='left')),row=1, col=2)
    #fig.show()
    return fig
```

# Приложение 1

Так как модель предполагает тепловые отборы, то интерес представляют характеристик оборудования для одноступенчатого и двухступенчатого режимов:

```
In [8]: plot_df('Одноступенчатый режим',dfI)
```

## Одноступенчатый режим

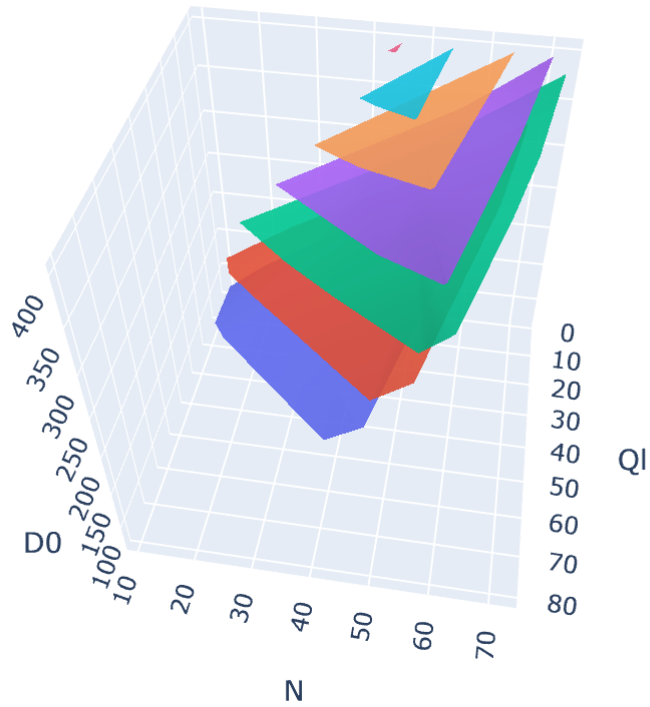


Dm	QI	N	D0
0	0	10	75
0	0	18	112.4
0	0	39.6	193.8999999
0	0	61.2	275.4
0	20	11.3	100.6
0	20	35	187.8999999
0	20	46.85	231.5499999
0	20	58.8666666666	275.8139240
0	30	15.5	124.1
0	30	26.05	162.225
0	30	36.6	200.3500000
0	30	57.7	276.6
0	80	42.7	249.6
0	80	44.150000000	255
0	80	45.6	260.4
0	80	48.5	271.2
40	0	10	117.8

# Приложение 1

```
In [9]: plot_df('Двухступенчатый режим',dfII)
```

## *Двухступенчатый режим*



Dm	QI	N	D0
0	0	10	75
0	0	18	112.4
0	0	39.6	193.8999999
0	0	61.2	275.4
0	20	11.3	100.6
0	20	35	187.8999999
0	20	46.85	231.5499999
0	20	58.8666666666	275.8139240
0	30	15.5	124.1
0	30	26.05	162.225
0	30	36.6	200.3500000
0	30	57.7	276.6
0	80	42.7	249.6
0	80	44.150000000	255
0	80	45.6	260.4
0	80	48.5	271.2
40	0	10	117.8

## Приложение 1

### 3. Формируется оптимизационная модель:

```
In [58]: m = ConcreteModel(name='Model Station')
# Задаем шкалу времени (24 часа), для которой будут проводиться расчеты
nt=24
t = range(0, nt)
```

### 3.1. Задаются технологические характеристики основного и вспомогательного оборудования ТЭЦ

```
In [59]: # Создаем переменную модели - Расход газа для каждого момента t
m.Bг = Var(t)
# Создаем переменную модели - Расход мазута для каждого момента t
m.Bм = Var(t)
# Создаем основные объекты оптимизационной модели
# Вводим данные по турбине 1, учитывая три возможных варианта работы турбины:
# Одноступенчатый, двухступенчатый, конденсационных
T1_k=CH_Block_N(t,dfK)
T1_I=CH_Block_N(t,dfI)
T1_II=CH_Block_N(t,dfII)
m.T1 = BlockStages_N(t, T1_k, T1_I, T1_II)
# Вводим данные по турбине 2, учитывая три возможных варианта работы турбины
T2_k=CH_Block_N(t,dfK)
T2_I=CH_Block_N(t,dfI)
T2_II=CH_Block_N(t,dfII)
m.T2 = BlockStages_N(t, T2_k, T2_I, T2_II)
# Вводим данные по котлу 1
m.B1 = PWL_Block_N(t,dfB1)
# Вводим данные по котлу 2
m.B2 = PWL_Block_N(t,dfB2)
# Вводим данные по котлу 3
m.B3 = PWL_Block_N(t,dfB3)
# Вводим данные по котлу 4
m.B4 = PWL_Block_N(t,dfB4)
```

### 3.2. Формируется целевая функция оптимизационной модели

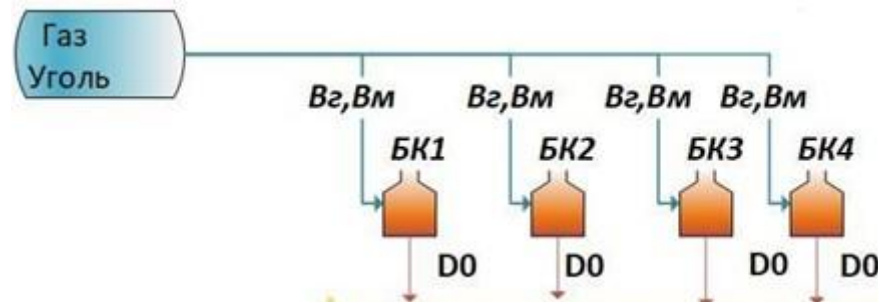
```
In [61]: # Читаем данные по ценам, по которым продаем электричество и записываем в переменную price
         = dfTS['Price RSV']

         # Суммируем мощности, вырабатываемые каждой турбиной каждый час, и умножаем на цену, по которой продаем.
         # Получаем доход станции за сутки
         Dohod = sum((m.T1.Vars[t_,'N'] + m.T2.Vars[t_,'N']) * price[t_] for t_ in t)

         # Суммируем произведения расхода топлива на цену топлива. Получаем расход за сутки Rashod
         = sum(m.Br[t_] * Fg[0] + m.BM[t_] * Fm[0] for t_ in t)

         # Задаем целевую функцию. Основная задача - максимизировать разницу дохода и расхода
         m.O1 = Objective(expr=Dohod - Rashod, sense=maximize)
```

### 3.3. Задаются ограничения на топливную составляющую модели



```
In [62]: # Задаём условия по газу
# Суммарный расход газа на все котлы по модели должен быть равен общему расходу газа по модели для каждого момента t
#  $m.B1.V2[i] + m.B2.V2[i] + m.B3.V2[i] + m.B4.V2[i] == m.V2[i]$  Задаём уравнения для каждого момента t
m.c_Gaz=ConstraintList()
for t_ in t:
    m.c_Gaz.add(m.B1.Vars[t_,'BГ']+m.B2.Vars[t_,'BГ']+m.B3.Vars[t_,'BГ']+m.B4.Vars[t_,'BГ']==m.BГ[t_])

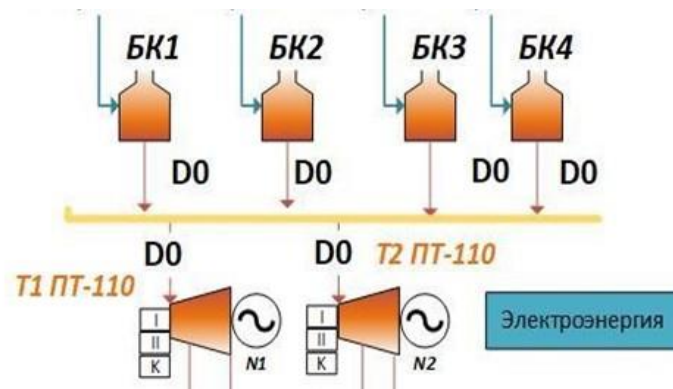
# Создаем ограничение для объекта c_Gaz, накладывая условие
# на равенство суммы расходов газа на каждый котел общему расходу газа
# Аналогично задаём условия по мазуту

m.c_Maz1=ConstraintList()
for t_ in t:
    m.c_Maz1.add(m.B1.Vars[t_,'BM']+m.B2.Vars[t_,'BM']+m.B3.Vars[t_,'BM']+m.B4.Vars[t_,'BM']==m.BM[t_])
```



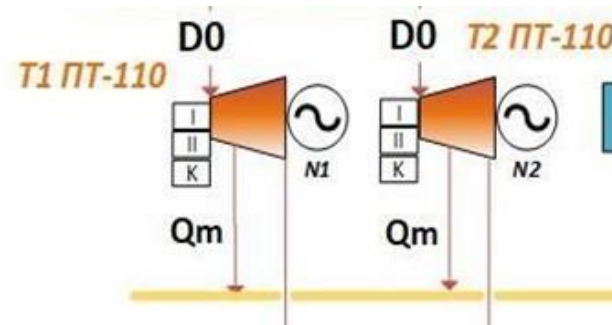
### 3.4. Формируются коллектора высокого, среднего, низкого давлений

**Коллектор высокого давления определяет связь между расходм острого пара из котлов и его потребление турбинами**



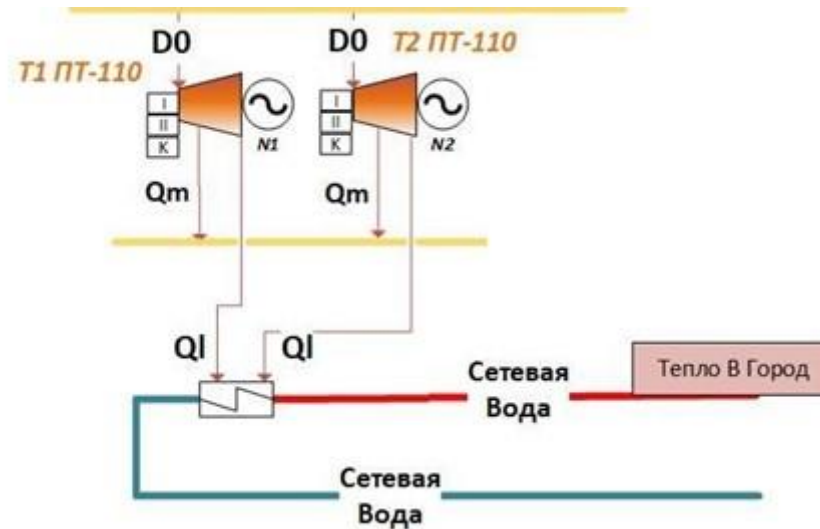
```
In [63]: # Говорим, что общий расход острого пара на входе в коллектор по модели должен быть равен #
# общему расходу на выходе из него по модели.
# m.B1.D0[t] + m.B2.D0[t] + m.B3.D0[t] + m.B4.D0[t] == m.T1.D0[t] + m.T2.D0[t]
m.c_HP1=ConstraintList() for t_ in t:
    m.c_HP1.add(m.B1.Vars[t_,'D0']+m.B2.Vars[t_,'D0']+m.B3.Vars[t_,'D0']+m.B4.Vars[t_,'D0']
    m.T1.Vars[t_,'D0']-m.T2.Vars[t_,'D0']==0)
```

**Коллектор среднего давления определяет связь между пром. отбором с турбин и передачей тепла  
внешнему потребителю**



```
In [64]: # Задаём условия для коллектора среднего давления:
# Говорим, что общий расход пара на входе в коллектор по модели должен быть равен общему расходу на выходе из него
# по исходным данным.
# Создаем ограничение для объекта c_MP, накладывая условие на равенство расходов пара на входе и на выходе коллектора
# m.T1.Dm[t] + m.T2.Dm[t] == Dm[t] # Задаём уравнения для каждого момента t
m.c_MP=ConstraintList()
for t_ in t:
    m.c_MP.add(m.T1.Vars[t_,'Dm']+m.T2.Vars[t_,'Dm']==Dm[t_])
```

## Коллектор низкого давления определяет связь между тепловым отбором с турбин и передачей тепла городу



In [65]:

```
# Задаём условия для коллектора низкого давления:
# Говорим, что суммарный отпуск тепла из двух турбин в модели должен быть равен общему отпуску тепла по исходным данным.
# Создаем ограничение для объекта c_LP, накладывая условие на равенство суммы тепловых отборов с каждой турбины
# общему тепловому отбору, ушедшего потребителю
# m.T1.QL[i] + m.T2.QL[i] == QL[i] # Задаём уравнения для каждого момента t
m.c_LP=ConstraintList()
for t_ in t:
    m.c_LP.add(m.T1.Vars[t_,'Q1']+m.T2.Vars[t_,'Q1']==QL[t_])
```

## 4 Производится запуск расчёта оптимизационной модели

```
In [70]: # Используем наиболее быстрый решатель оптимизации Guroby Optimization для расчета нашей оптимизационной модели
gurobi = SolverFactory('glpk')

# Смотрим время расчета и статус выполнения расчета модели
gurobi.options["mipgap"] = 0.02
gurobi.options["threads"] = 1
status = gurobi.solve(m,tee=True)
print(status)
```

```
GLPSOL: GLPK LP/MIP Solver, v4.65
Parameter(s) specified in the command
line:
  --mipgap 0.02 --write /tmp/tmps3d1zxbq.glpk.raw --wglp /tmp/tmprbk2eg_n.glpk.glp
  --cpxlp /tmp/tmpcnrdc9c_.pyomo.lp
Reading problem data from '/tmp/tmpcnrdc9c_.pyomo.lp'...
/tmp/tmpcnrdc9c_.pyomo.lp:41335: warning: lower bound of variable 'x145' redefined
/tmp/tmpcnrdc9c_.pyomo.lp:41335: warning: upper bound of variable 'x145' redefined
5953 rows, 1873 columns, 21493 non-zeros
480 integer variables, all of which are binary
41815 lines were read
Writing problem data to '/tmp/tmprbk2eg_n.glpk.glp'...
35660 lines were written
GLPK Integer Optimizer, v4.65
5953 rows, 1873 columns, 21493 non-zeros
480 integer variables, all of which are binary
Preprocessing...
288 constraint coefficient(s) were reduced
5658 rows, 1584 columns, 20484 non-zeros
480 integer variables, all of which are binary
Scaling...
  A: min|aij| = 1.000e-04  max|aij| = 2.940e+02  ratio = 2.940e+06
```

## Приложение 1

```
GM: min|aij| = 1.684e-02 max|aij| = 5.938e+01 ratio = 3.526e+03
EQ: min|aij| = 2.836e-04 max|aij| = 1.000e+00 ratio = 3.526e+03
2N: min|aij| = 2.420e-04 max|aij| = 1.574e+00 ratio = 6.505e+03
Constructing initial basis...
Size of triangular part is 5538
Solving LP relaxation...
GLPK Simplex Optimizer, v4.65
5658 rows, 1584 columns, 20484 non-zeros
  0: obj = -1.038936985e+06 inf = 4.114e+03 (643)
Perturbing LP to avoid instability [101]...
 742: obj = -9.975106236e+07 inf = 1.725e-07 (0) 8
Removing LP perturbation [1626]...
* 1626: obj = -2.114150171e+07 inf = 5.082e-12 (0) 8
OPTIMAL LP SOLUTION FOUND
Integer optimization
begins...
Long-step dual simplex will be used
+ 1626: mip = not found yet <= +inf (1; 0)
+ 3027: >>>> -2.395158291e+07 <= -2.338631866e+07 2.4% (123; 2)
+ 3471: mip = -2.395158291e+07 <= -2.389979309e+07 0.2% (75; 53)
RELATIVE MIP GAP TOLERANCE REACHED; SEARCH TERMINATED
Time used: 0.8 secs
Memory used: 8.3 Mb (8657942 bytes)
Writing MIP solution to '/tmp/tmps3d1zxbq.glpk.raw'...
7835 lines were written
```

Problem:

```
- Name: unknown
  Lower bound: -inf
  Upper bound: inf
  Number of objectives: 1
  Number of constraints: 5953
  Number of variables: 1873
  Number of nonzeros: 21493
```

## Приложение 1

```
Sense: maximize
Solver:
- Status: ok
  Termination condition: feasible
  Statistics:
    Branch and bound:
      Number of bounded subproblems: 0
    Number of created subproblems: 0
    Error rc: 0
    Time: 0.8785789012908936
Solution:
- number of solutions: 0  number of solutions displayed: 0
```

### **4.1 Формируется сводный отчёт с результатами расчёта**

```
In [41]: # Производим анализ результатов расчёта турбины 1
DF = pd.DataFrame()
print(m.T1.Vars.name)
Var_=m.T1.Vars
for index in Var_:
    if isinstance(index,tuple):
        var_=index[1]
        time_=index[0]
        DF.at[time_,Var_.name+'.'+var_] = Var_[index].value
DF
```

# Приложение 1

Out[41]:

	T1.Vars.N	T1.Vars.D0	T1.Vars.Dm	T1.Vars.QI
0	15.717602125.653300		1.308342	29.999955
1	35.219804249.556444		56.075010	50.000045
2	15.717602125.653300		1.308342	29.999955
3	16.190245128.272788		1.962518	30.699923
4	15.717602125.653300		1.308342	29.999955
5	15.717602125.653300		1.308342	29.999955
6	35.219804249.556444		56.075010	50.000045
7	16.190245128.272788		1.962518	30.699923
8	15.717602125.653300		1.308342	29.999955
9	42.304822307.509081		98.691658	50.000045
10	15.717602125.653300		1.308342	29.999955
11	15.717602125.653300		1.308342	29.999955
12	42.304822307.509081		98.691658	50.000045
13	22.802620183.605937		43.924990	29.999955
14	42.304822307.509081		98.691658	50.000045
15	15.717602125.653300		1.308342	29.999955
16	15.717602125.653300		1.308342	29.999955
17	15.717602125.653300		1.308342	29.999955
18	15.717602125.653300		1.308342	29.999955

## Приложение 1

<b>19</b>	15.717602125.653300	1.308342	29.999955
<b>20</b>	16.190245128.272788	1.962518	30.699923
<b>21</b>	16.190245128.272788	1.962518	30.699923
<b>22</b>	42.304822307.509081	98.691658	50.000045
<b>23</b>	35.219804249.556444	56.075010	50.000045



## Приложение 1

```
In [42]: #Скрипт формирует вывод результатов в формате DataFrame
DF = pd.DataFrame()
for v in m.component_objects(Var, active=True):
    #print(v.name)
    for index in v:
        if v.name.count('.') < 3 * isinstance(index, int):
            if v[index].value is None:
                value=0
                t_=index
            elif v[index].value >= 0:
                if isinstance(index, int):
                    value=v[index].value
                    t_=index
                elif isinstance(index, tuple):
                    value=v[index].value*np.sign(-index[1]+.5)
                    t_=index[0]
            DF.at[t_, v.name] = value
        elif v.name.count('.') < 3 * isinstance(index, tuple):
            if v.name.find('PW') <= 0:
                var_=index[1]
                VName=v.name
                VName=VName.replace('.Vars', "")
                time_=index[0]
                DF.at[time_, VName+'.'+str(var_)] = v[index].value
```

DF

# Приложение 1


Out[42]:

	<b>Bг</b>	<b>Bм</b>	<b>T1.N</b>	<b>T1.D0</b>	<b>T1.Dm</b>	<b>T1.QI</b>	<b>T1.Stage</b>	<b>T1.Stages[0].N</b>	<b>T1.Stages[0].D0</b>	<b>T1.Stages[0].Stage</b>	<b>...</b>	<b>B2.Bм</b>
	<b>B2.Sta</b>											
<b>0</b>	535.979264	-0.0	15.717602	125.653300	1.308342	29.999955	1.0	0.0	-0.0	0.0	...	0.0
<b>1</b>	535.979264	-0.0	35.219804	249.556444	56.075010	50.000045	1.0	0.0	-0.0	0.0	...	0.0
<b>2</b>	535.979264	-0.0	15.717602	125.653300	1.308342	29.999955	1.0	0.0	-0.0	0.0	...	0.0
<b>3</b>	535.979264	-0.0	16.190245	128.272788	1.962518	30.699923	1.0	0.0	-0.0	0.0	...	0.0
<b>4</b>	535.979264	-0.0	15.717602	125.653300	1.308342	29.999955	1.0	0.0	-0.0	0.0	...	0.0
<b>5</b>	535.979264	-0.0	15.717602	125.653300	1.308342	29.999955	1.0	0.0	-0.0	0.0	...	0.0
<b>6</b>	535.979264	-0.0	35.219804	249.556444	56.075010	50.000045	1.0	0.0	-0.0	0.0	...	0.0
<b>7</b>	535.979264	-0.0	16.190245	128.272788	1.962518	30.699923	1.0	0.0	-0.0	0.0	...	0.0
<b>8</b>	535.979264	-0.0	15.717602	125.653300	1.308342	29.999955	1.0	0.0	-0.0	0.0	...	0.0
<b>9</b>	535.979264	-0.0	42.304822	307.509081	98.691658	50.000045	1.0	0.0	-0.0	0.0	...	0.0
<b>10</b>	535.979264	-0.0	15.717602	125.653300	1.308342	29.999955	1.0	0.0	-0.0	0.0	...	0.0
<b>11</b>	535.979264	-0.0	15.717602	125.653300	1.308342	29.999955	1.0	0.0	-0.0	0.0	...	0.0
<b>12</b>	535.979264	-0.0	42.304822	307.509081	98.691658	50.000045	1.0	0.0	-0.0	0.0	...	0.0
<b>13</b>	535.979264	-0.0	22.802620	183.605937	43.924990	29.999955	1.0	0.0	-0.0	0.0	...	0.0
<b>14</b>	535.979264	-0.0	42.304822	307.509081	98.691658	50.000045	1.0	0.0	-0.0	0.0	...	0.0
<b>15</b>	535.979264	-0.0	15.717602	125.653300	1.308342	29.999955	1.0	0.0	-0.0	0.0	...	0.0
<b>16</b>	535.979264	-0.0	15.717602	125.653300	1.308342	29.999955	1.0	0.0	-0.0	0.0	...	0.0

## Приложение 1

17	535.979264	-0.0	15.717602	125.653300	1.308342	29.999955	1.0	0.0	-0.0	0.0	...	0.0
18	535.979264	-0.0	15.717602	125.653300	1.308342	29.999955	1.0	0.0	-0.0	0.0	...	0.0
19	535.979264	-0.0	15.717602	125.653300	1.308342	29.999955	1.0	0.0	-0.0	0.0	...	0.0
20	535.979264	-0.0	16.190245	128.272788	1.962518	30.699923	1.0	0.0	-0.0	0.0	...	0.0
21	535.979264	-0.0	16.190245	128.272788	1.962518	30.699923	1.0	0.0	-0.0	0.0	...	0.0
22	535.979264	-0.0	42.304822	307.509081	98.691658	50.000045	1.0	0.0	-0.0	0.0	...	0.0
23	535.979264	-0.0	35.219804	249.556444	56.075010	50.000045	1.0	0.0	-0.0	0.0	...	0.0

24 rows × 54 columns



### 4.2 Выполняется сохранение результата расчёта в файл Excel

```
In [43]: DF.to_excel('result.xlsx')
```

### 4.3 Табличное и Графическое представление результата

## Приложение 1

```
In [44]: FinRes = pd.DataFrame()
for t_ in range(24):
    FinRes.at[t_, 'Соженно топлива: Газ Лимитный'] = (DF['B1.Br'] + DF['B2.Br'] + DF['B3.Br'] + DF['B4.Br']).loc[t_]
    FinRes.at[t_, 'Затараты на топливо'] = (DF['B1.Br'] + DF['B2.Br'] + DF['B3.Br'] + DF['B4.Br']).loc[t_] * Fg.values / 8.8
    # Делим на 8.8 так как газ покупается в 1000 м3, а теплотворная способность 1м3 8800 Ккалл,
    FinRes.at[t_, 'Выработано электроэнергии:'] = (DF['T1.N'] + DF['T2.N']).loc[t_]
    FinRes.at[t_, 'Цена РСВ:'] = dfTS['Price RSV'].loc[t_]
    FinRes.at[t_, 'Доход РСВ:'] = dfTS['Price RSV'].loc[t_] * (DF['T1.N'] + DF['T2.N']).loc[t_]
    FinRes.at[t_, 'Отпущено тепла: городу Гкалл'] = (DF['T1.Q1'] + DF['T2.Q1']).loc[t_]
    FinRes.at[t_, 'Доход от тепла для города'] = (DF['T1.Q1'] + DF['T2.Q1']).loc[t_] * 900
    FinRes.at[t_, 'Отпущено тонн пара предприятию:'] = (DF['T1.Dm'] + DF['T2.Dm']).loc[t_]
    FinRes.at[t_, 'Доход от пара для предприятия:'] = (DF['T1.Dm'] + DF['T2.Dm']).loc[t_] * 600
    FinRes.at[t_, 'Суммарный доход:'] = FinRes.at[t_, 'Доход от пара для предприятия:'] + FinRes.at[t_, 'Доход от тепла
    дл я города'] + FinRes.at[t_, 'Доход РСВ:']
    FinRes.at[t_, 'Прибыль:'] = FinRes.at[t_, 'Суммарный доход:'] - FinRes.at[t_, 'Затараты на топливо']
FinRes
```

# Приложение 1

Out[44]:

	Соженно топлива: Газ Лимитный	Затараты на топливо	Выработано электроэнергии:	Цена РСВ:	Доход РСВ:	Отпущено тепла: городу Гкалл	Доход от тепла для города	Отпущено тонн пара предприятию:	Доход от пара для предприятия:	Суммарный доход:	Прибыль:
0	535.979264	121813.469138	58.022424	1054.86	61205.534299	80.0	72000.0	100.0	60000.0	193205.534299	71392.065161
1	535.979264	121813.469138	58.022424	983.54	57067.375011	80.0	72000.0	100.0	60000.0	189067.375011	67253.905873
2	535.979264	121813.469138	58.022424	942.23	54670.468671	80.0	72000.0	100.0	60000.0	186670.468671	64856.999533
3	535.979264	121813.469138	58.022424	898.04	52106.457749	80.0	72000.0	100.0	60000.0	184106.457749	62292.988612
4	535.979264	121813.469138	58.022424	874.60	50746.412128	80.0	72000.0	100.0	60000.0	182746.412128	60932.942990
5	535.979264	121813.469138	58.022424	886.28	51424.114042	80.0	72000.0	100.0	60000.0	183424.114042	61610.644904
6	535.979264	121813.469138	58.022424	922.14	53504.798171	80.0	72000.0	100.0	60000.0	185504.798171	63691.329033
7	535.979264	121813.469138	58.022424	1026.21	59543.191848	80.0	72000.0	100.0	60000.0	191543.191848	69729.722710
8	535.979264	121813.469138	58.022424	1133.55	65771.318852	80.0	72000.0	100.0	60000.0	197771.318852	75957.849714
9	535.979264	121813.469138	58.022424	1390.83	80699.328128	80.0	72000.0	100.0	60000.0	212699.328128	90885.858990
10	535.979264	121813.469138	58.022424	1481.24	85945.135492	80.0	72000.0	100.0	60000.0	217945.135492	96131.666354
11	535.979264	121813.469138	58.022424	1496.89	86853.186429	80.0	72000.0	100.0	60000.0	218853.186429	97039.717291
12	535.979264	121813.469138	58.022424	1493.67	86666.354223	80.0	72000.0	100.0	60000.0	218666.354223	96852.885085
13	535.979264	121813.469138	58.022424	1498.49	86946.022307	80.0	72000.0	100.0	60000.0	218946.022307	97132.553170
14	535.979264	121813.469138	58.022424	1519.62	88172.036129	80.0	72000.0	100.0	60000.0	220172.036129	98358.566991
15	535.979264	121813.469138	58.022424	1572.38	91233.299225	80.0	72000.0	100.0	60000.0	223233.299225	101419.830087
16	535.979264	121813.469138	58.022424	1561.82	90620.582426	80.0	72000.0	100.0	60000.0	222620.582426	100807.113289
17	535.979264	121813.469138	58.022424	1556.21	90295.076627	80.0	72000.0	100.0	60000.0	222295.076627	100481.607489
18	535.979264	121813.469138	58.022424	1514.14	87854.073245	80.0	72000.0	100.0	60000.0	219854.073245	98040.604107
19	535.979264	121813.469138	58.022424	1478.20	85768.747322	80.0	72000.0	100.0	60000.0	217768.747322	95955.278184
20	535.979264	121813.469138	58.022424	1438.35	83456.553721	80.0	72000.0	100.0	60000.0	215456.553721	93643.084584
21	535.979264	121813.469138	58.022424	1471.79	85396.823584	80.0	72000.0	100.0	60000.0	217396.823584	95583.354446
22	535.979264	121813.469138	58.022424	1341.70	77848.686431	80.0	72000.0	100.0	60000.0	209848.686431	88035.217293
23	535.979264	121813.469138	58.022424	1062.11	61626.196874	80.0	72000.0	100.0	60000.0	193626.196874	71812.727736

## Приложение 1

### Графическое представление результата

```
In [45]: import numpy as np
import matplotlib.pyplot as plt
fig, ax = plt.subplots(figsize=(8, 5))
index = range(24)
plt.bar(index, -FinRes['Затраты на топливо'].loc[0:23]/1000, label='Рсход')
plt.bar(index, FinRes['Суммарный доход:'].loc[0:23]/1000, label='Доход')
plt.bar(index, FinRes['Прибыль:'].loc[0:23]/1000, label='Прибыль')
#plt.bar(index, [-expenses, revenue, profit], Label=['Рсход', 'Доход', 'Прибыль'])
ax.set_title('Финансовые показатели работы станции')
plt.legend(loc='upper left')
plt.ylabel('тыс. руб')
plt.xlabel('время, часов')
fig.tight_layout()
plt.show()
```

