

УДК 519.6

Оптимизация работы ТЭЦ в условиях оптового рынка электроэнергии и мощности России

Чучуева И. А.^{1,*}, Инкина Н. Е.¹

^{*}chuchueva@mbureau.ru

¹Математическое бюро, Москва, Россия

В работе предложен новый подход к оптимизации работы ТЭЦ в условиях российского оптового рынка электроэнергии и мощности. Подход был сформулирован и реализован в рамках разработки «Системы математического технико-экономического моделирования электростанций» для семи ТЭЦ ОАО «Квадра»: Дягилевская ТЭЦ, Курская ТЭЦ-1, Липецкая ТЭЦ-2, Орловская ТЭЦ, Курская ТЭЦ СЗР, Тамбовская ТЭЦ, Смоленская ТЭЦ-2. Система математического технико-экономического моделирования электростанций передана в промышленную эксплуатацию осенью 2014 года. Организационные аспекты разработки указанной системы изложены в статье [1]. Авторы благодарят руководителей проекта В.А. Филимонову и М.А. Горячева за высококачественную организацию выполнения работ, а также начальника производственно-технического отдела Липецкой ТЭЦ-2 В.Н. Белоусова за конструктивную критику подходов. Авторы благодарят д.ф.-м.н., профессора МГТУ им. Н.Э. Баумана А.П. Карпенко за помощь в редактировании рукописи.

Ключевые слова: оптимизация работы ТЭЦ, оптимизационная модель ТЭЦ, линеаризация расходной характеристики турбины, режимное пространство турбины

Посвящается родителям

Введение

Оптимизация работы теплоэлектроцентрали (ТЭЦ) является важной технико-экономической задачей, направленной на повышение эффективности использования природных ресурсов, которые служат топливом для ТЭЦ, и повышение экономической эффективности работы станции на рынке электроэнергии и тепла. Критерии оптимальности работы ТЭЦ зависят от условий ее эксплуатации.

В работе [2] критерием оптимальности работы ТЭЦ, входящей в состава завода по производству этилена, определены затраты химического производства. Оптимизация работы ТЭЦ выполняется с целью минимизации указанных затрат. Работы [3, 4] посвящены максимизации технической эффективности работы ТЭЦ, критерием оптимальности установлена эффективность, основанная на линии Вильяна (Willan's line).

В другой работе те же авторы [5] полагают критерием оптимальности работы ТЭЦ прибыль, которую максимизируют. Авторы [6] разработали критерий оптимальности, включающий постоянные и переменные затраты ТЭЦ (operating and capital costs), задачу решают с целью минимизации указанных затрат.

В России до 2006 года в рамках плановой электроэнергетики критерии оптимальности работы ТЭЦ были определены на государственном уровне [7, 8]. Указанными критериями служили расход топлива и затраты на топливо. Задача оптимизации решалась с целью минимизации этих критериев.

На сегодняшний день задача оптимизации работы ТЭЦ в России должна учитывать условия и правила функционирования *Оптового рынка электроэнергии и мощности* (ОРЭМ), начавшего свою работу в сентябре 2006 года. Несмотря на изменившиеся условия эксплуатации ТЭЦ, в ряде современных российских работ [9–11] в качестве критерия оптимальности их функционирования по-прежнему используют затраты на топливо. В частности, в работе [10] в качестве критерия оптимальности и конкурентоспособности ТЭЦ на ОРЭМ определено значение *топливной составляющей* (затраты на производство 1 МВт·ч электроэнергии). Эта составляющая должна быть минимизирована для режима работы ТЭЦ с известной тепловой и электрической нагрузками. Влияние цен на электроэнергию на результаты оптимизации в работе не учитывается. Автор работы [9], опубликованной в 2015 году, формулирует два критерия оптимальности работы ТЭЦ – расход топлива и электрическая мощность ТЭЦ. В связи с этим в работе поставлены две задачи – минимизация расхода топлива и максимизация выработки электроэнергии. Рыночные цены на электроэнергию в постановке задачи оптимизации не учитываются.

Современная постановка задач оптимизации работы ТЭЦ имеет высокую вычислительную сложность, причинами которой являются: а) сложный вид *целевой функции*; б) большое число *управляемых (варьируемых) параметров*, которое зависит от применяемых математических моделей агрегатов ТЭЦ; в) большое число *ограничений*, накладываемых на значения управляемых параметров [12].

Выбор математических моделей ТЭЦ зависит от поставленной задачи. В работе [2] предложена гибридная модель, в которой параметры пара, требуемого производством, рассчитывают на основании нейросетевой модели, электрическую мощность турбин – с помощью термодинамических уравнений. Авторы [3, 4] в качестве математической модели турбины используют уравнение (линию) Вильяна. В работе [6] функционирование ТЭЦ описывают при помощи термодинамических уравнений, учитывающих энтальпию и энтропию тепловой энергии. Авторы [7, 8] разработали ряд линейных и нелинейных моделей агрегатов ТЭЦ. В работе [9] использованы нелинейные математические модели, учитывающие 19 параметров работы турбины и 14 параметров работы парового котла.

Задачу оптимизации работы ТЭЦ в работах иностранных авторов решают методами смешанно-целочисленного нелинейного программирования [2, 5, 6], при помощи генетического алгоритма [3, 4]. В России для решения задачи оптимизации работы ТЭЦ,

главным образом, применяют методы эквивалентирования [7, 8] и динамического программирования [10]. Обзор других методов решения задачи минимизации расхода топлива, применяемых в России, приведен в работе [9].

Целью настоящей работы является постановка и решение новой задачи оптимизации работы ТЭЦ в условиях функционирования ОРЭМ. *Новым критерием оптимальности работы ТЭЦ на ОРЭМ* полагаем прибыль, которую требуется максимизировать на некотором интервале времени, называемом *горизонтом оптимизации*. Кроме того, в работе предложены *новые линеаризованные расходные характеристики паровых и газовых турбин*. Указанные характеристики позволяют сократить число управляемых параметров и, как следствие, снизить вычислительную сложность задачи оптимизации, а также свести задачу оптимизации к задаче смешанно-целочисленного линейного программирования [12]. Решение задачи оптимизации работы ТЭЦ в рыночных условиях реализовано при помощи интегрированного программного продукта IRM (OpenLinkInternational, Австрия). В системе IRM созданы и переданы в промышленную эксплуатацию оптимизационные модели семи ТЭЦ. По итогам решения задачи оптимизации произведена оценка потенциальной прибыли ТЭЦ при работе на ОРЭМ.

Структура статьи следующая. В первом разделе рассмотрено изменение цели оптимизации работы ТЭЦ при переходе России от плановой электроэнергетики к рыночной, приведена содержательная постановка задачи оптимизации работы ТЭЦ в рыночных условиях. Второй раздел статьи посвящен линеаризации расходных характеристик паровых и газовых турбин. В разделе приведен алгоритм определения этих характеристик, а также значения ошибок линеаризации для различных типов турбин. Третий раздел содержит формальную постановку задачи краткосрочной оптимизации работы ТЭЦ в условиях рынка: сформулированы целевая функция, набор управляемых параметров и ограничения. В четвертом разделе приведено описание программного аспекта решения задачи оптимизации работы ТЭЦ в новой постановке, а также рассмотрены экономические оценки результатов проведенных численных экспериментов.

1. Содержательная постановка задачи оптимизации работы ТЭЦ в России

В разделе рассмотрены две задачи оптимизации работы ТЭЦ: задача минимизации затрат на топливо (п. 1.1), которая ставилась в условиях плановой электроэнергетики, и задача максимизации прибыли ТЭЦ (п. 1.2), актуальной при работе на ОРЭМ. Для задачи максимизации прибыли ТЭЦ выделено четыре типа срочности: долгосрочная, среднесрочная, краткосрочная и оперативная оптимизация работы ТЭЦ. Раздел завершается содержательной постановкой задачи оптимизации работы ТЭЦ в рыночных условиях (п. 1.3).

1.1. Задача оптимизации работы ТЭЦ в условиях плановой электроэнергетики (задача 1)

В условиях плановой электроэнергетики эффективность работы ТЭЦ оценивали показателями *удельного расхода условного топлива* на выработку электроэнергии и тепла [8]. Задачу оптимизации работы ТЭЦ решали с целью минимизации расхода условного топлива или минимизации затрат на топливо [7, 8] при условии обеспечения заданной электрической, паровой и тепловой нагрузки станции:

$$\text{Расход} \rightarrow \min \text{ или } \text{Затраты} \rightarrow \min . \quad (1)$$

Таким образом, задача состояла в распределении заданной нагрузки ТЭЦ по агрегатам таким образом, чтобы расход топлива или затраты на топливо были минимальными.

Для решения задачи оптимизации в данной постановке в работах [7, 8] предложен метод, оперирующий понятиями *характеристика относительных приростов расхода условного топлива* и *характеристика относительных приростов стоимости* топлива – так называемый *метод эквивалентирования*. Характеристики относительных приростов рассчитываются для каждого агрегата ТЭЦ. Оптимальным является режим, в котором величины относительных приростов условного топлива различных агрегатов равны между собой. Преимуществом метода является простота. Вследствие этого он широко применяется до настоящего времени.

В диссертации [10] рассмотрены актуальные недостатки задачи оптимизации работы ТЭЦ в данной постановке.

1) *Недостаточно высокое качество диспетчеризации.* Служба управления режимами работы оборудования при выполнении заданного графика нагрузки в ряде случаев исходит только из условия обеспечения надежности работы, которое может противоречить требованиям обеспечения эффективности работы ТЭЦ.

2) *Несоответствие энергетических характеристик оборудования ТЭЦ фактическим режимам работы.* Пересмотр нормативной базы один раз в пять лет не снимает данную проблему.

3) *Недостаточно высокое качество контроля параметров режима работы оборудования.* Отсутствие автоматизированных систем управления технологическими процессами работы оборудования на большинстве ТЭЦ не позволяет вести детализированный контроль за изменениями технических параметров режима работы.

На сегодняшний день указанные недостатки нельзя считать устраненными. Один из путей повышения соответствия энергетических характеристик фактическим режимам работы оборудования состоит в регулярной корректировке энергетических характеристик на основании измерений параметров режима работы оборудования [10].

Заметим, что оценки сокращения расхода топлива при решении задачи (1) колеблются от 0,8 до 1,7% от общего расхода топлива [9, 10]. Указанные величины, с одной стороны, сравнимы с ошибкой измерения расхода топлива, а с другой – подтверждают, что сокращение расхода топлива возможно только при высоком

соответствии фактического режима работы оборудования ТЭЦ плану загрузки агрегатов, полученному по итогам оптимизации, что далеко не всегда имеет место на практике (недостаточное качество диспетчеризации, недостаточное качество контроля параметров режима).

В результате решения задачи (1) формируют детализированный план загрузки оборудования ТЭЦ, являющийся вспомогательной информацией для службы эксплуатации и управления режимами [9].

1.2 Задача оптимизации работы ТЭЦ в условиях рыночной электроэнергетики (задача 2)

С началом функционирования ОРЭМ в сентябре 2006 года эффективность работы ТЭЦ оценивается прибылью. Современная задача оптимизации работы ТЭЦ ставится следующим образом:

$$\text{Прибыль} = (\text{Выручка} - \text{Затраты}) \rightarrow \max. \quad (2)$$

Постоянный контроль прибыли ТЭЦ является неотъемлемой частью ее эксплуатации. В зависимости от периода времени (горизонта оптимизации), для которого требуется максимизировать прибыль, выделим задачи четырех типов.

1) *Долгосрочная оптимизация работы ТЭЦ* с горизонтом от одного года до нескольких лет необходима при планировании сроков ввода в эксплуатацию новых и консервации изношенных мощностей.

2) *Среднесрочная оптимизация работы ТЭЦ* с горизонтом от месяца до года необходима для формирования бизнес-плана и годового планирования периодов ремонтных работ оборудования, а также подготовки заявок на *конкурентный отбор мощности* [13].

3) *Краткосрочная оптимизация работы ТЭЦ* с горизонтом от суток до месяца необходима для формирования заявок на выбор состава включенного генерирующего оборудования, заявок на рынок на сутки вперед, а также оперативных ценопринимающих заявок на балансирующий рынок [13]. В данной оптимизационной задаче следует учитывать выручку от продажи тепла, пара, электроэнергии, а также затраты на покупку топлива и электроэнергии на собственные нужды [13].

4) *Оперативная оптимизация работы ТЭЦ* для одного или нескольких часов необходима для сокращения затрат на топливо при выполнении известного графика тепловой и электрической нагрузок. В этом случае задача максимизации прибыли (2) сводится к задаче минимизации затрат на топливо (1): при работе с известным графиком тепловой и электрической нагрузок выручка ТЭЦ является известной величиной [13].

При решении задач долгосрочной и среднесрочной оптимизации работы ТЭЦ следует учитывать выручку от продажи тепла, пара, электроэнергии и мощности, а также *переменные затраты* (затраты на топливо) и *постоянные затраты* (возврат инвестиций, фонд заработной платы, стоимость ремонтов, страхование и др.) [14].

Основные отличия задачи 1 от задачи 2 состоят в следующем:

- в задаче 1 необходимо найти минимум целевой функции, в задаче 2 – максимум;
- в задаче 1 необходимо учитывать только затраты ТЭЦ, в задаче 2 – выручку и затраты;
- в общем случае решение задачи 1 не соответствует решению задачи 2;
- задача 1 является частным случаем задачи 2 при известной величине выручки ТЭЦ.

Для иллюстрации несоответствия результатов решения оптимизационных задач 1 и 2 в Приложении А рассмотрен численный пример.

Задача краткосрочной оптимизации была решена в настоящей работе (п. 3, 4), задачи долгосрочной и среднесрочной оптимизации работы ТЭЦ в рыночных условиях в России не решены и являются актуальными.

1.3 Содержательная постановка задачи оптимизации работы ТЭЦ в условиях рынка

Задачу оптимизации работы ТЭЦ в условиях ОРЭМ ставим с учетом следующих допущений.

1) Задача оптимизации решается для равноотстоящих дискретных моментов времени $t = 1, 2, \dots, T$, где T – горизонт оптимизации. Разность двух соседних моментов времени постоянна и равна Δt .

2) Потребление и выработка различных видов энергии агрегатами ТЭЦ $E(t)$ соответствует потреблению и выработке энергии между отметками времени t и $t + \Delta t$.

3) Мощность на интервале времени Δt , т. е. между отметками времени t и $t + \Delta t$ и, является постоянной. Значение мощности для отметки времени t вычисляем как $\frac{E(t)}{\Delta t}$.

Критерием оптимальности работы ТЭЦ в условиях ОРЭМ является функция суммарной прибыли, которую требуется максимизировать на горизонте оптимизации T .

Управляемыми параметрами задачи оптимизации работы ТЭЦ являются параметры режима работы оборудования: нагрузка основного и вспомогательного оборудования ТЭЦ, общая тепловая и электрическая нагрузки станции, расход каждого вида топлива, объемы собственных нужд ТЭЦ.

Ограничения, накладываемые на значения управляемых параметров, состоят из *ограничений, обусловленных применяемыми математическими моделями агрегатов станции* (п. 3.3.1), *ограничений, обусловленных диапазоном регулирования агрегатов* (п. 3.3.2), и прочих ограничений (п. 3.3.3). Кроме того, необходимо соблюдение топливных, тепловых и электрических балансов.

Задача оптимизации работы ТЭЦ в условиях ОРЭМ состоит в определении значений управляемых параметров, соответствующих максимуму суммарной прибыли на горизонте оптимизации T . Информация о прибыли и соответствующих ей нагрузках агрегатов станции является исходной для планирования работы ТЭЦ на ОРЭМ [13].

Выделяем **три последовательных этапа** краткосрочной оптимизации работы ТЭЦ в условиях ОРЭМ (аналогичные этапы выделены в диссертации [9]).

I. Оптимизация состава включенного оборудования – формирование оптимальной заявки для каждой единицы генерирующего оборудования на расчет выбора состава включенного генерирующего оборудования, проводимый ОАО «СО ЕЭС» [13].

II. Оптимизация плана выработки электроэнергии – формирование оптимальной заявки на процедуру конкурентного отбора рынка на сутки вперед для каждой группы точек поставки, проводимой ОАО «АТС» [13].

III. Оптимизация диспетчерского графика нагрузки – формирование оптимальной оперативной ценопринимавшей заявки для каждой группы точек поставки на отклонение электрической нагрузки от диспетчерского графика на балансирующем рынке, управляемом ОАО «СО ЕЭС» [13].

После подачи ценовой заявки на этапе I специалисты станции получают от ОАО «СО ЕЭС» перечень включенного генерирующего оборудования и приступают к решению задачи этапа II. Аналогичным образом, по итогам подачи ценовой заявки на этапе II специалисты станции получают сначала *торговый график* от ОАО «АТС», а затем *диспетчерский график* от ОАО «СО ЕЭС» и приступают к решению задачи этапа III [13].

Таким образом, задача краткосрочной оптимизации работы ТЭЦ в условиях ОРЭМ состоит из трех указанных последовательных этапов, на каждом из которых должна быть maximизирована прибыль с учетом ограничений, полученных от инфраструктурных организаций ОАО «СО ЕЭС» и ОАО «АТС».

Поскольку финансовые расчеты на ОРЭМ осуществляются в часовом разрешении, то задачу краткосрочной оптимизации работы ТЭЦ в условиях рынка решаем с часовой дискретностью ($\Delta t = 1$ час) и в следующих единицах измерения: для потребляемой и вырабатываемой мощности агрегатов ТЭЦ $\frac{E(t)}{\Delta t}$ используем МВт, для всех видов выработанной и потребленной энергии $E(t)$ – МВт·ч, для цен – руб./МВт·ч. Отметки времени t соответствуют началу часа.

2. Линеаризация расходной характеристики турбины

В этом разделе определяем понятие режимного пространства турбины и его размерность для различного типа турбин (п. 2.1). Далее рассматриваем линеаризацию расходных характеристик трех типов паровых турбин (п. 2.2, 2.3, 2.4) и одного типа газовой турбины (п. 2.5). Приводим метод определения линеаризованной расходной характеристики турбины, состоящий из алгоритма вычисления коэффициентов линеаризации и алгоритма определения граничных точек регулировочного диапазона (п. 2.6). Раздел завершаем оценками ошибки линеаризации для различных марок турбин (п. 2.7).

2.1 Режимное пространство турбины

В соответствии с [15] энергетические характеристики оборудования ТЭЦ фиксируются в *нормативно-технической документации по топливоиспользованию* (НТД).

Содержание НТД ТЭЦ соответствует [16]. Общая схема работы паровой турбины представлена на рис. 1.

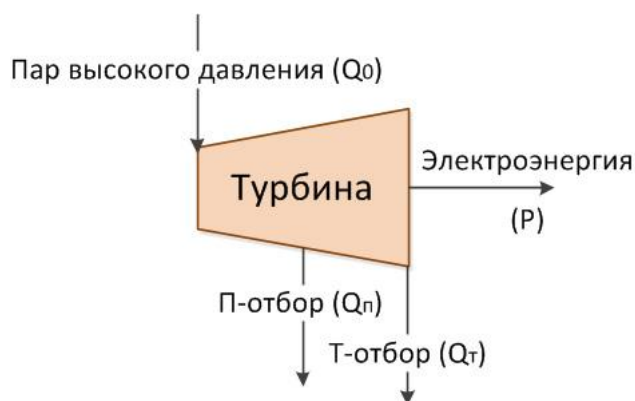


Рис. 1. Схема работы паровой турбины с двумя тепловыми отборами

Турбина потребляет пар высокого давления Q_0 , МВт и вырабатывает электрическую мощность P , МВт. Отпуск тепла турбиной осуществляется паром производственного отбора (*П-отбор*), общей мощностью Q_{Π} , МВт и теплофикационного отбора (*Т-отбор*), общей мощностью Q_T , МВт.

Пространство, заданное осями, соответствующими значениям тепловой и электрической мощности турбины, назовем *режимным пространством турбины*. Размерность режимного пространства зависит от числа отборов паровой турбины:

- 1) двумерное для конденсационных турбин (оси P , Q_0);
- 2) трехмерное для турбин с Т-отбором (оси P , Q_T , Q_0);
- 3) четырехмерное для турбин с П-отбором и Т-отбором (оси P , Q_{Π} , Q_T , Q_0).

Расходная характеристика турбины имеет вид [7]

$$Q_0 = f(P, Q_{\Pi}, Q_T).$$

Термодинамические исследования показали, что в общем случае расходная характеристика турбины нелинейна [7]. Нелинейность характеристики максимальна для противодавленческих турбин. Расходная характеристика конденсационных и теплофикационных турбин близка к линейной [7].

2.2 Линеаризация расходной характеристики паровой конденсационной турбины

При работе конденсационной турбины и теплофикационной турбины в конденсационном режиме мощность тепловых отборов равна нулю, т. е. $Q_{\Pi} = 0$, $Q_T = 0$, турбина потребляет пар высокого давления Q_0 и вырабатывает электрическую мощность P . Линеаризованное уравнение расходной характеристики конденсационных турбин и конденсационных режимов работы теплофикационных турбин имеет вид [8]

$$Q_0 = \alpha_1 \cdot P + \alpha_0 + \varepsilon.$$

Здесь и далее α_j – постоянные коэффициенты уравнения расходной характеристики; ε – ошибка линеаризации.

Линеаризованная расходная характеристика турбины в конденсационном режиме работы представляет собой отрезок прямой линии в двумерном режимном пространстве. Минимальная и максимальная электрическая мощность P_{MIN} , P_{MAX} , (начало и конец отрезка прямой) задают *диапазон регулирования* турбины [7] (рис. 2).

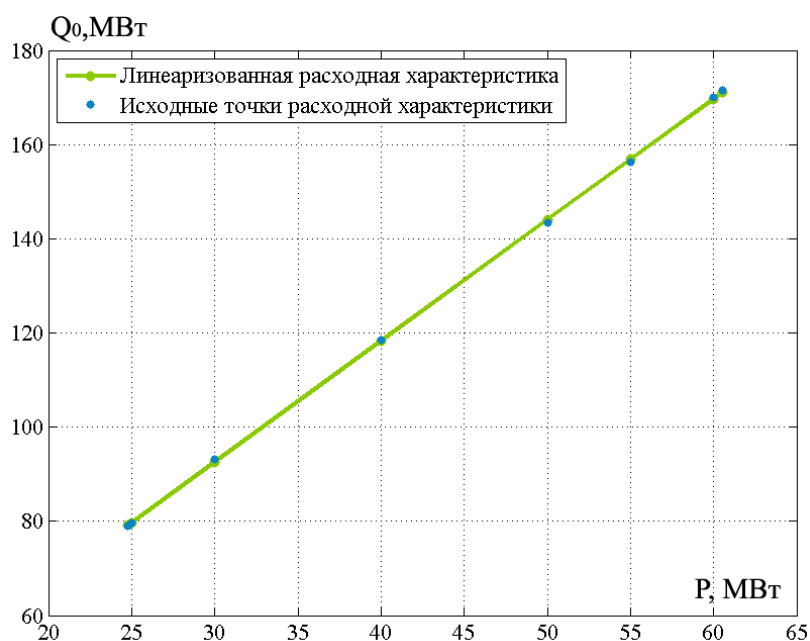


Рис. 2. Линеаризованная расходная характеристика турбины ПТ-65 в конденсационном режиме работы

Ошибка линеаризации расходной характеристики, представленной на рис. 2, равна 0,24% (разд. 2.7), то есть линеаризованные и исходные точки практически неразличимы.

Алгоритм определения коэффициентов α_j представлен в разд. 2.6, ошибка линеаризации ε рассмотрена в разд.

2.3 Линеаризация расходной характеристики паровой турбины с Т-отбором

При работе паровой теплофикационной турбины с Т-отбором турбина потребляет пар высокого давления Q_0 , вырабатывает электрическую мощность P и пар низкого давления Q_T . При этом мощность П-отбора $Q_{II} = 0$. Линеаризованное уравнение расходной характеристики паровой турбины с Т-отбором определяет выражение

$$Q_0 = \alpha_1 \cdot P + \alpha_2 \cdot Q_T + \alpha_0 + \varepsilon.$$

Линеаризованная расходная характеристика турбины в этом случае представляет собой выпуклый многоугольник в трехмерном режимном пространстве. Вершины многоугольника задают диапазон регулирования турбины $D(P, Q_T)$ (рис. 3).

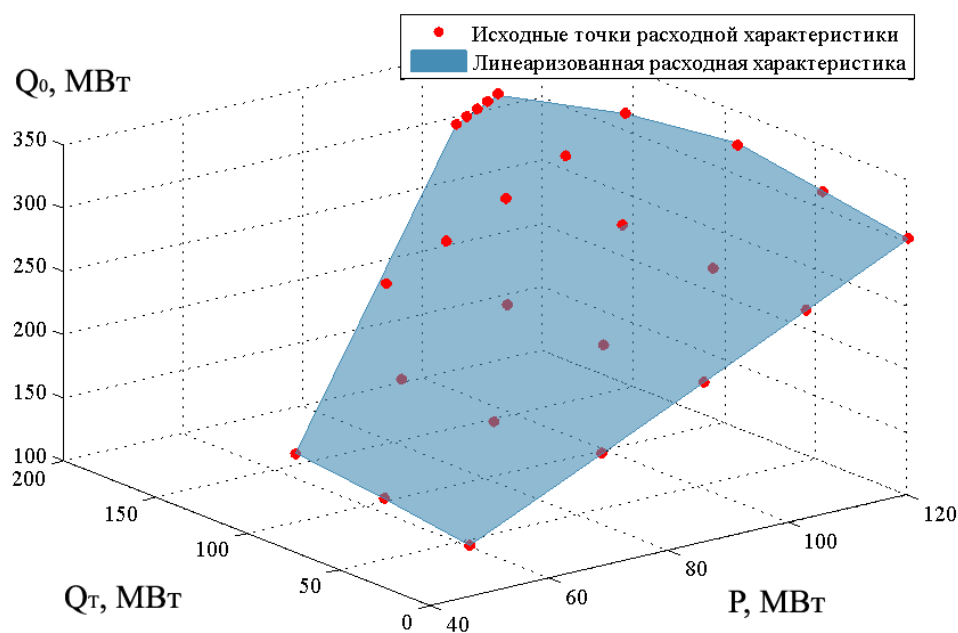


Рис. 3. Исходные точки расходной характеристики и линеаризованная расходная характеристика турбины Т-110 в одноступенчатом режиме

При отклонении работы турбины от *фиксированного режима* [16] значения коэффициентов α_j изменяются. Эффект иллюстрирует рис. 4, на котором представлены две линеаризованные расходные характеристики турбины Т-110. Нижняя (синяя) расходная характеристика соответствует фиксированному давлению в конденсаторе, равному 0,06 кгс/см²; верхняя (красная) – давлению в конденсаторе, равному 0,18 кгс/см² (режим ухудшенного вакуума). Из рис. 4 видно, что при снижении вакуума в конденсаторе расход пара высокого давления растет.

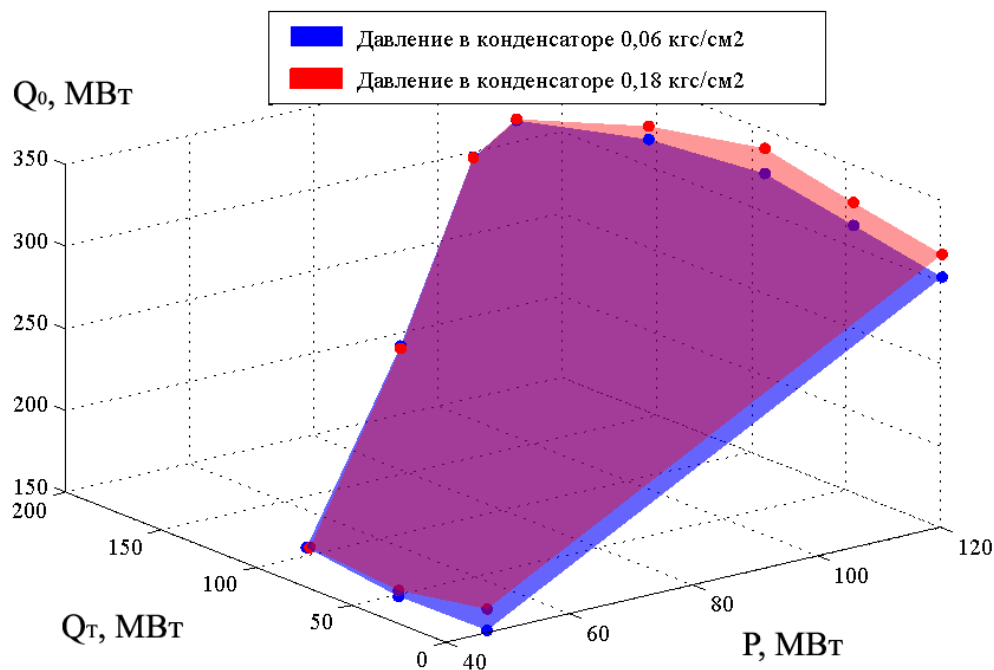


Рис. 4. Две линеаризованные расходные характеристики турбины Т-110 в одноступенчатом режиме для двух значений давления пара в конденсаторе

2.4 Линеаризация расходной характеристики паровой турбины с П-отбором и Т-отбором

При работе паровой турбины с П-отбором и Т-отбором линеаризованная расходная характеристика задается формулой

$$Q_0 = \alpha_1 \cdot P + \alpha_2 \cdot Q_{\Pi} + \alpha_3 \cdot Q_T + \alpha_0 + \varepsilon.$$

Линеаризованная расходная характеристика турбины в данном случае представляет собой выпуклый многоугольник в четырехмерном режимном пространстве. Вершины многоугольника задают диапазон регулирования турбины $D(P, Q_{\Pi}, Q_T)$. На рис. 5, 6 приведена линеаризованная расходная характеристика турбины ПТ-135 для трех значений $Q_{\Pi} = Q_{\Pi \text{ MIN}} = 0$, $Q_{\Pi} = 174$, $Q_{\Pi} = Q_{\Pi \text{ MAX}} = 219$ МВт.

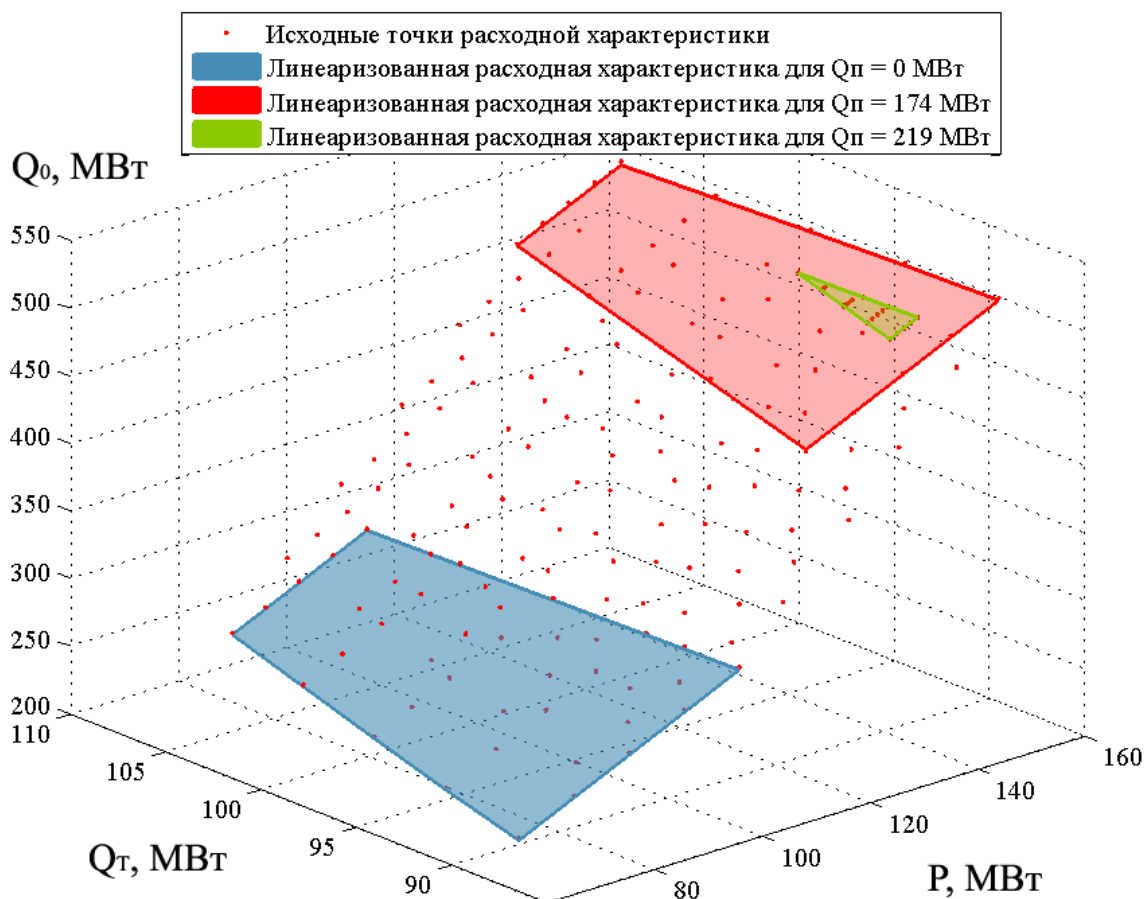


Рис. 5. Линеаризованная расходная характеристика турбины ПТ-135 в двухступенчатом режиме работы в трехмерном режимном пространстве

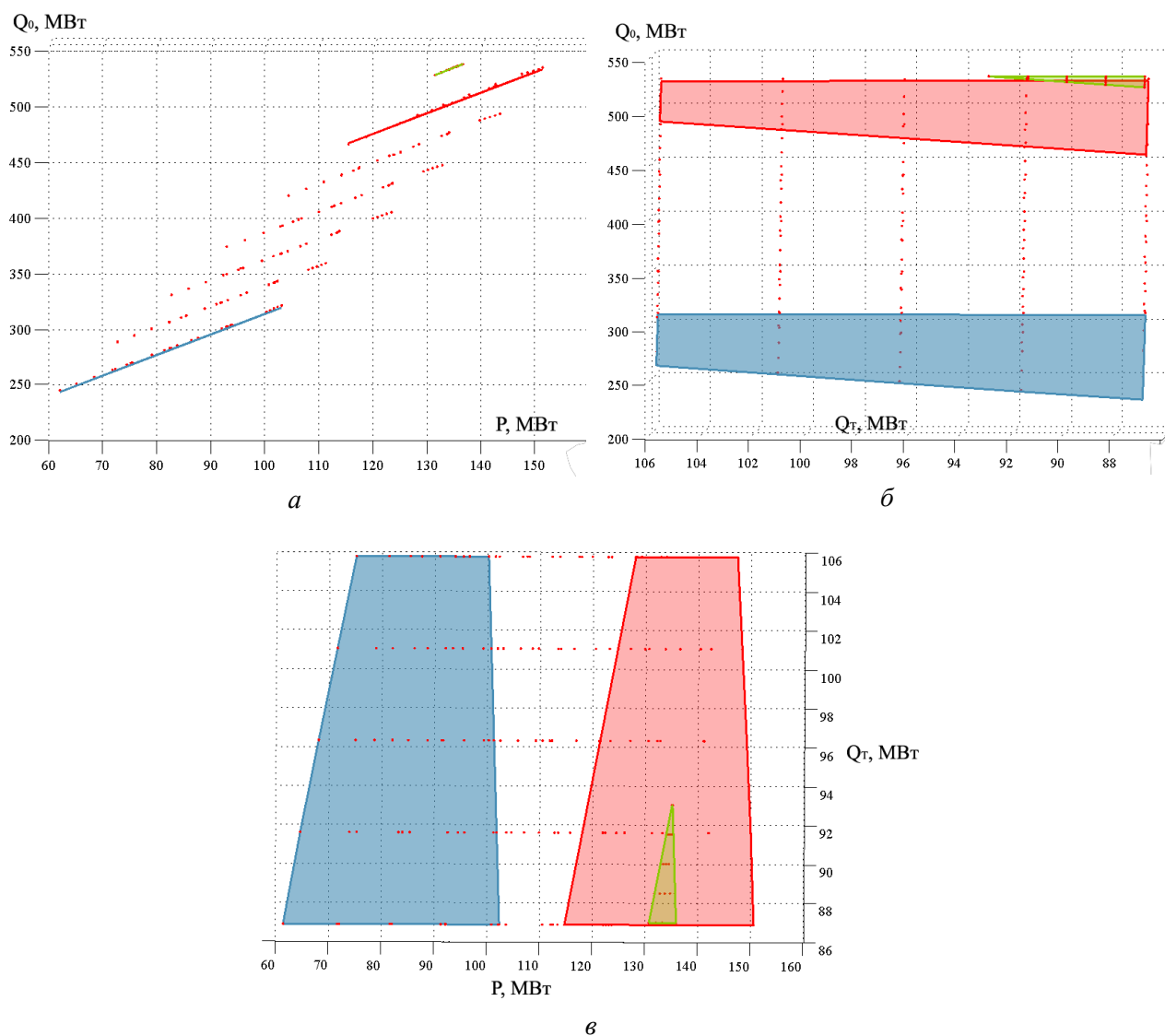


Рис. 6. Проекции расходной характеристики турбины ПТ-135 в двухступенчатом режиме работы: *а* – на плоскость $Q_T = 0$; *б* – на плоскость $P = 0$; *в* – на плоскость $Q_0 = 0$

2.5 Линеаризация расходной характеристики газовой турбины

Особенности линеаризации расходной характеристики газовой турбины продемонстрируем на примере линеаризации характеристики турбины General Electric LM6000 PD Sprint, входящей в состав Курской ТЭЦ СЗР.

Принцип работы газовой турбины существенно отличается от принципа работы паровой турбины: паровая турбина работает по закрытому термодинамическому циклу Ренкина, газовая турбина – по открытому циклу Брайтона. Состав энергетических характеристик газовой турбины определен в [17]. Схема работы газовой турбины представлена на рис. 7.

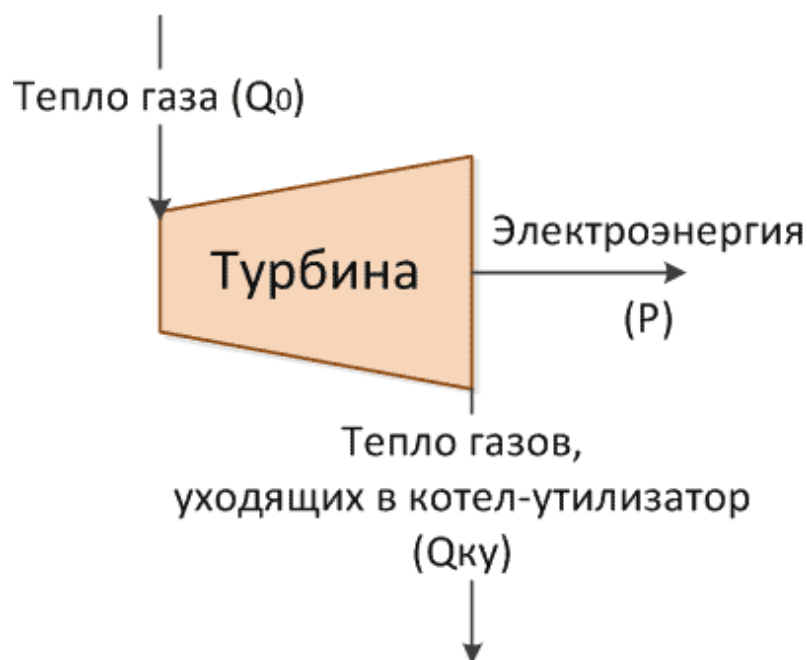


Рис. 7. Схема работы газовой турбины

Газовая турбина потребляет тепло газа Q_0 , МВт, вырабатывает электрическую мощность P , а тепло газов на выходе турбины Q_{KV} , МВт уходит в котел-утилизатор. Расходную характеристику газовой турбины запишем в виде

$$Q_0 = g(P, Q_{KV}). \quad (3)$$

Режимное пространство газовой турбины является трехмерным (оси P , Q_{KV} , Q_0).

Идентификация моделей газовых турбин на основании эксплуатационных данных по принципу *черного ящика* [18] показала, что зависимость (3) при работе с постоянными внешними условиями (температура окружающей среды, атмосферное давление и др.) близка к линейной [18].

Линеаризованная расходная характеристика газовой турбины определяется системой уравнений

$$\begin{cases} Q_0 = \alpha_1 \cdot P + \alpha_0 + \varepsilon_1, \\ P = \beta_1 \cdot Q_{KV} + \beta_0 + \varepsilon_2. \end{cases} \quad (4)$$

Здесь α_0 , α_2 , β_0 , β_1 – постоянные коэффициенты уравнений расходной характеристики; ε_1 , ε_2 – ошибки линеаризации (разд. 2.7).

Расходная характеристика газовой турбины представляет собой отрезок прямой линии в трехмерном режимном пространстве. Минимальная и максимальная электрическая мощность P_{MIN} , P_{MAX} задают диапазон регулирования $D(P)$ газовой турбины (рис. 8).

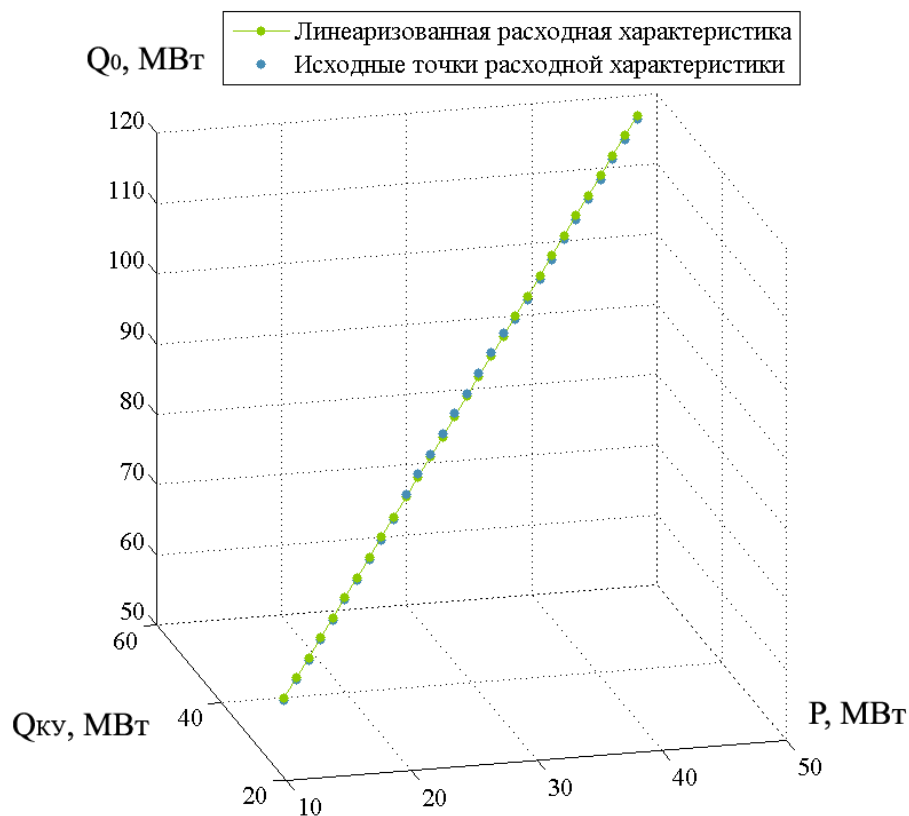


Рис. 8. Расходная характеристика газовой турбины GE LM6000 с включенным режимом Sprint

Значения коэффициентов α_0 , α_2 , β_0 , β_1 изменяются при изменении внешних условий, таких как температура окружающей среды, атмосферное давление и др. Изменения учитываются аналитически при помощи поправок, представленных в НТД [17].

2.6 Метод определения линеаризованной расходной характеристики турбины

Определение линеаризованной расходной характеристики турбины состоит из двух этапов:

- 1) определение значений коэффициентов линеаризации α_j ;
- 2) определение совокупности точек, задающих диапазон регулирования D .

Коэффициенты линеаризации расходных характеристик паровых турбин для фиксированного режима работы находим на основании значений *удельного расхода тепла q_T брутто на производство электроэнергии* [16], представленных графически в НТД. Для расчета целесообразно номограммы q_T перевести в вид электронной таблицы. Алгоритм расчета значений α_j состоит из следующих шагов.

- 1) Задаем набор значений мощностей $Q_{л}$, $Q_{т}$, P , определяющий регулировочный диапазон турбины (в качестве примера см. точки на рис. 3).
- 2) Для заданного набора $Q_{л}$, $Q_{т}$, P по номограмме определяем значение удельного

расхода тепла q_T и вычисляем значения Q_0 по «*физическому*» методу [16, 19]

$$Q_0 = \frac{q_T \cdot P}{1000} + Q_{II} + Q_T.$$

Если необходимо вычислить коэффициенты линеаризации для режима, отличного от фиксированного, то используем зависимости, учитывающие поправки [16].

3) На основании полученных значений P , Q_T , Q_{II} , Q_0 вычисляем коэффициенты α_j при помощи метода наименьших квадратов [20].

Примеры расчетов коэффициентов линеаризации расходных характеристик паровых турбин ПТ-65 (рис. 2), Т-110 (рис. 3) и ПТ-135 (рис. 5) с использованием метода наименьших квадратов представлены по адресу <http://mbureau.ru/sites/default/files/Chuchueva-Optimization-CHP-Example.xlsx>.

Алгоритм расчета значений коэффициентов α_j , β_j системы уравнений расходной характеристики газовой турбины (4) для фиксированного режима работы состоит из следующих шагов.

- 1) Задаем набор значений P , определяющий регулировочный диапазон турбины.
- 2) Для каждого значения P из этого набора определяем значения величин Q_{KV} , Q_0 на основании аналитических или графических зависимостей, представленных в НТД [17].
- 3) На основании значений Q_0 , P находим коэффициенты α_j по методу наименьших квадратов.
- 4) На основании значений P , Q_{KV} находим коэффициенты β_j по методу наименьших квадратов.

Если необходимо вычислить коэффициенты линеаризации для режима, отличного от фиксированного, то используем графические и аналитические зависимости, учитывающие поправки [17].

Диапазон регулирования D конденсационных (п. 2.2) и газовых (п. 2.5) турбин определяется минимальной и максимальной электрической мощностью P_{MIN} и P_{MAX} .

Диапазон регулирования D турбины с тепловыми отборами вычисляем при помощи алгоритма *выпуклой оболочки* (*convex hull*) [21]:

– для турбины с Т-отбором (п. 2.3) находим проекцию точек (P, Q_T) на плоскость $Q_0 = 0$ и используем двухмерный алгоритм выпуклой оболочки;

– для турбины с П-отбором и Т-отбором (п. 2.4) задаем набор значений Q_{II} , для каждого значения Q_T из этого набора определяем совокупность точек (P, Q_T, Q_0) и используем трехмерный алгоритм выпуклой оболочки (в качестве примера см. точки на рис. 5).

2.7 Ошибка линейаризации расходной характеристики турбины

Ошибка линейаризации расходной характеристики ε для различных марок турбин оценивалась значением MAPE [22] для каждого режима работы (табл. 1).

Таблица 1. Ошибка уравнения расходных характеристик паровых турбин

Станция	Марка турбины	Режим работы	MAPE
Дягилевская ТЭЦ	Т-50	Конденсационный	0,2%
		Одноступенчатый	0,3%
		Двухступенчатый	0,3%
	ПТ-60	Конденсационный	0,8%
		ПТ	1,9%
Курская ТЭЦ-1	ПТ-50	Конденсационный	1,8%
		ПТ	2,5%
	ПТ-60	Конденсационный	0,3%
		ПТ	1,0%
Липецкая ТЭЦ-2	ПТ-135	Конденсационный	0,2%
		Одноступенчатый ПТ	0,6%
		Двухступенчатый ПТ	0,6%
	ПТ-80	Конденсационный	0,3%
		Одноступенчатый ПТ	0,6%
		Двухступенчатый ПТ	0,5%
	Т-110	Конденсационный	0,3%
		Одноступенчатый	0,5%
		Двухступенчатый	0,5%
Орловская ТЭЦ	Т-110	Конденсационный	0,6%
		Одноступенчатый	0,7%
		Двухступенчатый	0,7%
Курская ТЭЦ СЗР	Т-25	Конденсационный	0,0%
		Одноступенчатый	1,1%
Тамбовская ТЭЦ	ПТ-40	Конденсационный	0,5%
		ПТ	0,9%
	ПТ-25	ПТ	0,4%
	ПТ-60	Конденсационный	0,8%
		ПТ	0,4%
	Т-110	Конденсационный	0,2%
		Одноступенчатый	1,5%
		Двухступенчатый	0,3%
Смоленская ТЭЦ-2	ПТ-60	Одноступенчатый	0,5%
	ПТ-80	ПТ	0,5%
	Т-110	Конденсационный	0,5%
		Одноступенчатый	0,3%
		Двухступенчатый	0,4%
	Среднее значение MAPE указанных турбин		0,6%

Ошибка линеаризации расходной характеристики газовой турбины GE LM6000 (п. 2.5) равна 0,65%.

3. Формальная постановка задачи краткосрочной оптимизации работы ТЭЦ в условиях рыночной электроэнергетики

В разделе предложена формальная постановка задачи краткосрочной оптимизации ТЭЦ в условиях рынка: определен вектор управляемых (варьируемых) параметров (п. 3.1), сформулированы целевая функция (п. 3.2) и ограничения значений управляемых параметров (п. 3.3).

3.1 Вектор управляемых параметров

Обозначим вектор управляемых параметров

$$X(t) = (X^k(t), X^w(t), X^g(t), X^h(t), X^u(t), X^e(t), X^s(t)),$$

где верхний индекс соответствует номеру агрегата ТЭЦ. Компоненты вектора управляемых параметров соответствуют режиму работы агрегатов ТЭЦ (табл. 2).

Таблица 2. Компоненты вектора управляемых параметров

№	Тип агрегата	Обозначение вектора	Обозначение управляемых параметров	Название управляемых параметров
1	Паровые котлы	$X^k(t), k \in [1:K]$	$x_1^k(t) = B_{ГАЗ}^k(t)$	Расход газа k -м паровым котлом
			$x_2^k(t) = B_M^k(t)$	Расход мазута k -м паровым котлом
			$x_3^k(t) = Q_0^k(t)$	Выработка пара высокого давления k -м паровым котлом
2	Водогрейные котлы	$X^w(t), w \in [1:W]$	$x_1^w(t) = B_{ГАЗ}^w(t)$	Расход газа w -м водогрейным котлом
			$x_2^w(t) = B_M^w(t)$	Расход мазута w -м водогрейным котлом
			$x_3^w(t) = Q_T^w(t)$	Выработка тепла w -м водогрейным котлом
3	Паровые турбины	$X^g(t), g \in [1:G]$	$x_1^g(t) = Q_0^g(t)$	Расход пара высокого давления g -й турбиной
			$x_2^g(t) = P^g(t)$	Выработка электроэнергии g -й турбиной
			$x_3^g(t) = Q_{II}^g(t)$	Выработка пара среднего давления g -й турбиной
			$x_4^g(t) = Q_T^g(t)$	Выработка тепла g -й турбиной
4	Газовые	$X^h(t),$	$x_1^h(t) = Q_0^h(t)$	Расход тепла газа h -й турбиной

№	Тип агрегата	Обозначение вектора	Обозначение управляемых параметров	Название управляемых параметров
	турбины	$h \in [1:H]$	$x_2^h(t) = P^h(t)$	Выработка электроэнергии h -й турбиной
			$x_3^h(t) = Q_{KV}^h(t)$	Тепло газов h -й турбины, уходящее в котел-утилизатор
5	Редукционные охлаждающие установки	$X^u(t), u \in [1:U]$	$x_1^u(t) = Q_0^u(t)$	Расход пара высокого давления u -й установкой
			$x_2^u(t) = Q_{II}^u(t)$	Выработка пара среднего давления u -й установкой
6	Пиковые бойлеры	$X^e(t), e \in [1:E]$	$x_1^e(t) = Q_{II}^e(t)$	Расход пара среднего давления e -м бойлером
			$x_2^e(t) = Q_T^e(t)$	Выработка тепла e -м бойлером
7	Параметр состояния агрегата	$X^s(t), s \in [1:S]$	$x^s(t) = [0,1]$	Если агрегат s вкл., то $x^s(t) = 1$, если агрегат s выкл., то $x^s(t) = 0$.

Векторы $X^k(t), X^w(t), X^g(t), X^h(t), X^u(t), X^e(t)$ содержат непрерывные управляемые параметры; вектор $X^s(t)$ – целочисленные управляемые параметры.

При использовании на ТЭЦ топлива, отличного от газа и мазута, его параметры следует аналогичным образом включить в вектор управляемых параметров.

1.1. Целевая функция

Целевая функция задачи краткосрочной оптимизации работы ТЭЦ с горизонтом оптимизации $T = 24$ (одни сутки), дискретностью $\Delta t = 1$ (один час) и отметками времени t , соответствующими началу часа, имеет вид

$$\Phi(X) = \sum_t^T (R(X(t)) - C(X(t))) \rightarrow \max. \quad (5)$$

Здесь $R(X(t))$ – выручка, руб.; $C(X(t))$ – затраты, руб.; $X(t)$ – вектор управляемых параметров в момент времени t . Напомним, что для мощности используем единицы измерения МВт, энергии – МВт·ч, цен – руб./МВт·ч.

Значения вектора управляемых параметров, соответствующие максимуму целевой функции (5) для одних суток d , обозначим $\bar{X}^d$, значение целевой функции – $\Phi(\bar{X}^d)$. Потенциальную прибыль для суток d определяем формулой

$$\Delta \Phi^d = \left(0,5 \cdot \frac{\Phi(\bar{X}_I^d) - \Phi(\bar{X}_{II}^d)}{C_B(X_f^d)} + 0,5 \cdot \frac{\Phi(\bar{X}_{II}^d) - \Phi(\bar{X}_{III}^d)}{C_B(X_f^d)} \right) 100\%.$$

Здесь $\Phi(\bar{X}_I^d)$, $\Phi(\bar{X}_{II}^d)$, $\Phi(\bar{X}_{III}^d)$ – значения прибыли этапов I – III краткосрочной оптимизации работы ТЭЦ (п. 1.3); $C_B(X_f^d)$ – фактические затраты на покупку топлива (см.

ниже); $\mathbf{X}_f^d$ – значения управляемых параметров, соответствующие фактическому режиму работы ТЭЦ.

Если требуется определить потенциальную прибыль ТЭЦ для нескольких суток $d = 1, 2, \dots, D$, то используем выражение

$$\Delta \Phi = \frac{1}{D} \sum_{d=1}^D \Delta \Phi^d. \quad (6)$$

Оценки потенциальной прибыли, полученные в работе, приведены в разд.

Для упрощения записи приведем формулы выручки и затрат при работе на ОРЭМ для ТЭЦ, имеющей одну группу точек поставки. Если ТЭЦ имеет несколько групп точек поставки, то выручка и затраты на покупку и продажу плановых объемов электроэнергии следует учитывать по группам точек поставки. Составляющими целевой функции являются выручка и затраты на различные виды энергий.

1) **Выручку** $R(\mathbf{X}(t))$ определим выражением

$$R(\mathbf{X}(t)) = R_P(\mathbf{X}(t)) + R_{Q_{\Pi}}(\mathbf{X}(t)) + R_{Q_T}(\mathbf{X}(t)), \quad (7)$$

где $R_P(\mathbf{X}(t))$ – выручка от продажи планового объема электроэнергии на рынке на сутки вперед; $R_{Q_{\Pi}}(\mathbf{X}(t))$ – выручка от продажи пара среднего давления промышленному потребителю; $R_{Q_T}(\mathbf{X}(t))$ – выручка от продажи тепла.

1.1) Выручка от продажи планового объема выработки электроэнергии на рынке на сутки вперед вычисляется как

$$R_P(\mathbf{X}(t)) = (P(\mathbf{X}(t)) - P_{PD}(t)) Z_{PCB}(t) + P_{PD}(t) Z_{PD}.$$

Здесь $P(\mathbf{X}(t))$ – объем плановой выработки электроэнергии; $P_{PD}(t)$ – известный объем электроэнергии по *регулируемому договору* [13]; $Z_{PCB}(t)$ – фактическая или прогнозная цена рынка на сутки вперед; Z_{PD} – цена регулируемого договора. Если у ТЭЦ заключены *свободные двухсторонние договоры*, то они учитываются аналогично регулируемому договору [13].

Величину $P(\mathbf{X}(t))$ определяет баланс электроэнергии

$$P(\mathbf{X}(t)) = \sum_{g=1}^G x_2^g(t) + \sum_{h=1}^H x_2^h(t) = \sum_{g=1}^G P^g(t) + \sum_{h=1}^H P^h(t).$$

Таким образом, выработка электроэнергии ТЭЦ складывается из суммы выработок электроэнергии каждой g -й паровой и h -й газовой турбинами.

1.2) Выручка от продажи пара среднего давления равна

$$R_{Q_{\Pi}}(\mathbf{X}(t)) = Q_{\Pi}(\mathbf{X}(t)) Z_{\Pi},$$

где $Q_{\Pi}(\mathbf{X}(t))$ – график поставки пара среднего давления промышленному потребителю в соответствии с договором; Z_{Π} – цена пара по договору.

Величину $Q_{II}(X(t))$ находим из баланса пара среднего давления

$$\begin{aligned} Q_{II}(X(t)) &= \sum_{g=1}^G x_3^g(t) + \sum_{u=1}^U x_2^u(t) - Q_{II}^{CH}(X(t)) = \\ &= \sum_{g=1}^G Q_{II}^g(t) + \sum_{u=1}^U Q_{II}^u(t) - Q_{II}^{CH}(X(t)), \end{aligned}$$

то есть, поставка пара промышленному потребителю $Q_{II}(X(t))$ складывается из суммарной выработки пара среднего давления g -ми паровыми турбинами и u -ми редуционными охлаждающими установками за вычетом собственных нужд ТЭЦ по пару среднего давления $Q_{II}^{CH}(X(t))$ (п. 3.3.3).

1.3) Выручку от продажи тепла в виде горячей воды определяет выражение

$$R_{Q_T}(X(t)) = Q_T(X(t)) \cdot Z_T,$$

где $Q_T(X(t))$ – график поставки тепла; Z_T – цена тепловой энергии по договору.

График поставки тепла выражаем из баланса тепловой энергии

$$\begin{aligned} Q_T(X(t)) &= \sum_{g=1}^G x_4^g(t) + \sum_{w=1}^W x_3^w(t) + \sum_{e=1}^E x_2^e(t) - Q_T^{CH}(X(t)) = \\ &= \sum_{g=1}^G Q_T^g(t) + \sum_{w=1}^W Q_T^w(t) + \sum_{e=1}^E Q_T^e(t) - Q_T^{CH}(X(t)), \end{aligned} \quad (8)$$

другими словами, график поставки тепловой энергии по договору $Q_T(X(t))$ полагаем равным сумме выработок тепловой энергии g -ми паровыми турбинами, w -ми водогрейными котлами и e -ми пиковыми бойлерами за вычетом расхода тепла на собственные нужды ТЭЦ $Q_T^{CH}(X(t))$ (п. 3.3.3).

Есть необходимо учитывать выручку на балансирующем рынке, то в (7) следует добавить компоненту

$$R_{\Delta P}(X(t)) = \Delta P(X(t)) \cdot Z_{BP}(t), \quad (9)$$

где $\Delta P(X(t))$ – объем отклонений графика выработки электроэнергии от диспетчерского графика; $Z_{BP}(t)$ – цена отклонения, определяемая в соответствии с регламентами ОРЭМ [13].

2) **Затраты $C(X(t))$** определяем выражением

$$C(X(t)) = C_B(X(t)) + C_{p^{ch}}(X(t)),$$

где $C_B(X(t))$ – затраты на покупку топлива; $C_{p^{ch}}(X(t))$ – затраты на покупку планового объема собственных нужд по электроэнергии на рынке на сутки вперед.

2.1) Затраты на покупку топлива в общем случае имеют вид

$$C_B(X(t)) = \sum_v B_v(X(t)) \cdot Z_v.$$

Здесь $B_v(X(t))$ – расход v топлива; Z_v – цена v топлива.

В качестве топлива ТЭЦ может использовать лимитный, сверхлимитный, коммерческий, биржевой, доменный газ, мазут, уголь и др. В настоящее время природный газ является основным видом топлива ТЭЦ. Покупка газа в пределах заданного суточного объема (*лимита*) осуществляется по цене договора (*лимитный газ*). Газ, расходуемый ТЭЦ свыше лимита, называется *сверхлимитным* и покупается по цене договора с применением штрафного коэффициента [13]. Мазут является резервным топливом.

Таким образом, затраты на покупку топлива вычисляем как

$$C_B(X(t)) = C_{ГАЗ}(X(t)) + C_M(X(t)),$$

где $C_{ГАЗ}(X(t))$ – затраты на покупку газа; $C_M(X(t))$ – затраты на покупку мазута.

2.1.1) Затраты на покупку газа имеют вид

$$C_{ГАЗ}(X(t)) = C_{ГАЗ}^{ЛИМ}(X(t)) + C_{ГАЗ}^{СВЛИМ}(X(t)).$$

Здесь $C_{ГАЗ}^{ЛИМ}(X(t))$ – затраты на покупку лимитного газа; $C_{ГАЗ}^{СВЛИМ}(X(t))$ – затраты на покупку сверхлимитного газа.

Затраты на покупку лимитного газа равны

$$C_{ГАЗ}^{ЛИМ}(X(t)) = B_{ГАЗ}^{ЛИМ}(X(t)) \cdot Z_{ГАЗ}^{ЛИМ},$$

где $B_{ГАЗ}^{ЛИМ}(X(t))$ – объем расходуемого газа в пределах лимита; $Z_{ГАЗ}^{ЛИМ}$ – цена лимитного газа по договору.

Затраты на покупку сверхлимитного газа равны

$$C_{ГАЗ}^{СВЛИМ}(X(t)) = B_{ГАЗ}^{СВЛИМ}(X(t)) \cdot Z_{ГАЗ}^{ЛИМ} \cdot A,$$

где $B_{ГАЗ}^{СВЛИМ}(X(t))$ – объем расходуемого газа свыше лимита; A – штрафной коэффициент.

С одной стороны, общий расход газа ТЭЦ $B_{ГАЗ}(X(t))$ вычисляется как сумма расходов лимитного и сверхлимитного газа

$$B_{ГАЗ}(X(t)) = B_{ГАЗ}^{ЛИМ}(X(t)) + B_{ГАЗ}^{СВЛИМ}(X(t)).$$

С другой стороны, величину $B_{ГАЗ}(X(t))$ определяет баланс газа

$$B_{ГАЗ}(X(t)) = \sum_{k=1}^K x_1^k(t) + \sum_{w=1}^W x_1^w(t) = \sum_{k=1}^K B_{ГАЗ}^k(t) + \sum_{w=1}^W B_{ГАЗ}^w(t), \quad (10)$$

то есть, расход газа ТЭЦ складывается из расходов газа каждым k -м паровым и w -м водогрейным котлами.

Если на ТЭЦ установлены газовые турбины, то в балансе (10) следует учитывать расхода газа $B_{ГАЗ}^h(t)$ газовой турбиной h . Величина $B_{ГАЗ}^h(t)$ вычисляется на основе значения расхода тепла газа $Q_0^h(t)$.

2.1.2) Затраты на покупку мазута определяет выражение

$$C_M(X(t)) = B_M(X(t)) \cdot Z_M,$$

где $B_M(X(t))$ – расход мазута; Z_M – цена мазута.

Расход мазута находим из баланса мазута

$$B_M(X(t)) = \sum_{k=1}^K x_2^k(t) + \sum_{w=1}^W x_2^w(t) = \sum_{k=1}^K B_M^k(t) + \sum_{w=1}^W B_M^w(t).$$

Таким образом, расход мазута ТЭЦ складывается из расходов мазута каждым k -м паровым и w -м водогрейным котлами.

2.2) Затраты на покупку плановых объемов электроэнергии на собственные нужды на рынке на сутки вперед имеют вид

$$C_{pch}(X(t)) = P^{CH}(X(t)) \cdot Z_{PCB}(t).$$

Здесь $P^{CH}(X(t))$ – плановый объем покупки электроэнергии на собственные нужды (п. 3.3.3).

3.3 Ограничения

Выделяем три типа ограничений значений управляемых параметров:

- 1) ограничения, обусловленные расходными характеристиками агрегатов ТЭЦ (п. 3.3.1);
- 2) ограничения, обусловленные диапазоном регулирования агрегатов ТЭЦ (п. 3.3.2);
- 3) прочие ограничения (п. 3.3.3).

3.3.1 Ограничения, обусловленные расходными характеристиками агрегатов

а) Ограничение, обусловленное расходной характеристикой парового котла, имеет вид

$$x_1^k(t) + x_2^k(t) = \alpha^k \cdot x_3^k(t)$$

или, что то же самое,

$$B_{ГАЗ}^k(t) + B_M^k(t) = \alpha^k \cdot Q_0^k(t).$$

Здесь α^k – постоянный коэффициент линеаризованной расходной характеристики k -го парового котла [7]. Величина α^k является обратной к КПД котла.

б) Аналогично, ограничение, обусловленное расходной характеристикой водогрейного котла, определяют выражения:

$$x_1^w(t) + x_2^w(t) = \alpha^w \cdot x_3^w(t),$$

$$B_{ГАЗ}^w(t) + B_M^w(t) = \alpha^w \cdot Q_T^w(t) .$$

Здесь α^w – постоянный коэффициент линеаризованной расходной характеристики w-го водогрейного котла [7]. Величина α^w является обратной к КПД водогрейного котла.

с) Ограничение, обусловленное расходной характеристикой паровой турбины:

$$x_1^g(t) = \alpha_3^g \cdot x_2^g(t) + \alpha_2^g \cdot x_3^g(t) + \alpha_1^g \cdot x_4^g(t) + \alpha_0^g ,$$

$$Q_0^g(t) = \alpha_3^g \cdot P^g(t) + \alpha_2^g \cdot Q_{II}^g(t) + \alpha_1^g \cdot Q_T^g(t) + \alpha_0^g .$$

Уравнения расходных характеристик для различных типов паровых турбин приведены в разд. 2.2, 2.3,

д) Ограничение, обусловленное расходной характеристикой газовой турбины:

$$\begin{cases} x_1^h(t) = \alpha_1^h \cdot x_2^h(t) + \alpha_0^h , \\ x_2^h(t) = \beta_1^h \cdot x_3^h(t) + \beta_0^h , \end{cases}$$

$$\begin{cases} Q_0^h(t) = \alpha_1^h \cdot P^h(t) + \alpha_0^h , \\ P^h(t) = \beta_1^h \cdot Q_{KV}^h(t) + \beta_0^h . \end{cases}$$

Линеаризованная расходная характеристика газовой турбины рассмотрена в разд.

е) Ограничение, обусловленное расходной характеристикой редукционной охлаждающей установки:

$$x_1^u(t) = \alpha^u \cdot x_2^u(t) ,$$

$$Q_0^u(t) = \alpha^u \cdot Q_{II}^u(t) .$$

Здесь α^u – постоянный коэффициент расходной характеристики u-й редукционной охлаждающей установки; величина α^u близка к единице.

ф) Ограничение, обусловленное расходной характеристикой пикового бойлера, имеет вид

$$x_1^e(t) = \alpha^e \cdot x_2^e(t) ,$$

$$Q_{II}^e(t) = \alpha^e \cdot Q_T^e(t) ,$$

где α^e – постоянный коэффициент расходной характеристики e-го пикового бойлера, величина α^e близка к единице.

3.3.2 Ограничения, обусловленные диапазоном регулирования агрегатов

В табл. 3 представлены ограничения, обусловленные диапазоном регулирования агрегатов ТЭЦ.

Таблица 3. Ограничения, обусловленные регулировочным диапазоном агрегатов

№	Тип агрегата	Ограничение	Пояснение
1	Паровые котлы	$x_{3MIN}^k \leq x_3^k(t) \leq x_{3MAX}^k$ или $Q_{0MIN}^k \leq Q_0^k(t) \leq Q_{0MAX}^k$	$Q_{0MIN}^k = x_{3MIN}^k$, $Q_{0MAX}^k = x_{3MAX}^k$ – минимальная и максимальная паровые нагрузки k -го парового котла
2	Водогрейные котлы	$x_{3MIN}^w \leq x_3^w(t) \leq x_{3MAX}^w$ или $Q_{TMIN}^w \leq Q_T^w(t) \leq Q_{TMAX}^w$	$Q_{TMIN}^w = x_{3MIN}^w$, $Q_{TMAX}^w = x_{3MAX}^w$ – минимальная и максимальная тепловые нагрузки w -го водогрейного котла
3	Паровые турбины	$x_2^g(t) \in D^g, x_3^g(t) \in D^g,$ $x_4^g(t) \in D^g$ или $P^g(t) \in D^g, Q_{II}^g(t) \in D^g,$ $Q_T^g(t) \in D^g$	D^g – регулировочный диапазон g -й паровой турбины (п. 2.2, 2.3, 2.4)
4	Газовые турбины	$x_2^h(t) \in D^h$ или $P^h(t) \in D^h$	D^h – регулировочный диапазон h -й газовой турбины (п. 2.5)
5	Редукционные охлаждающие установки	$x_{2MIN}^u \leq x_2^u(t) \leq x_{2MAX}^u$ или $Q_{II MIN}^u \leq Q_{II}^u(t) \leq Q_{II MAX}^u$	$Q_{II MIN}^u = x_{2MIN}^u$, $Q_{II MAX}^u = x_{2MAX}^u$ – минимальная и максимальная нагрузки по пару среднего давления u -й установки
6	Пиковые бойлеры	$x_{2MIN}^e \leq x_2^e(t) \leq x_{2MAX}^e$ или $Q_{TMIN}^e \leq Q_T^e(t) \leq Q_{TMAX}^e$	$Q_{TMIN}^e = x_{2MIN}^e$, $Q_{TMAX}^e = x_{2MAX}^e$ – минимальная и максимальная тепловые нагрузки e -го пикового бойлера

Параметр состояния s -го агрегата $x^s(t) = [0,1]$ используется в ограничениях, отражающих регулировочный диапазон, следующим образом:

$$x_{MIN}^s \cdot x^s(t) \leq x^i(t) \leq x_{MAX}^s \cdot x^s(t).$$

Возможны три варианта состояния:

- агрегат включен, $x^s(t) = 1$;
- агрегат выключен, $x^s(t) = 0$;
- оптимальное состояние агрегата должно быть определено, $x^s(t) = [0,1]$.

3.3.3 Прочие ограничения

а) Ограничения на общую выработку электроэнергии имеют вид

$$P_{MIN}(t) \leq P(X(t)) \leq P_{MAX}(t) .$$

В зависимости от этапа краткосрочной оптимизации работы ТЭЦ (п. 1.3) величины $P_{MIN}(t)$ и $P_{MAX}(t)$ принимают значения:

- этап I: $P_{MIN}(t) = 0$, $P_{MAX}(t) = 10000$ (заведомо недостижимая величина);
- этап II: $P_{MIN}(t) = P_{MIN}(t)$, $P_{MAX}(t) = P_{MAX}(t)$;
- этап III: $P_{MIN}(t) = P_{MAX}(t) = P_{ДИ}(t)$.

Величины $P_{MIN}(t)$, $P_{MAX}(t)$ являются ограничениями на выработку ТЭЦ, полученными по итогам выбора состава включенного оборудования; $P_{ДИ}(t)$ – диспетчерский график нагрузки [13].

Если на этапе III краткосрочной оптимизации в целевой функции (5) не учитывать компоненту выручки на балансирующем рынке, определенный выражением (9), то задача краткосрочной оптимизации ТЭЦ в рыночных условиях сводится к задаче оперативной оптимизации работы ТЭЦ (п. 1.1). Напомним, что целью оперативной оптимизации работы ТЭЦ является сокращение затрат при выполнении известного графика тепловой и электрической нагрузок.

б) Ограничения на выработку пара среднего давления:

$$Q_{П MIN}(t) \leq Q_{П}(X(t)) \leq Q_{П MAX}(t) .$$

Ограничение формирует нагрузку станции по пару среднего давления, которая в рамках задачи краткосрочной оптимизации работы ТЭЦ является известной и равной графику поставки пара промышленному потребителю в соответствии с договором $Q_{П MIN}(t) = Q_{П MAX}(t)$.

с) Ограничения на выработку тепла имеют вид

$$Q_{T MIN}(t) \leq Q_T(X(t)) \leq Q_{T MAX}(t) .$$

Аналогично, ограничение устанавливает нагрузку ТЭЦ по теплу, которая является известной и равной графику поставки тепла по договору, таким образом $Q_{T MIN}(t) = Q_{T MAX}(t)$.

д) Ограничения, обусловленные балансом пара высокого давления, зависят от схемы включения агрегатов ТЭЦ:

– для ТЭЦ с общим коллектором пара высокого давления баланс пара определяют уравнения

$$\sum_{k=1}^K x_3^k(t) = \sum_{g=1}^G x_1^g(t) + \sum_{u=1}^U x_1^u(t),$$

$$\sum_{k=1}^K Q_0^k(t) = \sum_{g=1}^G Q_0^g(t) + \sum_{u=1}^U Q_0^u(t),$$

то есть, суммарная выработка пара высокого давления k -ми паровыми котлами должна быть равной суммарному расходу пара высокого давления g -ми паровыми турбинами и u -ми редуционными охлаждающими установками;

– для ТЭЦ, имеющей блочную схему включения, баланс пара высокого давления определяют уравнения

$$x_3^k(t) = x_1^g(t) + x_1^u(t),$$

$$Q_0^k(t) = Q_0^g(t) + Q_0^u(t),$$

другими словами, выработка пара высокого давления котлом k и расход пара высокого давления паровой турбиной g , включенной блочно с котлом k , а также расход пара высокого давления редуционной охлаждающей установкой u этого блока должны быть равны в каждом часе t .

Общую выработку пара высокого давления определяет формула

$$Q_0(X(t)) = \sum_{k=1}^K x_3^k(t) = \sum_{k=1}^K Q_0^k(t). \quad (11)$$

е) Собственные нужды ТЭЦ по электроэнергии $P^{CH}(X(t))$ вычисляем на основании кусочно-линейной зависимости следующим образом:

$$P^{CH}(X(t)) = \begin{cases} \alpha_1^0 \cdot P(X(t)) + \alpha_0^0, & P_0 \leq P(X(t)) < P_1, \\ \alpha_1^1 \cdot P(X(t)) + \alpha_0^1, & P_1 \leq P(X(t)) < P_2, \\ \dots \\ \alpha_1^{m-1} \cdot P(X(t)) + \alpha_0^{m-1}, & P_{m-1} \leq P(X(t)) \leq P_m. \end{cases}$$

Здесь m – число интервалов кусочно-линейной аппроксимации функции $P^{CH}(X(t))$; α_j^{m-1} постоянные коэффициенты аппроксимации, определяемые на основании фактических значений покупки объемов собственных нужд по электроэнергии.

ф) Собственные нужды по пару среднего давления определяем формулой

$$Q_{II}^{CH}(X(t)) = \alpha_{II} \cdot Q_0(X(t)),$$

где α_{II} – постоянный коэффициент, вычисляемый на основании фактических значений расхода пара среднего давления на собственные нужды за прошедшие периоды; величина $Q_0(X(t))$ определена в формуле (11).

g) Собственные нужды по теплу задает выражение

$$Q_T^{CH}(X(t)) = \alpha_T \cdot Q_T(X(t)) .$$

Здесь α_T – постоянный коэффициент, вычисляемый на основании фактических значений расхода тепловой энергии на собственные нужды за прошедшие периоды; величина $Q_T(X(t))$ определена в формуле (8).

h) Ограничения на изменение электрической нагрузки паровой турбины на интервале Δt имеют вид

$$x_2^g(t+1) \leq x_2^g(t) + \Delta x_{2MAX}^g ,$$

$$P^g(t+1) \leq P^g(t) + \Delta P_{MAX}^g .$$

Здесь $\Delta x_{2MAX}^g = \Delta P_{MAX}^g$ – максимальное изменение электрической нагрузки на интервале Δt для турбины g .

i) Ограничение расхода лимитного газа за сутки запишем в виде

$$\sum_t^T B_{ГАЗ}(X(t)) = B_{ГАЗ}^{ЛИМ}(X(t)) \leq B_{ГАЗ}^{24} ,$$

где $B_{ГАЗ}^{24}$ – величина суточного лимита согласно договору на покупку газа.

j) Ограничения состояния агрегата ТЭЦ зависит от этапа оптимизации (п. 1.3):

– этап I – $x^s(t) \in [0,1]$ для всех агрегатов ТЭЦ;

– этап II, III – $x^{s_1} = 1$ для всех агрегатов s_1 , которые должны быть включены;
 $x^{s_2} = 0$ для всех агрегатов s_2 , которые должны быть отключены.

к) Ограничения изменения состояния агрегата ТЭЦ на горизонте оптимизации T определяют зависимости:

– если агрегат s должен быть включен в течение всего горизонта оптимизации, то

$$\sum_t^T x^s(t) = T ;$$

– если агрегат s должен быть выключен в течение всего горизонта оптимизации, то

$$\sum_t^T x^s(t) = 0 .$$

4. Вычислительный эксперимент

В разделе представлено описание программного продукта IRM, при помощи которого реализовано решение поставленной задачи краткосрочной оптимизации работы ТЭЦ (п. 4.1), а также краткие характеристики созданных оптимизационных моделей семи ТЭЦ (п. 4.2). Раздел завершают экономические оценки результатов вычислительных экспериментов (п. 4.3).

4.1 Программный продукт IRM

Программный продукт IRM относится к классу TLM систем (TransactionLifecycleManagement) и состоит из трех функциональных блоков [23]:

- 1) блок управления договорами на ОРЭМ, оценок величин прибыли и убытков IRM_TradeExpress;
- 2) блок прогнозирования временных рядов IRM_Forecasting;
- 3) блок оптимизации IRM_Optimization.

Связь указанных блоков осуществляется за счет функциональности, реализованной в общем блоке IRM_Foundation. В данном блоке также реализуются функции автоматизации.

Функциональность, позволяющая решать задачи смешанно-целочисленного линейного программирования, реализована в блоке оптимизации IRM_Optimization (рис. 9).



Рис. 9. Структура блока оптимизации IRM_Optimization

Основным объектом в блоке IRM_Optimization является *оптимизационная модель*, реализуемая совокупностью взаимосвязанных программных компонентов (рис. 10). Компоненты оптимизационной модели реализуют кусочно-линейные зависимости расходных характеристик агрегатов, ограничения регулировочного диапазона агрегатов, балансы различных видов энергий и др.

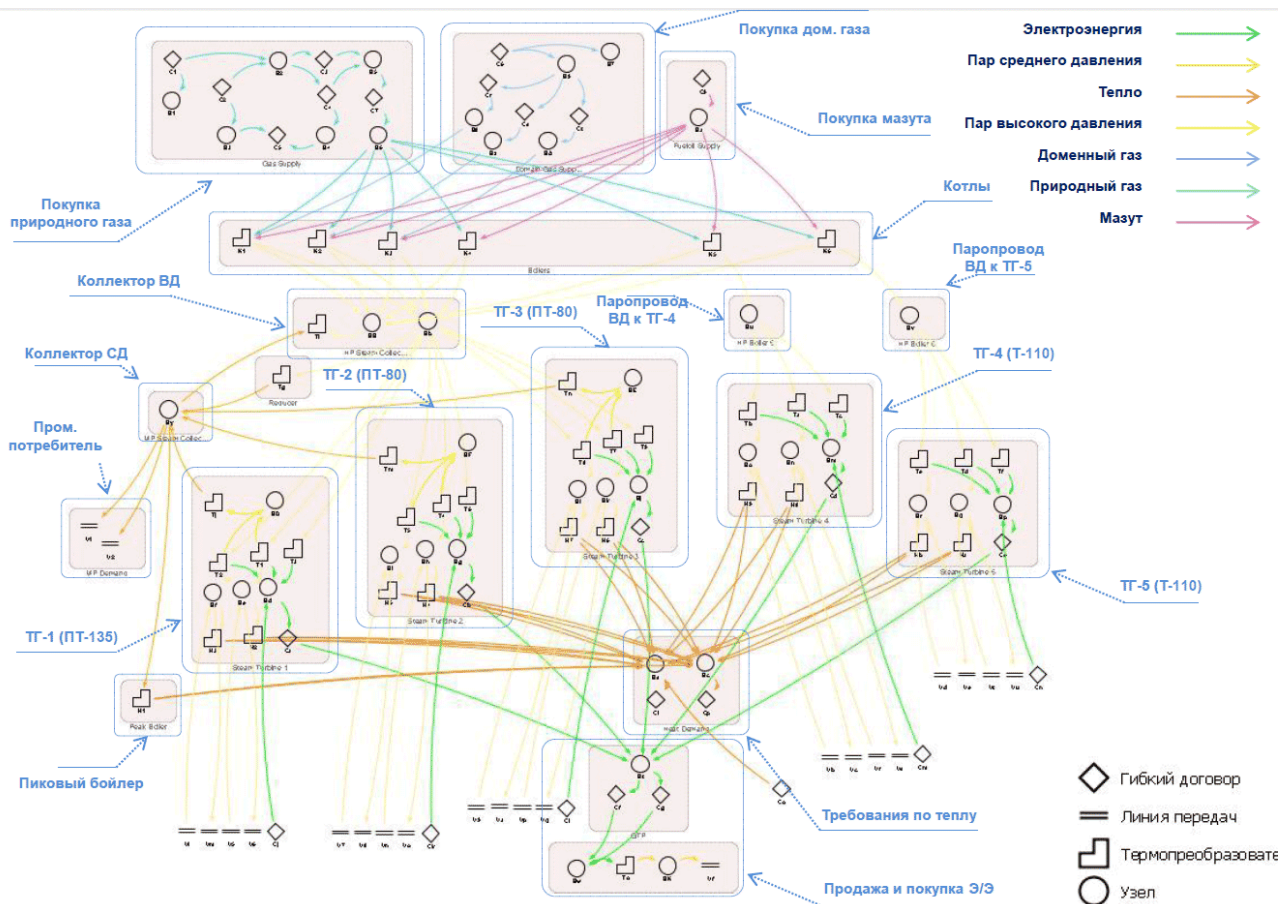


Рис. 10. Схема связи компонентов на примере оптимизационной модели Липецкой ТЭЦ-2

Блок IRM_Optimization содержит компоненты оптимизационной модели четырех типов (рис. 10):

- 1) компонент *типа ThermalEnergyConverter* (термопреобразователь) реализует кусочно-линейные зависимости (п. 3.3.1) и ограничения регулировочного диапазона (п. 3.3.2);
- 2) *Contract* (договор) – вычисление составляющих целевой функции (п. 3.2);
- 3) *Transmission line* (линия передач) – ограничения типа равенств и неравенств для различных видов энергии (п. 3.3.3);
- 4) *Balance* (узел) – уравнения балансов различных видов энергии (п. 3.2).

Программный модуль *Генератор матрицы* (рис. 9) преобразует вектор управляемых параметров и ограничения, реализуемые компонентами оптимизационной модели, в матрицу специального вида и передает в *решатель (solver)* – программный модуль XPRESS (компания FICO, США). Этот модуль предназначен для решения задач линейного программирования, смешанно-целочисленного нелинейного программирования, выпукло-квадратичного программирования, ограниченного выпукло-квадратичного программирования, конусного программирования второго порядка и их комбинаций [24].

Результаты решения задачи оптимизации, полученные встроенными алгоритмами модуля XPRESS, возвращаются в Генератор матрицы, где происходит обратное преобразование результатов из указанной матрицы в значения управляемых параметров оптимизационной модели.

В качестве файлов исходных данных и файла, содержащего результаты решения оптимизационной задачи, используются файлы формата MS Excel.

Пользователями IRM_Optimization являются специалисты ТЭЦ, решающие задачу краткосрочной оптимизации ТЭЦ при помощи оптимизационных моделей. Структура алгоритма решения задачи краткосрочной оптимизации работы ТЭЦ в программном продукте IRM_Optimization состоит из следующих шагов.

1) Пользователь заполняет файл исходных данных, в котором указывает известные цены, нагрузки, суточный лимит газа и пр. Для перехода от одного этапа краткосрочной оптимизации к другому (п. 1.3) пользователь изменяет ограничения на состояния агрегатов ТЭЦ.

2) При помощи графического интерфейса IRM_Optimization пользователь загружает данные из заполненного файла в оптимизационную модель.

3) По окончании загрузки пользователь запускает решение оптимизационной задачи в модуле XPRESS при помощи графического интерфейса IRM_Optimization.

4) По итогам решения задачи оптимизации работы ТЭЦ пользователь формирует отчет, содержащий значения всех управляемых параметров (п. 3.1) для каждой отметки времени горизонта оптимизации.

4.2 Оптимизационные модели ТЭЦ

В программном блоке IRM_Optimization были реализованы оптимизационные модели семи ТЭЦ, характеристики которых приведены в табл. 4 [25].

Таблица 4. Общие характеристики ТЭЦ

Станция	Установлен-ная электрич. мощность, МВт	Установлен-ная тепл. мощность, Гкал/ч	Паровые турбины	Паровые котлы	Водогрейные котлы
Дягилевская ТЭЦ	110	423	ПТ-60-130 Т-50-130	БКЗ-280 (320)- 140ГМ – 2 шт.	КВГМ-116,3- 150Н – 2 шт.
Курская ТЭЦ-1	175	1097	ПТ-60-90/13 ПТ-65-90/13 ПТ-50-90/13	ПК-19 – 3 шт. ТП-15 – 6 шт.	КВГМ-100 – 6 шт.
Липецкая ТЭЦ-2	515	1002	ПТ-135/165-130/13 ПТ-80/100-130/13 – 2 шт. Т-110/120-130-4 – 2 шт.	ТГМ-96Б – 3 шт. ТГМЕ-464 – 3 шт.	КВГМ-180
Орловская ТЭЦ	330	855	Т-100/120-130-3 – 3 шт.	ТГМЕ-454 – 3 шт.	ПТВМ-100 – 2 шт.
Курская ТЭЦ СЗР	116,9	710	LM6000 PD-SPRINT – 2шт. Т-25/34-3,4/0,12 – 1 шт.	ДЕ-25-14ГМ – 2 шт. Пр-75-39-440-Д – 2 шт.	КВГМ-100 – 6 шт.
Тамбовская ТЭЦ	235	947	ПТ-40 / 50-90/10 ПТ-25-90 / 10 ПТ-60-130 / 13 Т-110 / 120-130-4	БКЗ-160-100Ф – 4 шт. БКЗ-420-140 НГМ – 2 шт.	КВГМ-180 ПТВМ-100 – 3 шт.
Смоленская ТЭЦ-2	275	774	ПТ-60-130/13 Т-100/120-130-2 Т-110/120-130-4	БКЗ-210-140-7 – 4 шт. ТГМЕ-464 – 1 шт.	КВГМ-100 – 3 шт.

Вычислительный эксперимент проводился при следующих условиях:

- разрешение оптимизационной модели $\Delta t = 1$ час;
- горизонт оптимизационной модели $T = 24$ часа.

Характеристики созданных оптимизационных моделей ТЭЦ приведены в табл. 5.

Таблица 5. Характеристики оптимизационных моделей ТЭЦ

Оптимизационная модель	Число компонентов оптимизационной модели				Общее число компонентов	Размерность вектора управляемых параметров		Среднее время решения задачи оптимизации, мин.
	Thermal-Energy-Converter	Contract	Balance	Transmission line		$X(t)$ для отметки времени t	X для горизонта оптимизации	
Дягилевская ТЭЦ	15	8	15	2	40	140	3 400	5
Курская ТЭЦ-1	27	12	18	4	61	250	6 000	10
Липецкая ТЭЦ-2	30	29	45	5	109	310	7 400	15
Орловская ТЭЦ	43	17	46	4	110	390	9 400	15
Курская ТЭЦ СЗР	22	10	29	3	64	200	4 800	5
Тамбовская ТЭЦ	29	11	31	4	75	260	6 200	10
Смоленская ТЭЦ-2	23	30	22	2	77	250	6 000	10

При реализации в `IRM_Optimization` каждой оптимизационной модели ТЭЦ компоненты типа `ThermalEnergyConverter` используем для моделирования агрегатов ТЭЦ и собственных нужд (п. 3.3.3).

а) Для агрегатов ТЭЦ определены линеаризованные расходные характеристики всех турбин ТЭЦ (п. 2.6), расходные характеристики остальных агрегатов определены в соответствии с зависимостями, рассмотренными в п. Затем полученные расходные характеристики преобразованы в файл XML специального вида. Далее полученные XML-файлы загружены в компоненты типа `ThermalEnergyConverter`, предназначенные для моделирования агрегатов.

б) Для собственных нужд по пару среднего давления и электроэнергии кусочно-линейные зависимости вычислены на основании фактических значений этих расходов за прошедшие периоды (п. 3.3.3). Затем полученная зависимость преобразована в файл XML. Далее готовые XML-файлы загружены в компоненты типа `ThermalEnergyConverter`, предназначенные для моделирования собственных нужд.

В каждой оптимизационной модели компонент типа Contract применен для моделирования договоров на покупку и продажу различных видов энергии. На первом этапе были настроены связи компонентов данного типа и файла формата MS Excel, в который пользователь вводит вручную известные значения цен и объемов покупки или продажи энергии (п. 4.1). Затем в этих компонентах установлены ограничения типа равенств для договоров на продажу энергии с известным графиком нагрузки (пар среднего давления, тепловая энергия). Для всех остальных договоров установлены ограничения типа неравенств (электроэнергия, топливо).

Компоненты типа Transmission line применены для формирования дополнительных ограничений, обусловленных особенностями эксплуатации оборудования ТЭЦ. Аналогично компонентам типа Contract, в компонентах данного типа заданы ограничения типа равенств и неравенств.

Компоненты типа Balance применены для моделирования общих трубопроводов, паропроводов и электрических шин. Для каждого компонента данного типа указано, какие компоненты других типов являются источником энергии, входящей в компонент Balance, а какие компоненты являются приемником энергии, исходящей из компонента Balance (рис. 10).

Для всех компонентов типа ThermalEnergyConverter, Contract, Transmission line каждой оптимизационной модели ТЭЦ настроены связи, позволяющие пользователю выгружать значения управляемых параметров в файл MS Excel по итогам решения задачи оптимизации.

Вычисления проводились на сервере IBM HS22 Xeon 6C X5675 под управлением операционной системы Windows Server 2008 R2 Std. Edition 64bit.

4.3 Результаты вычислительного эксперимента

Оценка потенциальной прибыли за счет решения задачи краткосрочной оптимизации работы каждой ТЭЦ состояла из двух шагов:

1) решение трех этапов задачи краткосрочной оптимизации ТЭЦ для выбранных суток $d = 1, 2, \dots, 9$ (п. 1.3, 3.3.3);

2) вычисление потенциальной прибыли (п. 3.2).

Таким образом, для оценки потенциальной прибыли для каждой ТЭЦ решили 27 оптимизационных задач. В общей сложности было решено 189 оптимизационных задач.

Вычислительный эксперимент показал, что потенциальная прибыль $\Delta\Phi$, определенная формулой (6), колеблется от 1,7% до 4,7% от затрат на топливо для различных ТЭЦ и зависит от сезона года и технико-экономических особенностей работы станции (табл. 6).

Таблица 6. Потенциальная прибыль

Станция	Потенциальная прибыль
Дягилевская ТЭЦ	4,0%
Курская ТЭЦ-1	1,8%
Липецкая ТЭЦ-2	3,4%
Орловская ТЭЦ	4,0%
Курская ТЭЦ СЗР	1,7%
Тамбовская ТЭЦ	3,7%
Смоленская ТЭЦ-2	4,7%
Среднее значение	3,3%

Установленные экономические оценки потенциальной прибыли в среднем в 2–3 раза выше аналогичных оценок, полученных при решении задачи минимизации затрат на топливо (п. 1.1), которые имеют значения 0,3–0,4% [8] (1976), 1,5% [9] (2015), 0,8–1,7% [10] (2010). В указанных работах авторы решили задачу минимизации затрат на топливо, которая является частным случаем задачи максимизации прибыли (п. 1.2). В этой задаче не учитывается выручка от продажи различных видов энергии. Таким образом, сформулированная в нашей работе обобщенная постановка задачи максимизации прибыли, учитывающая и затраты, и выручку на всех этапах работы на ОРЭМ, позволяет существенно повысить прибыль станции.

Выделим основные причины потенциальной прибыли.

1) Определение оптимального состава оборудования на этапе I (п. 1.3). В зависимости от цен рынка на сутки вперед прибыль при включении различных вариантов состава оборудования может существенно изменяться. Для иллюстрации данного эффекта в Приложении А приведен численный пример.

2) Вычисление оптимального *теплофикационного минимума электроэнергии* P_{MIN} – минимальной электрической нагрузки ТЭЦ при выработке заданного объема тепловой энергии [13].

Прокомментируем вторую причину потенциальной прибыли. При формировании первой ступени заявки на рынок на сутки вперед требуется вычислить P_{MIN} (этап II, п. 1.3). Проведенный вычислительный эксперимент показал, что значение P_{MIN} зависит как от технических характеристик оборудования ТЭЦ, так и от соотношения цен на разные виды энергии – изменение значения P_{MIN} для заданного состава включенного оборудования в зависимости от цен на разные виды энергии может достигать 10 МВт·ч. Величину P_{MIN} вычисляем на основании результатов решения задачи этапа II краткосрочной оптимизации работы ТЭЦ по формуле

$$P_{MIN} = \min_{t=[1,T]} \left(\sum_g^G P^g(t) + \sum_h^H P^h(t) \right).$$

Здесь $P^g(t)$ – электрическая нагрузка паровой турбины g ; $P^h(t)$ – электрическая нагрузка газовой турбины h . Значения $P^g(t)$ и $P^h(t)$ получены по итогам решения этапа II краткосрочной оптимизации работы ТЭЦ.

Заключение

В работе получены следующие результаты.

1) Предложено изменение критерия оптимальности работы ТЭЦ при переходе России от плановой электроэнергетики к рыночной. Сформулирована новая содержательная постановка задачи оптимизации работы ТЭЦ в условиях функционирования оптового рынка электроэнергии и мощности. Критерием эффективности работы ТЭЦ в рыночных условиях установлена прибыль, которую максимизируем на горизонте оптимизации. Выделены четыре типа срочности новой задачи оптимизации работы ТЭЦ.

2) Разработаны новые линеаризованные расходные характеристики различных типов турбин, позволяющие сократить число управляемых параметров, а также свести задачу оптимизации работы ТЭЦ к задаче смешанно-целочисленного линейного программирования. Предложен метод определения линеаризованной расходной характеристики, состоящий из алгоритма вычисления коэффициентов линеаризации и алгоритма определения точек регулировочного диапазона. Показано, что средняя ошибка линеаризации 16 паровых и одной газовой турбины составляет 0,6%.

3) Предложена формальная постановка задачи краткосрочной оптимизации работы ТЭЦ в условиях ОРЭМ: а) сформулирована целевая функция прибыли при работе в рыночных условиях; б) составлен набор управляемых параметров, определяющий режим работы ТЭЦ; в) ограничения, накладываемые на значения управляемых параметров, разделены на три группы.

4) Задача краткосрочной оптимизации работы ТЭЦ в условиях ОРЭМ решена при помощи интернированного программного продукта IRM для семи ТЭЦ ОАО «Квадра». По итогам проведенного вычислительного эксперимента получены численные оценки потенциальной прибыли работы ТЭЦ. Полученные оценки колеблются от 1,7% до 4,7% от затрат на топливо для различных ТЭЦ и превышают аналогичные оценки, полученные исходя из прежнего критерия оптимальности, в 2–3 раза.

Научная новизна работы заключается: а) в изменении критерия оптимальности работы ТЭЦ в условиях ОРЭМ, б) в разработке постановки задачи оптимизации работы ТЭЦ в условиях ОРЭМ, в) в линеаризации расходных характеристик паровых и газовых турбин, г) в решении предложенной задачи оптимизации, д) в экономическом обосновании высокой эффективности разработанных подходов к оптимизации работы ТЭЦ.

Перспективными направлениями работы являются.

1) Постановка и решение задач среднесрочной и долгосрочной оптимизации работы ТЭЦ с условиях ОРЭМ. Критерием оптимальности в этом случае следует считать прибыль, которую нужно максимизировать на горизонте оптимизации с учетом рынка мощности, графиков ремонтов, а также постоянных и переменных затрат станции.

2) Автоматизация процесса формирования заявок на все секторы ОРЭМ в формате XML с учетом ограничений, накладываемых на значения цен и объемов в ступенях заявки при переходе от одного этапа краткосрочной оптимизации работы ТЭЦ к последующему [13]. В рамках данной автоматизации требуется разработка нового метода разнесения затрат на топливо [14].

3) Разработка отечественного программного продукта, который будет решать задачу оптимизации работы ТЭЦ в условиях ОРЭМ. Программный продукт должен позволять реализацию оптимизационных моделей ТЭЦ, решение задачи оптимизации при помощи надежного решателя, иметь удобный интерфейс пользователя и высокую скорость вычислений.

Список литературы

1. Филимонова В.А., Бобрицкая И.В. Увеличение маржинальности работы ТЭС. Теория и практика // Энергорынок. 2013. № 10 (115). С. 34-36.
2. Li Z., Zhao L., Du W., Qian F. Modeling and Optimization of the Steam Turbine Network of an Ethylene Plant // Chinese Journal of Chemical Engineering. 2013. Vol. 21, no. 5. P. 520-528. DOI: [10.1016/S1004-9541\(13\)60530-3](https://doi.org/10.1016/S1004-9541(13)60530-3)
3. Tveit T.-M., Fogelholm C.-J. Multi-period steam turbine network optimisation. Part I: Simulation based regression models and an evolutionary algorithm for finding D-optimal designs // Applied Thermal Engineering. 2006. Vol. 26, no. 10. P. 993-1000. DOI: [10.1016/j.applthermaleng.2005.10.025](https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2005.10.025)
4. Tveit T.-M., Fogelholm C.-J. Multi-period steam turbine network optimisation. Part II: Development of a multi-period MINLP model of a utility system // Applied Thermal Engineering. 2006. Vol. 26, no. 14-15. P. 1730-1736. DOI: [10.1016/j.applthermaleng.2005.11.004](https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2005.11.004)
5. Tveit T.M., Savola T., Fogelholm C.-J. Modelling of steam turbines for mixed integer non-linear programming (MINLP) in design and off-design conditions of CHP plants // Proceedings of the 46th Conference on Simulation and Modeling (SIMS 2005), 13-14 October 2005, Trondheim, Norway. Trondheim: Tapir Academic Press, 2005. P. 335-344.
6. Bruno J.C., Fernandez F., Castells F., Grossman I.E. A Rigorous MINLP Model for the Optimal Synthesis and Operation of Utility Plants // Chemical Engineering Research and Design. 1998. Vol. 76, is. 3. P. 246-258. DOI: [10.1205/026387698524901](https://doi.org/10.1205/026387698524901)
7. Горнштейн В.М., Мирошниченко Б.П., Пономарев А.В. Методы оптимизации режимов энергосистем. М.: Энергия, 1981. 336 с.
8. Синьков В.М. Оптимизация режимов энергетических систем. Киев: Вища школа, 1976. 307 с.
9. Чалбышев А.В. Оптимизация режимов работы ТЭЦ с учетом современных условий их функционирования в составе электроэнергетической системы: дис. ... канд. техн. наук. Иркутск, 2015. 158 с.

10. Султанов М.М. Оптимизация режимов работы оборудования ТЭЦ по энергетической эффективности: дис. ... канд. техн. наук. М., 2010. 173 с.
11. Бердышев В.И., Летун В.М., Волкова Т.В., Глуз И.С. Математическое моделирование: оптимизация режимов работы тепловых электростанций // Вестник Уральского отделения РАН. 2013. № 1. С. 25-34.
12. Карпенко А.П. Современные алгоритмы поисковой оптимизации. Алгоритмы, вдохновленные природой: учеб. пособие. М.: Изд-во МГТУ им. Н.Э. Баумана, 2014. 446 с.
13. Регламенты Оптового рынка электроэнергии и мощности // Некоммерческое партнерство «Совет рынка»: сайт. Режим доступа: <http://www.npsr.ru/regulation/joining/reglaments/index.htm> (дата обращения 30.06.2015).
14. Gochenour C., Silvennoinen A., Antila H., Pulkkinen R. Regulation of heat and electricity produced in combined heat-and-power plants. World Bank Technical Paper. October, 2003. 130 p.
15. РД 153-34.0-09.154-99. Положение о нормировании расхода топлива на электростанциях / Министерство топлива и энергетики Российской Федерации. М.: СПО ОРГРЭС, 1999.
16. РД 34.09.155-93. Методические указания по составлению и содержанию энергетических характеристик оборудования тепловых электростанций / Министерство топлива и энергетики Российской Федерации. М.: СПО ОРГРЭС, 2000 .
17. РД 34.09.151-84. Методические указания по составлению энергетических характеристик оборудования и определению расчетных удельных расходов топлива газотурбинных электростанций / Министерство топлива и энергетики Российской Федерации. М.: СПО Союзтехэнерго, 1984.
18. Basso M., Giarre L., Groppi S., Zappa G. NARX Models of an Industrial Power Plant Gas Turbine // IEEE Transactions on Control Systems Technology. 2005. Vol. 13, no. 4. P. 599-604. DOI: [10.1109/TCST.2004.843129](https://doi.org/10.1109/TCST.2004.843129)
19. Киселев Г.П. Варианты расчета удельных показателей эффективности работы ТЭЦ. М.: Изд-во МЭИ, 2003. 32 с.
20. Draper N., Smith H. Applied regression analysis. New York: Wiley, 1981. 693 p.
21. Convex hull // Wikipedia. The Free Encyclopedia: website. Режим доступа: http://en.wikipedia.org/wiki/Convex_hull (дата обращения 30.06.2015).
22. Mean absolute percentage error // Wikipedia. The Free Encyclopedia: website. Режим доступа: http://en.wikipedia.org/wiki/Mean_absolute_percentage_error (дата обращения 30.06.2015).
23. IRM: official website. Режим доступа: <http://www.olf.com/software/irm/> (дата обращения 30.06.2015).
24. FICO Xpress // Wikipedia. The Free Encyclopedia: website. Режим доступа: http://en.wikipedia.org/wiki/FICO_Xpress (дата обращения 30.06.2015).
25. «Квадра – Генерирующая компания»: официальный сайт. Режим доступа: <http://www.quadra.ru> / (дата обращения 30.06.2015). PJSC “Quadra - Power Generation”: official website.

Приложение А. Сравнение оптимизационных задач 1 и 2 при определении оптимального состава включенного оборудования

Для иллюстрации несоответствия результатов решения оптимизационных задач 1 и 2 при выборе состава включенного оборудования рассмотрим пример краткосрочной оптимизации работы ТЭЦ, представленной на рис. А.1.

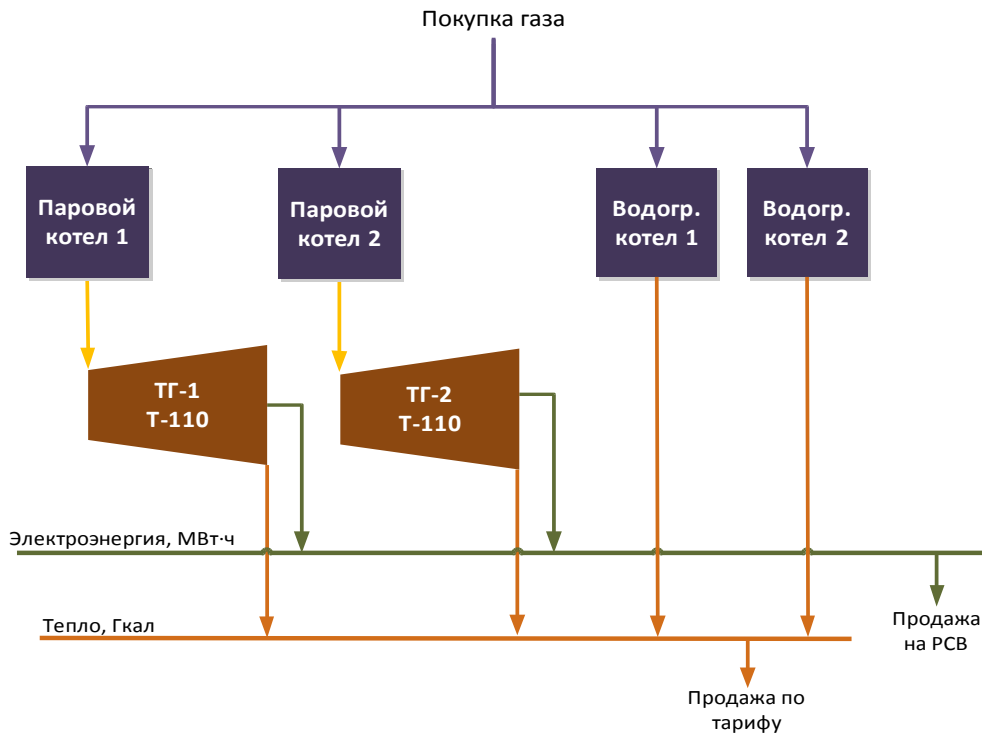


Рис. А.1. Принципиальная схема ТЭЦ

Пусть две турбины Т-110 (максимальная электрическая нагрузка $P = 100$ МВт·ч, максимальная тепловая нагрузка $Q_T = 160$ Гкал) включены блочно с паровыми котлами, КПД которых равен 92%. Дополнительно на ТЭЦ установлены два водогрейных котла (максимальная тепловая нагрузка каждого котла $Q_T = 80$ Гкал), КПД которых для простоты также примем равным 92%. В каждом часе расчетных суток требуется обеспечить выработку тепла, равную 280 Гкал. Ставится задача определить, какое оборудование должно быть включено, а также величины тепловых и электрических нагрузок включенных агрегатов.

Рассмотрим два возможных варианта состава включенного оборудования:

- 1) включены две турбины Т-110;
- 2) включены одна турбина Т-110 и два водогрейных котла.

А.1. Решение задачи минимизации условного расхода топлива (задача 1)

Вариант 1. При одновременной работе двух турбин минимум удельного расхода топлива достигается при равенстве *характеристик относительного прироста расхода* [8]. Для однотипного оборудования это означает режим работы с равной тепловой и электрической нагрузками. Таким образом, для каждой турбины $Q_T = 140$ Гкал. Упростим задачу и ограничимся только двумя режимами работы ТЭЦ: в ночные часы ТЭЦ работает с минимальной электрической нагрузкой, в дневные – с максимальной (точки 1 и 2 рис. А.2).

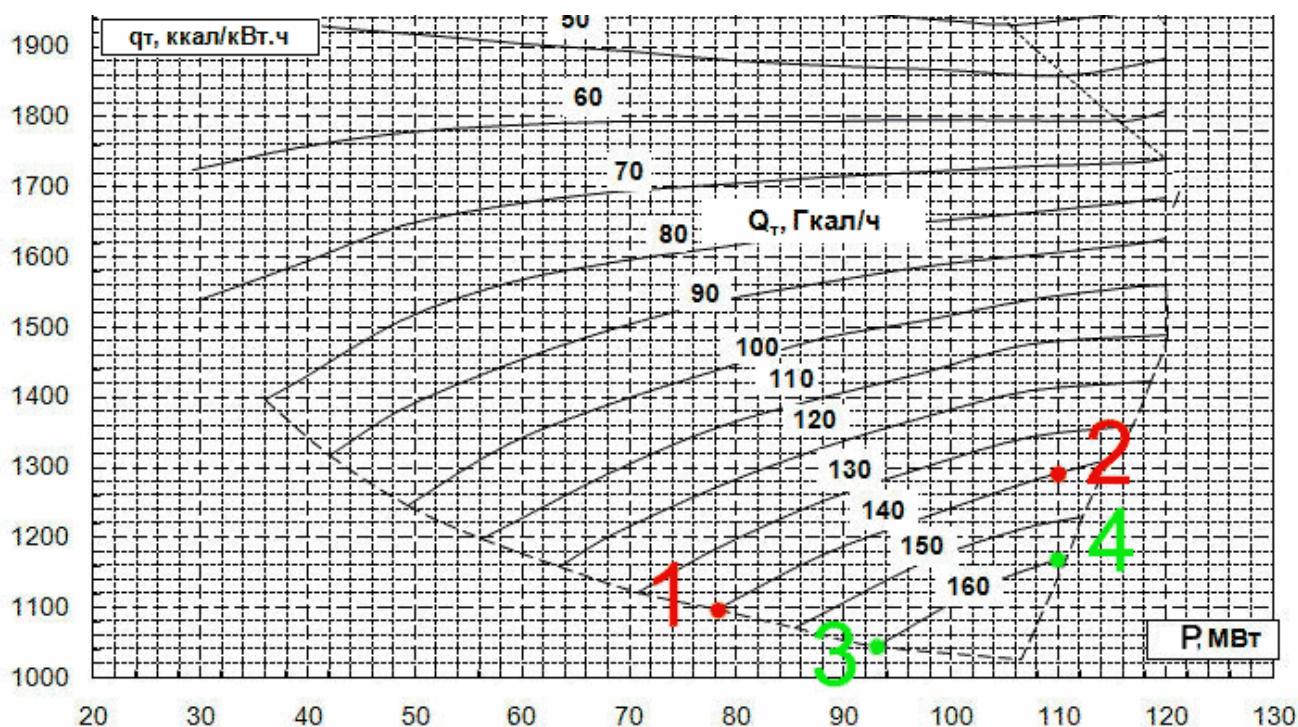


Рис. А.2. Удельный расход q_T брутто турбины Т-110

При работе в течение 9 ночных часов в режиме, соответствующем точке 1 (табл. А.1), и 15 дневных часов в режиме, соответствующем точке 2, среднесуточный удельный расход условного топлива на электроэнергию равен $b_s = 191$ кг/МВт·ч. Расчет удельного расхода производился по «физическому» методу [19].

Вариант 2. Работа турбины одновременно с водогрейными котлами позволяет турбине нести тепловую нагрузку $Q_T = 160$ Гкал (точки 3, 4 на рис. А.2 и в табл. А.1). Для данного режима работы среднесуточный удельный расход условного топлива на электроэнергию равен $b_s = 175$ кг/МВт·ч.

При этом в обоих вариантах среднесуточный удельный расход условного топлива на тепло одинаков и равен $b_m = 155$ кг/Гкал.

Таблица А.1. Исходные данные и результаты расчетов задачи 1

№ варианта	№ точки	P , МВт	Q_T , Гкал/ч	q_T , ккал/кВт·ч	b_{ε} , кг/МВт·ч	b_m , кг/Гкал
1	1	78	140	1097	191	155
	2	110	140	1291		
2	3	93	160	1042	175	155
	4	110	160	1169		

Результатом решения задачи 1 является второй вариант состава оборудования, который обеспечивает наиболее эффективную выработку электроэнергии при равной эффективности выработки тепла.

А.2. Решение задачи максимизации прибыли (задача 2)

Вычисления, требуемые для решения задачи 2, громоздки для детального описания. Расчет прибыли для обоих вариантов состава включенного оборудования реализован в файле MS Excel и размещен по адресу <http://mbureau.ru/sites/default/files/Chuchueva-Optimization-CHP-Example.xlsx>.

Результаты оценки прибыли для трех сценариев цен рынка на сутки вперед приведены в табл. А.2.

Таблица А.2. Исходные данные и результаты расчетов задачи 2

Цена рынка на сутки вперед, руб/МВт·ч	№ варианта	Прибыль, руб.	Результат оптимизации
Ночь – 700, день – 1100	1	-704 000	2 вариант
	2	-354 000	
Ночь – 1006, день – 1207	1	78 000	Требуется дополнительный анализ
	2	78 000	
Ночь – 800, день – 1300	1	96 000	1 вариант
	2	59 000	

Из табл. А.2 видно, что результат решения задачи 2 зависит от цен рынка на сутки вперед – при ценах рынка на сутки вперед, равных 1006 руб./МВт·ч в ночные часы и 1207 руб./МВт·ч в дневные часы, прибыль для обоих вариантов состава одинакова. В таком случае вариант состава включенного оборудования определяется на основании

дополнительного анализа вероятностей убытков при различных сценариях цен рынка на сутки вперед (анализ рисков).

При более низких ценах рынка на сутки вперед максимум прибыли соответствует второму варианту состава включенного оборудования (включены одна турбина и два водогрейных котла), при более высоких – первому варианту состава (включены две турбины).

Optimization of Combine Heat and Power Plants in the Russian Wholesale Power Market Conditions

I.A. Chuchueva^{1,*}, N.E. Inkina¹

[*chuchueva@mbureau.ru](mailto:chuchueva@mbureau.ru)

¹Mathematical Bureau, Moscow, Russia

Keywords: CHP optimization, optimization model, turbine linear characteristic curve, turbine mode-space representation

The paper concerns the relevant problem to optimize the combine heat and power (CHP) plants in the Russian wholesale power market conditions. Since 1975 the CHP plants specialists faced the problem of fuel rate or fuel cost reduction while ensuring the fixed level of heat and power production. The optimality criterion was the fuel rate or fuel cost which has to be minimized. Produced heat and power was paid by known tariff. Since the power market started in 2006 the power payment scheme has essentially changed: produced power is paid by market price. In such condition a new optimality criterion the paper offers is a profit which has to be maximized for the given time horizon. Depending on the optimization horizon the paper suggests four types of the problem urgency, namely: long-term, mid-term, short-term, and operative optimization. It clearly shows that the previous problem of fuel cost minimization is a special case of profit maximization problem. To bring the problem to the mixed-integer linear programming problem a new linear characteristic curves of steam and gas turbine are introduced. Error of linearization is 0.6%. The formal statement of the problem of short-term CHP plants optimization in the market conditions is offered. The problem was solved with IRM software (OpenLinkInternational) for seven power plants of JSC “Quadra”: Dyagilevskaya CHP, Kurskaya CHP-1, Lipetskaya CHP-2, Orlovskaya CHP, Kurskaya CHP NWR, Tambovskaya CHP, and Smolenskaya CHP-2.

The conducted computational experiment showed that a potential profit is between 1.7% and 4.7% of the fuel cost of different CHP plants and depends on the power plant operation conditions. The potential profit value is 2–3 times higher than analogous estimations, which were obtained solving fuel cost minimization problem. The perspectives of the work are formalization of mid-term and long-term CHP plants optimization problem and development of domestic software for the new problem solution.

References

1. Filimonova V.A., Bobritskaya I.V. Increasing marginal returns of TPP operation. *Energorynok*, 2013, no. 10 (115), pp. 34-36. (in Russian).
2. Li Z., Zhao L., Du W., Qian F. Modeling and Optimization of the Steam Turbine Network of an Ethylene Plant. *Chinese Journal of Chemical Engineering*, 2013, vol. 21, no. 5. P. 520-528. DOI: [10.1016/S1004-9541\(13\)60530-3](https://doi.org/10.1016/S1004-9541(13)60530-3)
3. Tveit T.-M., Fogelholm C.-J. Multi-period steam turbine network optimisation. Part I: Simulation based regression models and an evolutionary algorithm for finding D-optimal designs. *Applied Thermal Engineering*, 2006, vol. 26, no. 10, pp. 993-1000. DOI: [10.1016/j.applthermaleng.2005.10.025](https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2005.10.025)
4. Tveit T.-M., Fogelholm C.-J. Multi-period steam turbine network optimisation. Part II: Development of a multi-period MINLP model of a utility system. *Applied Thermal Engineering*, 2006, vol. 26, no. 14-15, pp. 1730-1736. DOI: [10.1016/j.applthermaleng.2005.11.004](https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2005.11.004)
5. Tveit T.M., Savola T., Fogelholm C.-J. Modelling of steam turbines for mixed integer non-linear programming (MINLP) in design and off-design conditions of CHP plants. *Proceedings of the 46th Conference on Simulation and Modeling (SIMS 2005)*, 13-14 October 2005, Trondheim, Norway. Trondheim, Tapir Academic Press, 2005, pp. 335-344.
6. Bruno J.C., Fernandez F., Castells F., Grossman I.E. A Rigorous MINLP Model for the Optimal Synthesis and Operation of Utility Plants. *Chemical Engineering Research and Design*, 1998, vol. 76, is. 3, pp. 246-258. DOI: [10.1205/026387698524901](https://doi.org/10.1205/026387698524901)
7. Gornshtein V.M., Miroshnichenko B.P., Ponomarev A.V. *Metody optimizatsii rezhimov energosistem* [Methods for optimization of power systems]. Moscow, Energiya Publ., 1981. 336 p. (in Russian).
8. Sin'kov V.M. *Optimizatsiya rezhimov energeticheskikh system* [Optimization of power systems]. Kiev, Vishcha shkola Publ., 1976. 307 p. (in Russian).
9. Chalbyshv A.V. *Optimizatsiya rezhimov raboty TETs s uchetom sovremennykh uslovii ikh funktsionirovaniya v sostave elektroenergeticheskoi sistemy. Kand. dis.* [Optimization of operational modes of CHP plant taking into account the current conditions of their operation as part of power system. Cand. dis.]. Irkutsk, 2015. 158 p. (in Russian).
10. Sultanov M.M. *Optimizatsiya rezhimov raboty oborudovaniya TETs po energeticheskoi effektivnosti. Kand. dis.* [Optimization of operational modes of CHP plant equipment for energy efficiency. Cand. dis.]. Moscow, 2010. 173 p. (in Russian).
11. Berdyshev V.I., Letun V.M., Volkova T.V., Gluz I.S. Mathematical modeling: optimization of operational modes of thermal power plants. *Vestnik Ural'skogo otdeleniya RAN*, 2013, no. 1, pp. 25-34.
12. Karpenko A.P. *Sovremennye algoritmy poiskovoi optimizatsii. Algoritmy, vdokhnovlennyye prirodoy* [Modern algorithms of search engine optimization. Nature-inspired optimization algorithms]. Moscow, Bauman MSTU Publ., 2014. 446 p. (in Russian).
13. Reglamente Optovogo rynka elektroenergii i moshchnosti [Regulation of the wholesale electricity and capacity market]. Non-profit Partnership "Market Council": website. Available at: <http://www.en.np->

- sr.ru/abouttheelectricityindustry/abouttheindustry/generalinformation/ , accessed 30.06.2015.
14. Gochenour C., Silvennoinen A., Antila H., Pulkkinen R. *Regulation of heat and electricity produced in combined heat-and-power plants*. World Bank Technical Paper. October, 2003. 130 p.
 15. RD 153-34.0-09.154-99. Polozhenie o normirovanii raskhoda topliva na elektrostantsiyakh [Recommended Practices 153-34.0-09.154-99. Ordinance on Standardization of Fuel Consumption at Electric Power Generating Plants.]. Moscow, Ministry of Energy of the Russian Federation, SPO ORGRES Publ., 1999. (in Russian).
 16. RD 34.09.155-93. Metodicheskie ukazaniya po sostavleniyu i sodержaniyu energeticheskikh kharakteristik oborudovaniya teplovykh elektrostantsii [Recommended Practices 34.09.155-93. Procedural Guidelines for Compiling and Maintaining Energy Characteristics of Thermal Power Plant Equipment]. Moscow, Ministry of Energy of the Russian Federation, SPO ORGRES Publ., 2000. (in Russian).
 17. RD 34.09.151-84. Metodicheskie ukazaniya po sostavleniyu energeticheskikh kharakteristik oborudovaniya i opredeleniyu raschetnykh udel'nykh raskhodov topliva gazoturbinnnykh elektrostantsii [Recommended Practices 34.09.151-84. Procedural Guidelines for Compiling Power Output Characteristics of Equipment and Determining Design Specific Fuel Consumption of Gas Turbine Electric Power Generating Plants]. Moscow, Ministry of Energy of the Russian Federation, SPO Soyuztekhnenergo Publ., 1984. (in Russian).
 18. Basso M., Giarre L., Groppi S., Zappa G. NARX Models of an Industrial Power Plant Gas Turbine. *IEEE Transactions on Control Systems Technology*, 2005, vol. 13, no. 4, pp. 599-604. DOI: [10.1109/TCST.2004.843129](https://doi.org/10.1109/TCST.2004.843129)
 19. Kiselev G.P. *Varianty rascheta udel'nykh pokazatelei effektivnosti raboty TETs* [Options for calculation of CHP plant specific performance indicators]. Moscow, MEI Publ., 2003. 32 p. (in Russian).
 20. Draper N., Smith H. *Applied regression analysis*. New York, Wiley, 1981. 693 p.
 21. Convex hull. Wikipedia. The Free Encyclopedia: website. Available at: http://en.wikipedia.org/wiki/Convex_hull , accessed 30.06.2015.
 22. Mean absolute percentage error. Wikipedia. The Free Encyclopedia: website. Available at: http://en.wikipedia.org/wiki/Mean_absolute_percentage_error , accessed 30.06.2015.
 23. IRM: official website. Available at: <http://www.olf.com/software/irm/> , accessed 30.06.2015.
 24. FICO Xpress. Wikipedia. The Free Encyclopedia: website. Available at: http://en.wikipedia.org/wiki/FICO_Xpress , accessed 30.06.2015.
 25. PJSC “Quadra - Power Generation”: official website. Available at: <http://www.quadra.ru/> , accessed 30.06.2015. (in Russian).