ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ
ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ
ВЫСШЕГО ПРОФЕССИОНАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ
«ИРКУТСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»

На правах рукописи

ЧАЛБЫШЕВ Александр Владимирович

ОПТИМИЗАЦИЯ РЕЖИМОВ РАБОТЫ ТЭЦ С УЧЕТОМ СОВРЕМЕННЫХ УСЛОВИЙ ИХ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ В СОСТАВЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ

Специальность 05.14.01 – «Энергетические системы и комплексы»

Диссертация на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Научный руководитель: **доктор технических наук, профессор**
КЛЕР Александр Матвеевич

Иркутск – 2015

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ 4

1. СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ ВОПРОСА ОПТИМИЗАЦИИ РЕЖИМОВ РАБОТЫ ТЭЦ 21

1.1. Современные условия функционирования электроэнергетики России 21

1.2. Особенности функционирования действующих ТЭЦ на ОРЭМ 28

1.3. Существующие подходы и методы оптимизации режимов работы ТЭЦ 30

2. МЕТОДИКА КОМПЛЕКСНОЙ ОПТИМИЗАЦИИ РАБОТЫ ТЭЦ НА ОРЭМ 36

2.1. Математическое моделирование основного оборудования ТЭЦ 36

2.1.1. Подходы к учету состояния оборудования 36

2.1.2. Математическое моделирование паровых котлоагрегатов 39

2.1.3. Математическое моделирование паровых турбин 41

2.2. Подход к формированию ценовой заявки при планировании режимов работы ТЭЦ на РСВ 45

2.3. Постановка задачи оптимизации дополнительной прибыли ТЭЦ при работе на БР 50

2.4. Метод определения оптимального состава включенного основного оборудования ТЭЦ с учетом динамики тепловой нагрузки и затрат на пуски 53

3. РЕШЕНИЕ ОПТИМИЗАЦИОННЫХ ЗАДАЧ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ РАЗРАБОТАННОГО МЕТОДИЧЕСКОГО ПОДХОДА НА ПРИМЕРЕ КРУПНОЙ ПРОМЫШЛЕННО-ОТОПТЕЛЬНОЙ ТЭЦ 84

3.1. Основные характеристики рассматриваемой ТЭЦ 84

3.2. Разработка математических моделей основного теплоэнергетического оборудования и ТЭЦ в целом 86

3.3. Пример выбора состава включенного основного оборудования ТЭЦ с использованием в качестве критерия математическое ожидание прибыли 88

3.4. Примеры оптимизационных расчетов для формирования ценовой заявки ТЭЦ на РСВ 106

3.5. Пример оценки возможного повышения эффективности работы на БР 109

3.5.1. Базовый режим работы 109

3.5.2. Пример максимизации дополнительной прибыли ТЭЦ на БР 111

ЗАКЛЮЧЕНИЕ 117

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ 119

ПРИЛОЖЕНИЕ 1. Расчетная схема турбоагрегата Т-175/210-130 135

ПРИЛОЖЕНИЕ 2. Расчетная схема рассматриваемой ТЭЦ 136

ПРИЛОЖЕНИЕ 3. Список оптимизируемых параметров рассматриваемой ТЭЦ 137

ПРИЛОЖЕНИЕ 4. Список ограничений-неравенств, используемых при оптимизации 139

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность работы. Тепловые электрические станции (ТЭС) занимают в электроэнергетике России заметное место, по состоянию на 2013 год функционирует 537 ТЭС общего пользования, суммарная электрическая мощность их составляет 148,6 тыс. МВт, выработка электрической энергии на этих ТЭС – 640,5 млн. МВтч в год. Годовой расход топлива ТЭС общего пользования в 2013 году оценивается в 265,8 млн т.у.т. [106]. В настоящее время большинство ТЭС РФ функционируют в условиях оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ). Существенную долю ТЭС в РФ составляют теплоэлектроцентрали (ТЭЦ), осуществляющие комбинированное производство тепловой и электрической энергии. Годовой отпуск тепла от ТЭЦ РФ составляет более 500 млн.Гкал. ТЭЦ характеризуются, как правило, разнотипным составом оборудования и сложностью технологических схем, что делает выбор рациональных режимов их работы сложной задачей [62].

Методики назначения режимов работы ТЭЦ, используемые сегодня энергетическими компаниями [6], основаны на интуиции персонала и на упрощенных методах выбора состава оборудования и распределения нагрузок, не позволяют найти оптимальные решения, недостаточно учитывают фактическое состояние (следствие физического износа, загрязнения поверхностей нагрева котлов и заноса солями проточной части турбины) оборудования и недостаточно учитывают ожидаемую динамику изменения тепловых нагрузок и неопределенность цен на ОРЭМ.

Оптимизация режимов работы ТЭЦ на основе методов математического моделирования позволяет без существенных капиталовложений заметно уменьшить их топливные издержки. В то же время задачи оптимизации режимов являются весьма сложными задачами нелинейного математического программирования, решение которых сопряжено со значительными вычислительными трудностями. Дополнительные сложности при оптимизации

возникают для ТЭЦ, включенных в электроэнергетические системы, работающие в рыночных условиях.

Задачи оптимизации распределения нагрузок между агрегатами ТЭС привлекали внимание ученых как в РФ, так и за рубежом на протяжении большей части XX века [17, 31, 32, 102].

Задача распределения нагрузок между агрегатами ТЭС возникла при строительстве достаточно крупных электростанций. Первой работой, посвященной этой тематике, стала работа Горнштейна В.М. [25], основанная на энергетическом эквивалентировании. В ней оптимизация производится на основе характеристик относительных приростов (ХОП), которые рассчитываются и строятся для каждого агрегата и станции в целом. Оптимальным является режим, в котором ХОП различных агрегатов равны между собой. Этот подход может использоваться не только для оптимизации нагрузок между агрегатами станции, но и между станциями в энергосистеме. Он удобен своей простотой и достаточно широко использовался до появления быстродействующей вычислительной техники и оптимизационных программно-вычислительных комплексов. Главным недостатком данного подхода является сложность учета ограничений-равенств и ограничений-неравенств.

Одна из первых работ, позволяющих учесть при оптимизации ограничения-равенства, была выполнена во Всесоюзном научно-исследовательском институте электроэнергетики (ВНИИЭ) [24]. В ней ставилась задача по минимизации расхода топлива в энергосистеме при соблюдении баланса электрических нагрузок системы и балансов по теплу, отдаваемому от ТЭЦ внешним потребителям. Для минимизации целевой функции с учетом ограничений в форме равенств (балансовых уравнений) использовался классический метод неопределенных множителей Лагранжа. Были получены аналитические условия оптимальности распределения тепловых и электрических нагрузок между агрегатами станции, выраженные через тепловые относительные приросты оборудования ТЭЦ. Поскольку принятый

метод оптимизации не позволяет учесть ограничения на оптимизируемые параметры в виде неравенств, поиск оптимального решения предлагалось проводить путем последовательной загрузки оборудования в порядке возрастания относительных приростов. Однако, это позволяет учесть лишь двусторонние ограничения на независимые параметры и не решает вопроса учета ограничений на зависимые параметры.

Аналогичные подходы к решению задачи оптимизации режимов ТЭЦ использовались в работах Саратовского политехнического института, выполненных под руководством Хлебалина Ю.М. [109] и Андрющенко А.И. [4], где условия оптимальности выражались не через тепловые, а через эксергетические относительные приросты. Этот же метод использовался в работе, выполненной во Всесоюзном теплотехническом институте Рузанковым В.Н. [98], в которой для определения тепловых относительных приростов применялись подробные математические модели теплофикационных турбин, построенные на основании тепловых испытаний и расчетных заводских данных. Кроме того, рассмотрению вопросов повышения эффективности работы энергоблоков и основного энергетического оборудования с использованием метода эксергетического анализа посвящена работа, выполненная в Новосибирском государственном техническом университете (НГТУ) Щинниковым П.А., Ноздренко Г.В., Боруш О.В. [115].

Вопросам работы ТЭЦ с точки зрения повышения эффективности отпуска тепловой энергии посвящены работы сотрудников Забайкальского государственного университета Батухтина А.Г., Иванова С.А., Басса М.С. [32, 33].

В некоторых работах [16, 18] задача оптимизации режимных параметров сводится к задаче линейного программирования, для решения которой существует большое число эффективных методов. При этом целевая функция (расход топлива по станции), а также ограничения на оптимизируемые параметры в форме равенств и неравенств представляются в линейном виде. Это

позволяет решить проблему учета ограничений в виде неравенств, однако погрешность линеаризации нелинейных зависимостей приводит к тому, что полученные решения могут быть как неоптимальными, так и недопустимыми. Более корректным является подход, предложенный в работе [113], где используются кусочно-линейные энергетические характеристики агрегатов станции. Но и он не позволяет в полной мере учесть ограничения, накладываемые структурой тепловой схемы, и оптимизировать ряд ее режимных параметров. В работе Армянского научно-исследовательского института энергетики для оптимизации распределения тепловых и электрических нагрузок между агрегатами ТЭЦ использовался метод динамического программирования в сочетании с методом последовательных приближений [7]. Выделялось четыре группы оптимизируемых параметров: расходы тепла от турбин типа «Р», электрические мощности для турбин с конденсаторами, расходы тепла из производственных отборов турбин типа «ПТ» и расходы тепла из теплофикационного отбора турбин типа «Т» и «ПТ». Задавался ряд значений суммарной электрической мощности турбин типа «Р». Для каждого такого значения методом динамического программирования находилось оптимальное распределение тепловых нагрузок между турбинами с противодавлениями, после чего организовывался итерационный процесс поочередной оптимизации параметров трех остальных групп. При этом оптимизация параметров отдельной группы осуществлялась методом динамического программирования. Такой процесс продолжается до тех пор, пока на двух соседних итерациях значения оптимизируемых параметров не совпадут с заданной точностью. Таким образом, при каждой суммарной электрической мощности турбин типа «Р» находится оптимальное значение параметров всех групп и минимальный расход топлива по ТЭЦ. В качестве решения задачи берется распределение тепловых и электрических нагрузок, полученное при суммарной мощности турбин «Р», которой соответствует наименьший расход топлива по станции. При оптимизации учитываются балансы по электрической нагрузке ТЭЦ и по теплу

пара технологических и теплофикационных параметров, а также двусторонние ограничения на оптимизируемые параметры.

По-видимому, такой подход возможен только при оптимизации режимов блочных ТЭЦ, поскольку для станций с поперечными связями из-за необходимости совместного расчета всей тепловой схемы перестает выполняться условие аддитивности, что делает неприменимым метод динамического программирования.

В наиболее корректной постановке задачи оптимизации режима работы ТЭЦ должны рассматриваться нелинейная целевая функция и ограничения в форме нелинейных неравенств. Эффективными средствами решения таких задач являются градиентные методы нелинейного программирования, основанные на использовании нелинейных математических моделей исследуемых объектов.

Применение такого подхода стало возможно с появлением цифровых электронных вычислительных машин (ЭВМ). Первые в мире работы в области математического моделирования паровых турбин были выполнены за рубежом в конце 50-х годов XX века [123, 130, 131].

С появлением быстродействующих ЭВМ стало развиваться моделирование разных энергоустановок, в том числе тепловых электрических станций. Были разработаны математические модели с использованием нормативных методик определения параметров энергетических установок. Такой подход в то время был наиболее целесообразным, так как позволял оперативно производить расчеты необходимых параметров, однозначно определяющих расчетный режим. Использование этого метода описывается в работах Вульмана Ф.А. [20-23], в которых автором рассматриваются вопросы построения математических моделей теплоэнергетических установок (ТЭУ) на основе принципов модульного программирования, а также предложен оригинальный подход по разработке программно-вычислительного комплекса для автоматизации математического моделирования ТЭУ.

Различные способы решения задач оптимизации параметров ТЭУ и энергосистем были предложены в разные годы сотрудниками Сибирского энергетического института Сибирского отделения Академии наук СССР, Мелентьевым Л.А., Попыриным Л.С., Наумовым Ю.В., Левенталем Г.Б. [1, 34, 35, 36, 64, 65, 68-72, 81-89, 92]. В их работах описаны методы решения системы балансовых уравнений, приемы поиска наилучшей последовательности решения системы уравнений, метод определения исходного допустимого решения, методы аппроксимации исходных сложных зависимостей. Наиболее ранние работы базируются на методе компиляции программ из стандартного набора процедур, каждая из которых предназначена для расчета однотипных элементов технологических схем. В описанных ими математических моделях учтены внешние связи ТЭУ. В дальнейшем рассматривались более сложные математические модели отдельных элементов ТЭУ и связей между ними. Подходы к моделированию турбоагрегатов, основанные на использовании методов математической логики, предложены сотрудниками Института проблем машиностроения Академии наук Украины Шубенко-Шубиным Л.А., Палагиным А.А. [78-80, 114].

Особо следует отметить разработанные во ВНИИЭ методику и алгоритм, предназначенные для расчета оптимального режима и эквивалентных характеристик ТЭЦ [26], получившие распространение при управлении и планировании в электроэнергетических системах. Исходными данными для расчета оптимального режима работы по этой методике являются: тепловая схема ТЭЦ, расходные характеристики и характеристики относительных приростов отдельных агрегатов, величины суммарного отпуска тепла потребителям по каждому паропроводу. В работе турбина с отборами пара представляется в виде каскадного соединения ее отдельных отсеков, рассматриваемых как самостоятельные турбины. Для поиска оптимального режима применен метод штрафных функций.

В работе, выполненной коллективом из Московского энергетического института (МЭИ) под руководством Аракеляна Э.К., предлагается один из подходов к проектированию ТЭЦ и выбору состава работающего оборудования с использованием ЭВМ [5, 66]. Подход основывается на предварительных взаимосвязанных процессах фрагментации и эквивалентировании оборудования станции с последующим построением энергетических характеристик оборудования (цифровом представлении диаграмм режимов турбин и балансовых уравнений, описывающих процессы, происходящие в потоках). Предложен метод настройки математических моделей для учета фактического состояния оборудования по результатам замеров с учетом коррекции замеряемых параметров.

При оптимизационных исследованиях сложных энергетических установок типичным является использование метода сплошного перебора заранее заданного множества вариантов схем и параметров [116, 118, 119, 121, 129], при этом оригинальные подходы используются в работах [121, 125, 129], в которых для совершенствования сложных ТЭУ используются методы термодинамического анализа в сочетании с достаточно простыми моделями.

Достижение успеха (повышение эффективности работы) в решении проблем оперативного управления ТЭЦ возможно на основе быстродействующих и точно отражающих текущее состояние оборудования математических моделей ТЭС и эффективных методах математического программирования. Особо стоит отметить вклад в решение задач оптимизации, произведенный работами [2, 3, 13, 14, 63, 98, 99]. Широкое внедрение в повседневное использование такого рода работ при управлении режимами работы ТЭЦ обусловлено трудностями, возникающими при моделировании сложных ТЭЦ, при настройке математических моделей на изменяющееся фактическое состояние оборудования ТЭЦ, а также при непосредственном решении оптимизационных задач.

В ходе эксплуатации оборудования ТЭЦ меняется фактическое состояние (по причине заноса солями проточной части турбины, загрязнения теплообменных поверхностей конденсатора, регенеративных подогревателей и др.) [95]. Для учета этого фактора при оптимизации требуется корректировка (идентификация) математических моделей элементов турбоустановки. Первыми, кто поднимал проблему оценивания состояния в теплоэнергетике были Ноздренко Г.В., Овчинников Ю.В., Щинников П.А. в работах [73-75, 115], выполненных в Новосибирском электротехническом институте. Для решения этой задачи предлагалась методика согласования уравнений теплового и энергетического балансов. Предлагаемый подход не решил всех проблем. К нерешенным можно отнести, например, отсутствие взаимосвязи между погрешностью измерений параметров и погрешностью приборов.

Комплексный подход к решению задачи математического моделирования и оптимизации режимов работы ТЭЦ предложен в работе [99]. Исследования проводились на основе крупной промышленно-отопительной ТЭЦ Мосэнерго с блочной компановкой. Авторами использовались нелинейные математические модели основного энергетического оборудования ТЭЦ. Кроме того, в процессе оптимизации осуществляется расчет гидравлических режимов теплосети и системы технического водоснабжения. Расчеты проводились с помощью персональных компьютеров IBM PC AT 286, 386. Авторами предложен оригинальный подход распределения вычислительной нагрузки между персональными компьютерами, соединенными в локальную сеть.

Задачи оценивания состояния и идентификации параметров математической модели применительно к оборудованию ТЭЦ представлены в работах Клера А.М., Декановой Н.П., Михеева А.В., Максимова А.С. и др. [39-41]. Рассматриваются подходы к идентификации энергетических котлов и турбоустановок, описываются методы решения задач оценивания состояния этого оборудования в ходе эксплуатации.

Определение качественных решений автоматизированного и оперативного управления ТЭЦ является комплексной задачей, включающей в себя: оценивание и анализ текущего состояния основного оборудования ТЭЦ; поиск оптимальных текущих режимов; прогнозирование будущих режимов работы; формирование управляющих воздействий для обеспечения выбранных оптимальных режимов.

Каждая ТЭЦ имеет индивидуальный состав оборудования, технологическую схему и различный срок эксплуатации, поэтому необходимо учитывать фактическое состояние оборудования. Большинство крупных ТЭЦ нашей страны работают в условиях ОРЭМ, вследствие чего имеют автоматизированный сбор и обработку информации (данных), которые подразумевается использовать для достижения оптимального ведения режима работы, в том числе выбора состава включенного генерирующего оборудования, подачи ценовых заявок. В качестве критериев оптимальности могут выступать: расход топлива котлами ТЭЦ, максимальная мощность ТЭЦ и др.

Для решения задачи оптимизации технологических процессов используется множество математических подходов: выпуклое программирование; линейное программирование [8]; решение сложных оптимизационных задач в условиях неопределенности [11]; нелинейное программирование [12, 14, 15, 37, 97, 107, 108].

Современный уровень развития вычислительной техники позволил ставить и решать более сложные задачи математического моделирования и оптимизации режимов работы ТЭЦ. Значительный вклад был внесен сотрудниками Института систем энергетики им. Л.А. Мелентьева Сибирского отделения Российской академии наук (ИСЭМ СО РАН), Клером А.М., Декановой Н.П., Максимовым А.С., Степановой Е.Л. [27-29, 39-43, 45-51, 55-61, 67, 117, 124]. В их работах рассмотрены подробные модели ТЭС со сложными схемами.

В ИСЭМ СО РАН для автоматизации математического моделирования ТЭУ был разработан программно-вычислительный комплекс (ПВК) «Система

машинного построения программ» (СМПП), который изначально применялся на ЭВМ БЭСМ-6 [89]. Позднее с развитием персональных компьютеров (ПК) комплекс был модернизирован под новые компьютерные платформы и получил наименование СМПП-ПК [38, 43, 57, 124]. На основе имеющейся информации об элементном составе и связях между элементами технологической схемы система позволяет автоматически генерировать программу расчета для сложных ТЭУ. Вопросы математического моделирования с использованием СМПП-ПК подробно рассмотрены в работах [45-49, 56, 58, 67, 117]. Высокая эффективность процесса оптимизации при использовании СМПП-ПК достигается за счет использования в применяемом методе оптимизации на очередном шаге оптимизационного процесса не только текущей, но и предшествующей информации о функциях и их производных, полученных на предыдущих шагах. Метод описан в работах [27-29].

Использование математических моделей, построенных с помощью ПВК СМПП-ПК, позволяет проводить конструкторские и поверочные расчеты ТЭУ, основываясь на физических законах и апробированных методах расчета (энергетические и материальные балансы энергоносителей, нормативный метод теплового расчета котла и др.) энергетического оборудования. Этот подход позволяет получать математические модели энергетического оборудования и тепловых электрических станций с достаточно подробной детализацией, учитывая различные особенности в их работе (модернизация оборудования, отключение отдельных элементов и т.д.), а также формировать и решать оптимизационные задачи.

Рассмотренные ранее задачи оптимизации режимов ТЭЦ ставились применительно к случаю централизованного управления. При этом решались задачи на нахождение максимума и минимума электрической мощности при заданной тепловой нагрузке и минимума расхода топлива при заданных тепловой и электрической нагрузках. При этом не учитывались особенности работы электростанции на ОРЭМ.

В работе Клера А.М., Декановой Н.П., Степановой Е.Л. [44] решалась задача оптимизации состава работающего оборудования ТЭЦ. Предложена методика, в соответствии с которой дискретные параметры (число включенных в работу агрегатов) могут меняться непрерывно. На основе результатов этих расчетов в приведенном примере определяется оптимальный состав работающего оборудования котельной. При этом предполагается, что режим длится бесконечно долго.

Следует отметить, что в связи с меньшим распространением теплофикации за границей выполнено гораздо меньше работ по оптимизации режимов работы ТЭЦ. У иностранных авторов основное внимание уделяется промышленным электростанциям с постоянной нагрузкой, не учитываются особенности функционирования ТЭЦ с отопительной нагрузкой. Для решения задач оптимизации используются методы линейного программирования, что требует упрощения математических моделей, либо при наличии сложных моделей используются методы оптимизации, которые не могут учитывать большого количества оптимизируемых параметров и ограничений, возникающих при функционировании ТЭЦ [121, 122, 127].

В работе [121] исследуется изменение давления на регулирующих диафрагмах теплофикационных турбин в зависимости от температуры прямой сетевой воды путем минимизации потерь эксергии.

В работе [128] предложен подход к проектированию вновь строящихся электростанций, одновременно производящих электрическую энергию и тепловую энергию, используемую для нагрева и охлаждения. Решаются задачи оптимизации с целью минимизации капитальных вложений и срока окупаемости. При этом проводятся расчеты характерных режимов работы этих электростанций при различных ценах на электроэнергию.

В работе [126] предлагается метод решения задачи распределения нагрузок между агрегатами ТЭЦ с использованием методов линейного программирования. При этом нелинейные характеристики котло- и

турбоагрегатов заменяются линейными. Для расчетов используется ПВК MATLAB. Исследуется ТЭЦ, состоящая из шести котлоагрегатов и пяти турбоагрегатов. Получены зависимости отпуска тепла от паровых котлоагрегатов в зависимости от тепловой нагрузки теплосети при заданных электрических нагрузках турбоагрегатов.

В настоящее время имеется несколько зарубежных ПВК, предназначенных для математического моделирования тепловых электрических станций и основного теплоэнергетического оборудования.

Компанией Veritech Inc. разработан ПВК ESteam [120], который имеет блочную структуру и позволяет разрабатывать схемы паротурбинных, газотурбинных и парогазовых установок, на основании которых возможно проводить исследования, внесение корректировок, вывод и анализ разного рода сгруппированных результатов. ESteam является эффективным программным продуктом, которым пользуется большое количество энергетических систем.

Широко используемым в мире также является ПВК Thermoflow, разработанный коллективом авторов во главе с Maher Elmasri, который выпустил целый ряд работ по вопросам расчетов газовых и парогазовых установок с использованием ЭВМ. В настоящее время данный ПВК является признанным лидером европейского рынка [118, 119].

ПВК Thermoflow состоит из нескольких модулей, которые в совокупности позволяют решать широкий круг актуальных задач теплоэнергетики. Таких как конструкторские и поверочные расчеты тепловых схем газовых, паровых и комбинированных установок, а так же возможен расчет и компоновка ТЭЦ.

В ПВК ESteam и Thermoflow используются подробные модели отдельных элементов ТЭУ, которые позволяют рассчитывать большое количество параметров и имеют глубокую детализацию, при этом в отличие от СМПП отсутствуют эффективные блоки оптимизации параметров.

Анализ рассмотренных работ показывает, что в них отсутствуют постановки и решения оптимизационных задач, возникающих в процессе

функционирования ТЭЦ на ОРЭМ, в том числе выбор состава включенного генерирующего оборудования в соответствии с конъюнктурой рынка, участие в Рынке на сутки вперед (РСВ) и ведение оперативного режима работы на Балансирующем рынке (БР). При этом отсутствует рассмотрение этих задач по отдельности и всей совокупности указанных задач в комплексе.

Следует подчеркнуть, что постановки и методы решения задачи оптимизации состава работающего оборудования ТЭЦ с учетом динамики тепловых нагрузок не рассматривались не только для рыночных условий, но и для централизованного управления.

В настоящей работе рассматриваются вопросы математического моделирования действующего оборудования ТЭЦ и оптимизации режимных параметров этого оборудования для эффективного функционирования станции в целом на ОРЭМ. Эффективное функционирование в данном контексте подразумевает возможность использования резервов и потенциала ТЭЦ с учетом рыночной конъюнктуры с целью прибыльного участия на ОРЭМ. Среди задач оптимизации режимов работы ТЭЦ базовой является задача оптимального распределения нагрузок между агрегатами станции, такими как котлоагрегаты, турбоагрегаты, редукционно-охладительные установки и др.

Выбор оптимального состава работающего оборудования для покрытия действующих нагрузок энергоисточника является одной из наиболее важных и сложных задач при оперативном управлении [100]. Такая задача возникает при значительных изменениях нагрузок или в случае аварийных ситуаций, когда приходится принимать решения об отключении или включении дополнительного оборудования. Кроме того, необходимость решения таких задач может возникать при проектировании новых ТЭЦ для выбора вариантов состава основного оборудования, при модернизации и расширении действующих ТЭЦ для обоснования необходимой реконструкции, а также при планировании работы действующей ТЭЦ и оперативного управления после отказа или во время ремонта части оборудования. При этом ввиду наличия разнотипного и

разноэффективного оборудования данная задача достаточно сложна и в настоящее время отсутствуют эффективные методы ее решения.

При выборе состава работающего оборудования необходимо учитывать затраты на пуски, учет которых невозможен без рассмотрения нескольких временных интервалов с различной тепловой нагрузкой и динамикой переходов между состояниями оборудования на этих интервалах.

Целью настоящей диссертационной работы является разработка методики оптимизации режимов работы и выбора состава основного работающего оборудования ТЭЦ с учетом конструктивных характеристик оборудования и современных требований функционирования ТЭЦ на ОРЭМ (в составе электроэнергетической системы). При этом рассматриваются оптимизационные задачи для всех трех этапов работы ТЭЦ на ОРЭМ: выбора состава работающего оборудования, выбора оптимальной загрузки ТЭЦ на РСВ (при работе по тепловому графику) и оптимизация на БР при наборе дополнительной электрической нагрузки.

Научная новизна заключается в том, что:

– разработана оригинальная методика комплексной оптимизации работы ТЭЦ на ОРЭМ, включающая: выбор состава работающего оборудования; оптимизацию режимов работы и формирование ценовых заявок для РСВ; определение эффективного режима работы на БР;

– впервые предложен метод решения задачи оптимизации состава работающего основного оборудования ТЭЦ с учетом динамики изменения тепловых нагрузок и затрат на пуски, основанный на сочетании принципов целочисленного и динамического программирования;

– разработан подход к оптимизационным расчетам режимов работы ТЭЦ на РСВ, формированию на основе этих расчетов ценовых заявок и вероятностного критерия эффективности работы ТЭЦ;

– дана постановка задачи оптимизации режима работы ТЭЦ на БР, решение которой позволяет определить целесообразное дополнительное увеличение мощности электростанции.

Защищаемые научные положения:

1) оригинальная методика комплексной оптимизации работы ТЭЦ на ОРЭМ, включающая: выбор состава работающего оборудования; оптимизацию режимов работы и формирование ценовых заявок для РСВ; определение эффективного режима работы на БР;

2) метод решения задачи оптимизации состава работающего основного оборудования ТЭЦ с учетом динамики изменения тепловых нагрузок и затрат на пуски, основанный на сочетании принципов целочисленного и динамического программирования;

3) подход к оптимизационным расчетам режимов работы ТЭЦ на РСВ, формированию на основе этих расчетов ценовых заявок и вероятностного критерия эффективности работы ТЭЦ;

4) постановка задачи оптимизации режима работы ТЭЦ на БР, решение которой позволяет определить целесообразное дополнительное увеличение мощности электростанции;

5) проведенные оптимизационные расчеты крупной промышленно-отопительной ТЭЦ, иллюстрирующие применение разработанных в диссертации методических положений.

Практическая значимость состоит в том, что теоретические разработки и их программная реализация позволяют оперативно проводить оптимизацию режимов работы ТЭЦ в современных условиях функционирования на ОРЭМ с учетом конкретного вида ее технологической схемы, конструктивных характеристик, динамики изменения тепловой и электрической нагрузок, а также затрат на пуски оборудования.

Апробация работы:

Результаты диссертационных исследований опубликованы в 9 печатных работах (из них 4 работы входят в список изданий, рекомендованных Высшей аттестационной комиссией при Минобрнауки России) и обсуждались:

– на Всероссийской научно-практической конференции с международным участием «Повышение эффективности производства и использования энергии в условиях Сибири» (Иркутск: ФГБОУ ВПО «Иркутский государственный технический университет (ИрГТУ), 2011 г.);

– на Всероссийской научно-практической конференции с международным участием «Повышение эффективности производства и использования энергии в условиях Сибири» (Иркутск: ИрГТУ, 2012 г.);

– на XLIII конференции-конкурсе научной молодежи ИСЭМ СО РАН (Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2013 г.);

– на Всероссийской научно-практической конференции с международным участием «Повышение эффективности производства и использования энергии в условиях Сибири» (Иркутск: ИрГТУ, 2013 г.);

– на Молодежной сессии Конференции-выставки Russia-Power – 2014 «Поддерживая модернизацию, эффективность и инновации» (Москва, Экспоцентр, март 2014 г.).

Структура и объем работы:

Диссертация состоит из введения, трех глав, заключения, списка литературы и приложений. Общий объем 158 стр.

В **первой главе** рассматриваются вопросы оптимизации режимов работы ТЭЦ в электроэнергетике с учетом современных требований, предъявляемых после введения ОРЭМ. Подробно описаны условия функционирования электроэнергетики РФ, переход от централизованного управления отраслью (естесственномонопольного ее вида) к введению ОРЭМ, механизмы торговли электроэнергией на ОРЭМ. Отдельно рассмотрены особенности функционирования действующих ТЭЦ на ОРЭМ с описанием периодов торговли и действий участников рынка для осуществления торгов. Рассмотрены

существующие подходы и методы оптимизации режимов работы ТЭЦ, в основном направленные на минимизацию расхода топлива и заключающиеся в определении минимально-возможной и максимально-возможной мощностей. Постановки задач оптимизации рассмотренных режимов работы ТЭЦ относятся к случаю централизованного управления работой электроэнергетики.

Во **второй главе** данной работы приводятся постановки основных задач оптимизации, которые необходимо решать в процессе работы ТЭЦ на ОРЭМ. Описана методика формирования ценовой заявки при планировании режимов работы ТЭЦ на РСВ с описанием ступеней ценовой заявки и ее составляющих. Поставлены задачи, которые необходимо последовательно решать для формирования эффективной ценовой заявки. Сформулирован вероятностный критерий эффективности работы ТЭЦ на РСВ – минимум математического ожидания прибыли. Дано описание методики, позволяющей оценить дополнительную возможную прибыль с использованием прогнозных цен на БР, представлена задача оптимизации режима работы ТЭЦ на БР. Дано описание метода определения оптимального состава включенного основного оборудования ТЭЦ с учетом динамики изменения тепловых нагрузок и затрат на пуски. Сформулирован подход к определению пусковых затрат и времени пуска в зависимости от времени простоя оборудования.

В третьей главе приведены результаты оптимизационных расчетов промышленно-отопительной ТЭЦ, отпускающей тепловую энергию для промышленных предприятий, отопления и горячего водоснабжения крупного города. Расчеты проводились по критерию максимума прибыли на ОРЭМ с учетом вероятностного характера цен электроэнергии на РСВ. Проиллюстрировано использование предлагаемых в диссертации методических подходов для выбора состава работающего оборудования, формирования ценовой заявки на РСВ, оптимизации режима работы ТЭЦ на БР.

В **заключении** кратко сформулированы основные результаты проведенных исследований.

1. СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ ВОПРОСА ОПТИМИЗАЦИИ РЕЖИМОВ РАБОТЫ ТЭЦ

1.1. Современные условия функционирования электроэнергетики России

До конца XX века в электроэнергетике РФ существовало централизованное управление. Оно охватывало как задачи развития, так и задачи функционирования. Управление электроэнергетикой организовывалось иерархически.

С распадом СССР и переходом России к рыночной экономике в стране началась «всеобщая» приватизация в форме создания акционерных обществ [10]. Акционирование электроэнергетики шло по Указу Президента РФ (№ 923 от 15.08.1992 г) «Об организации управления электроэнергетическим комплексом РФ в условиях приватизации», согласно которому:

– учреждается Российское акционерное общество энергетики и электрификации (РАО «Единая энергетическая система (ЕЭС) России»);

– региональные энергосистемы (управления) преобразуются в дочерние акционерные общества (АО-энерго);

– ГРЭС мощностью 1000 МВт и выше и ГЭС мощностью более 300 МВт выводятся из состава региональных энергосистем и преобразуются в дочерние акционерные общества (АО-электростанции);

– акционируются и вносят полностью или частично акции в уставный капитал РАО «ЕЭС России»: Системный оператор (СО) (ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС», включающий одно центральное диспетчерское управление, 7 объединенных диспетчерских управлений и 52 региональных диспетчерских управления; проектные и научно-исследовательские институты, учебные заведения, строительно-монтажные организации отрасли);

– все ТЭЦ остаются в составе своих АО-энерго.

При реализации такой системы управления электроэнергетикой было создано 74 АО-энерго и 36 АО-электростанций. Два АО-энерго были независимы от РАО «ЕЭС России»: «Иркутскэнерго» и неакционировавшееся Государственное унитарное предприятие «Татэнерго». В целом указанная схема акционирования электроэнергетики России предусматривала организацию федерального рынка «Единственный покупатель». Упрощенная схема централизованного управления ЕЭС России представлена на Рисунке 1.1.

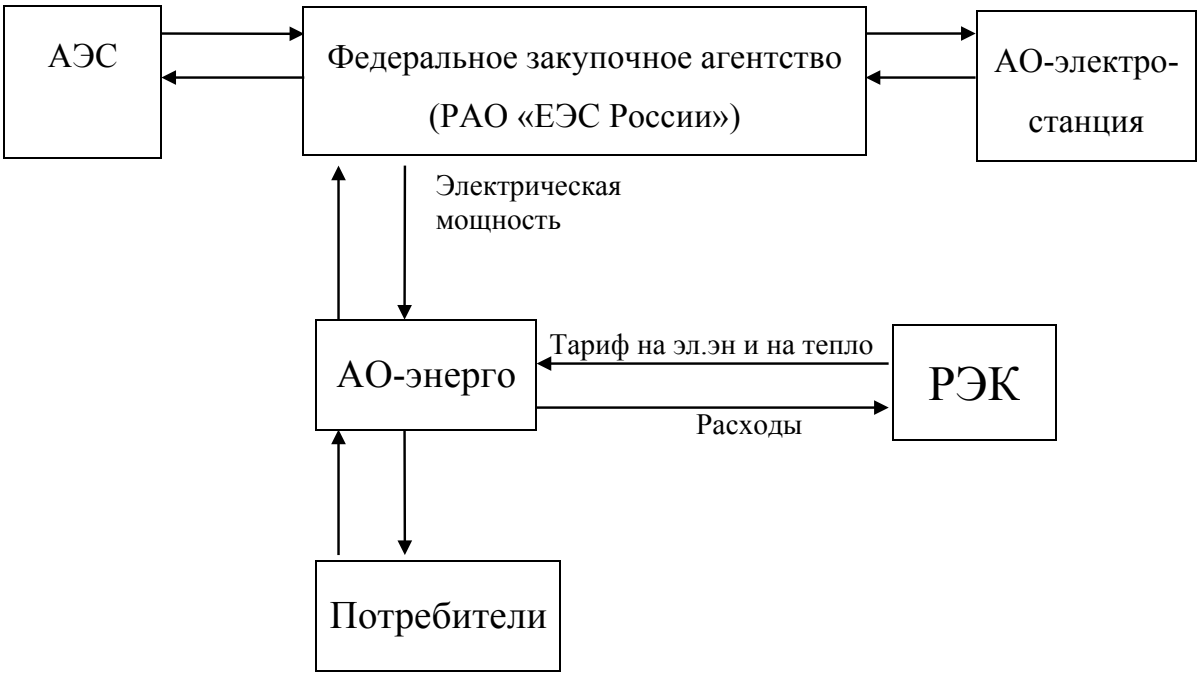

Рисунок 1.1. Схема централизованного управления ЕЭС России.

Предполагалась организация Федерального оптового рынка электроэнергии и мощности (ФОРЭМ), куда поставляли электроэнергию АО-электростанции, атомные электростанции (АЭС) и избыточные АО-энерго. РАО «ЕЭС России», как организатор рынка, выполнял функции закупочного агентства. При этом тарифы на поставляемую и покупаемую с ФОРЭМа электроэнергию регулируются Федеральной энергетической комиссией, а тарифы для потребителей, снабжаемых АО-энерго, устанавливаются региональными энергетическими комиссиями (РЭК).

Тепловые нагрузки определялись по температуре наружного воздуха и графикам отпуска пара промышленным предприятиям. Таким образом, в каждый момент времени ТЭЦ «знала» свою электрическую и тепловую нагрузки. Задача оптимизации состояла в оптимизации с точки зрения экономии топливных издержек. Кроме того, существовала необходимость в определении максимальной и минимальной мощностей ТЭЦ (для прохождения максимальной и минимальной нагрузок электроэнергетических систем и аварийных ситуаций). Также для первичного распределения нагрузок между электростанциями диспетчеру нужно было знать энергетическую характеристику ТЭЦ, т.е. зависимость, связывающую минимальные топливные издержки и электрическую мощность ТЭЦ при действующей тепловой нагрузке (Рисунок 1.2).

На дальнейший ход развития и функционирования электроэнергетики России повлиял экономический кризис в стране и спад электропотребления. Состояние отрасли ухудшалось по всем показателям: удельному расходу топлива на выработку электроэнергии; потерям в электрических сетях; численности персонала; капиталовложениям и др. Вводы новых мощностей за 1992-2000 гг. составили около 10 ГВт, т.е. в 5-8 раз меньше, чем вводилось в 60-80-е гг XX в.

В декабре 2000 г. новое руководство РАО «ЕЭС России» представило на утверждение в Правительство РФ Концепцию своей реструктуризации, которая рассматривалась, как метод выхода из кризиса. В ходе реформы электроэнергетики РФ, которая проходила в 2003-2011 гг., поменялась структура отрасли: осуществляется разделение естественномонопольных (передача электроэнергии, оперативно-диспетчерское управление) и потенциально конкурентных (производство и сбыт электроэнергии, ремонт и сервис) функций, и вместо прежних вертикально-интегрированных компаний, выполнявших все эти функции, сформированы структуры, специализирующиеся на отдельных видах деятельности [9, 10].

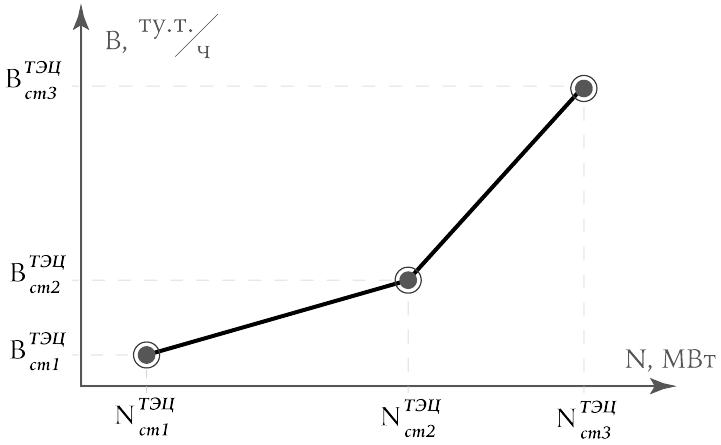

Рисунок 1.2. Энергетическая характеристика ТЭЦ

Таким образом, созданы условия для развития конкурентного ОРЭМ, цены которого не регулируются государством, а формируются на основе спроса и предложения, а его участники конкурируют, снижая свои издержки. Упрощенная схема управления ЕЭС России в условиях ОРЭМ представлена на Рисунке 1.3.

Инфраструктурные организации, появившиеся в результате реструктуризации холдинга РАО «ЕЭС России»:

– Коммерческий оператор оптового рынка – ОАО «Администратор торговой системы» (АТС) и НП «Совет рынка»;

– Системный оператор – ОАО «Системный оператор Единой энергетической системы» (СО);

– операторы экспорта и импорта электроэнергии;

– электросетевые компании (ЭСК): федеральная сетевая компания объединяет магистральные электрические сети, образующие национальную электрическую сеть; межрегиональные распределительные сетевые компании объединяют распределительные электрические сети, обслуживающие розничные рынки.

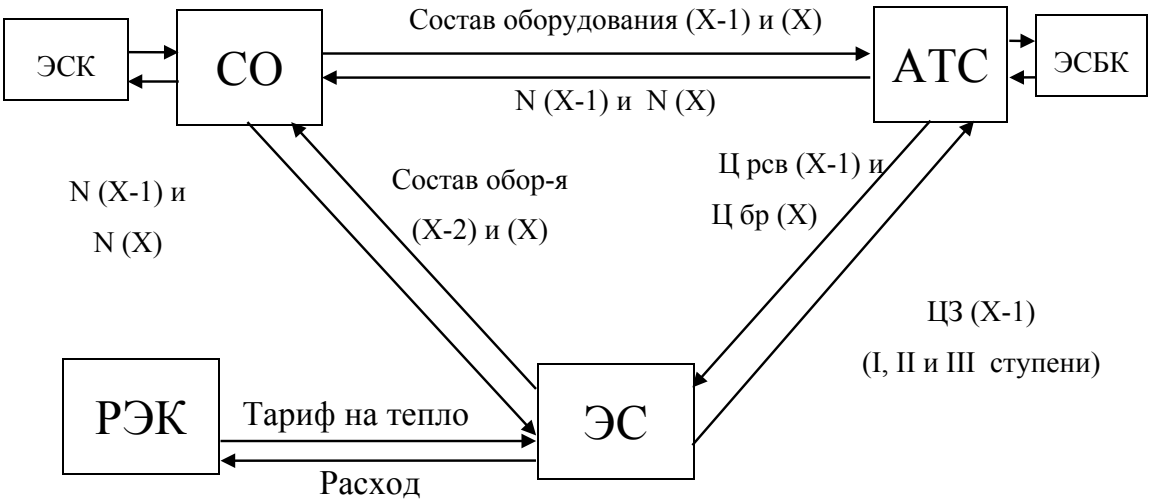

Рисунок 1.3. Схема управления ЕЭС России в условиях ОРЭМ

Х – день несения нагрузки; (Х-1) – день, предшествующий дню несения нагрузки; (Х-2) – день, отстоящий от дня несения нагрузки на двое суток; N (Х) – электрическая мощность в день Х; N (Х-1) – электрическая мощность в день (Х-1); ЦЗ – ценовая заявка; Ц рсв – цена РСВ; Ц бр – цена БР.

Одной из особенностей функционирования ОРЭМ стала возможность потребителей быть участниками рынка, то есть напрямую подавать заявки на покупку электроэнергии. Изменения коснулись энергосбытовых компаний (ЭСБК), которые стали участниками ОРЭМ, поэтому они самостоятельно (без взаимодействия с генерирующими организациями) подают заявки на покупку электроэнергии АТС.

АТС выполняет следующие функции [30, 91]:

– организует оптовую торговлю электрической энергией;

– поводит сверку и зачет взаимных встречных обязательств участников торговли;

– формирует системы гарантий и расчетов на ОРЭМ, заключает договоры, осуществляет расчеты за электрическую энергию;

– регистрирует двухсторонние договоры купли-продажи электроэнергии;

– организует системы измерения и сбора информации о фактическом производстве и потреблении электрической энергии на ОРЭМ.

Функции СО (состоящего из одного центрального диспетчерского управления, 7 объединенных диспетчерских управлений и 52 региональных диспетчерских управлений) следующие [30, 91]:

– обеспечение надежного функционирования и развития ЕЭС России;

– создание условий для эффективного функционирования ОРЭМ;

– соблюдение установленных технологических параметров функционирования электроэнергетики и стандартных показателей качества электроэнергии в условиях рыночных отношений отрасли;

– обеспечение централизованного оперативно-технологического управления ЕЭС России.

Электростанции (ЭС) представлены территориальными генерирующими компаниями (14 шт.), оптовыми генерирующими компаниями (6 шт.), гидравлической оптовой генерирующей компанией, атомными электростанциями и др.

С введением ОРЭМ продажу электроэнергии ТЭЦ осуществляет по цене, сложившейся на рынке, а тарифы на продажу вырабатываемой тепловой энергии по-прежнему согласовывает (обосновывает и получает) с РЭК.

Заявки от ЭС о составе включенного генерирующего оборудования подаются за двое суток до начала суток фактического несения нагрузки (Х-2) СО, а также в сутки фактического несения нагрузки (Х) при незапланированном изменении состава работающих агрегатов (котлов и турбин). Эта информация, полученная СО, актуализируется с учетом действующих системных условий и направляется АТС в сутки (Х-1) и (Х) для проведения торгов на основе поданных заявок на покупку и продажу электроэнергии от участников ОРЭМ.

Взаимодействие ЭС относительно цен продажи и покупки электроэнергии осуществляется с АТС в сутки (Х-1). От участников ОРЭМ подается ценовая заявка с указанием цены и мощности, затем после проведения торгов АТС

доводит до участников ОРЭМ информацию о результатах в виде почасовых цены электроэнергии и электрической нагрузки в соответствующие сутки (X). В сутки фактического несения нагрузки у ЭС есть возможность скорректировать свой электрический график вследствие изменения тепловых нагрузок, обусловленных изменением температуры наружного воздуха, теплопотребления промышленных предприятий и др.

Либерализация рынка электроэнергии окончена в 2011 году. Новая модель предполагает наличие нескольких механизмов торговли [61, 76, 77, 90, 94]:

- свободные двусторонние договора;
- краткосрочный РСВ;
- БР.

В краткосрочном РСВ участники в рамках единого аукциона, проводимого с учетом электросетевых ограничений, конкурируют за объем выработки/потребления на основе поданных ими ценовых заявок. Результатом такого конкурентного отбора являются почасовые цены и плановые графики производства/потребления на следующие сутки.

На БР участники покупают/продают отклонения своего фактического графика от планового, при этом отбор участников для компенсации возникающих в системе отклонений осуществляется также на конкурентной основе [19].

На РСВ подаются заявки на продажу электроэнергии за сутки до начала поставки. Заявка производителя электроэнергии означает его готовность произвести указанное в заявке количество электроэнергии по цене не ниже, указанной в заявке. Заявка покупателя электроэнергии означает его готовность приобрести указанный объем электроэнергии по цене не выше, чем в заявке.

Объем предложения, содержащийся в ценопринимающих заявках поставщиков рынка электроэнергии, означает согласие поставщика продать электроэнергию по любой цене, сформировавшейся на ОРЭМ.

В новых условиях субъекты электроэнергетики сталкиваются с принципиально новой ситуацией, когда цена электроэнергии заранее неизвестна [111], также неизвестна мощность электростанций, которую они будут нести на РСВ и БР. Это существенно усложняет задачи, которые должны решаться при эксплуатации, а также при планировании развития и реконструкции источников энергии [101, 104].

На данный момент рынок электроэнергии не закончил своего развития [96, 112]. По сравнению с западноевропейским или американским, Российскому ОРЭМ еще предстоит длительное развитие и реформирование для обретения всех инструментов рыночной экономики. В дальнейшем либерализация ОРЭМ пойдет по пути создания "вспомогательных" рынков, обслуживающих работу энергосистемы, в частности, долгосрочного рынка мощности [93, 103] и системных услуг, рынков производных финансовых инструментов и прав на передачу.

1.2. Особенности функционирования действующих ТЭЦ на ОРЭМ

В соответствии с существующими правилами функционирования ОРЭМ участие действующих ТЭЦ состоит в следующем:

1. Раз в год производится конкурентный отбор мощности всех генерирующих источников, в том числе и ТЭЦ. Цель этого отбора состоит в стимулировании вывода из эксплуатации или модернизации малоэффективных и малонадежных источников энергии. По действующим правилам не проходят отбор паротурбинные энергоустановки с параметрами острого пара (давлением и температурой) не выше некоторых пороговых значений и введенные в эксплуатацию не позже некоторого года. Оборудование, не прошедшее конкурентного отбора лишается платы за мощность, и его участие на рынке электроэнергии практически при любой загрузке становится нерентабельным.

2. За двое суток до начала расчетных суток несения нагрузки СО заявляется состав основного оборудования ТЭЦ, которое будет находиться в работе в течение расчетных суток. СО может этот состав принять, а может скорректировать.

3. За сутки до начала расчетных суток СО и АТС передается ценовая заявка от ТЭЦ для РСВ. Заявка ТЭЦ на РСВ рассчитывается, исходя из ранее определенного состава работающего оборудования. Данная заявка включает три ступени мощности ТЭЦ (минимальная электрическая мощность, при которой может быть обеспечен требуемый отпуск тепла; максимальная электрическая мощность, которая может быть выработана по тепловому графику, то есть при минимально-возможном отводе тепла от конденсаторов турбин в окружающую среду; максимально-возможная мощность ТЭЦ при отпуске требуемого количества тепла и любых допустимых отводах тепла от конденсаторов турбин в окружающую среду). Для второй и третьей ступеней мощности задаются цены электроэнергии, при которых станция готова обеспечить соответствующие мощности.

Первая ступень мощности является ценопринимающей, то есть ТЭЦ должна обеспечить ее при любой цене электроэнергии на РСВ. Следует отметить, что при формировании заявок, указанных в п.2 и п.3, цена РСВ на расчетные сутки неизвестна и каких-либо ее прогнозов АТС его участникам не сообщает.

Гидроэлектростанции всегда и на всю мощность подают заявку АТС о продаже электроэнергии, как ценопринимающую, на основе разрешенного водного режима работы их соответствующего водохранилища.

4. В течение расчетных суток действует БР, используемый администрацией рынка для замыкания баланса электроэнергии. Его отличие от РСВ состоит в том, что АТС делает прогноз цены электроэнергии на БР (Индикатор БР) и доводит его до сведения участников рынка. Если

продолжительность временного интервала РСВ составляет 24 часа, то продолжительность временного интервала БР, как правило, 2 часа.

5. В процессе функционирования ТЭЦ по различным причинам могут измениться ее тепловая и электрическая нагрузки, а также состав работающего оборудования, то есть фактические условия функционирования ТЭЦ будут отличаться от тех, для которых были проведены расчеты на РСВ и БР. В этом случае возникает необходимость в оперативном определении наилучшего распределения заданных тепловых и электрических нагрузок между агрегатами ТЭЦ.

1.3 Существующие подходы и методы оптимизации режимов работы ТЭЦ

Рассматриваемые в работах [39-51, 55-58] задачи оптимизации режимов работы ТЭЦ формулируются, как правило, следующим образом: требуется найти такие режимные параметры, при которых при заданных тепловых и электрических нагрузках и соблюдении всех ограничений-неравенств обеспечивается минимальный расход топлива.

Задача 1-I.

$$\min_{x} B\ (x, N_z, Q_1, \ldots, Q_s, \xi), \tag{1.1}$$

$$G(x, N_z, Q_1, \ldots, Q_s, \xi) \geq 0, \tag{1.2}$$

$$\underline{x} \leq x \leq \overline{x}, \tag{1.3}$$

где B – суммарный расход топлива ТЭЦ;

x – вектор оптимизируемых режимных параметров. В состав компонентов вектора x входят: расход пара или тепла из регулируемых отборов турбин; расходы пара в конденсаторы турбин и выхлопной расход турбин с противодавлением; расходы пара от парового котла; давления в регулируемых отборах турбин; расходы воды через сетевые подогреватели и теплофикационные пучки конденсаторов;

$\bar{x}$ – вектор, i - я компонента которого равна максимальному значению i -ой компоненты вектора x;

$\underline{x}$ – вектор, i - я компонента которого равна минимальному значению i -ой компоненты вектора x;

N_z – заданная полная электрическая мощность ТЭЦ;

Q_s – тепловая мощность, отпускаемая от ТЭЦ с s -ым теплоносителем (паром различного давления и температуры или горячей водой с различной температурой);

S – количество потребителей тепла;

ξ – вектор, задающий внешние условия работы ТЭЦ;

G – векторная функция ограничений-неравенств. В состав компонентов вектора G входят: ограничения на расходы пара от котлов и на турбины (сверху и снизу); ограничения на электрические мощности турбин; ограничения, требующие неотрицательности температурных напоров теплообменников и др.

Если станция сжигает различные виды топлива, то вместо суммарного расхода топлива (B) минимизируются суммарные топливные издержки (Z) в единицу времени.

Задача 1-II.

$$\min Z, \tag{1.4}$$

при условиях (1.2), (1.3), где

$$Z = \sum_{l=1}^{\alpha} B_l \cdot C_l^T, \tag{1.5}$$

B_l – расход l-ого вида топлива;

C_l^T – цена l-ого вида топлива;

α – число видов топлива, сжигаемых на ТЭЦ.

Задачи 1-I и 1-II в [97] рассматривались в качестве базовых задач оптимизации режимов работы ТЭЦ.

Кроме этих задач в [97] сформулированы две задачи по определению максимально-возможной и минимально-возможной мощностей ТЭЦ при заданном отпуске тепла.

Минимально-возможная мощность ТЭЦ определяется при решении задачи 1-III:

$$\min_{x,N} N, \tag{1.6}$$

при условиях:

$$G(x, N, Q_1, ..., Q_s, \xi) \geq 0, \tag{1.7}$$

$$\underline{x} \leq x \leq \overline{x}, \tag{1.8}$$

$$\overline{N} \leq N \leq \underline{N}, \tag{1.9}$$

где N – электрическая мощность ТЭЦ;

$\underline{N}$, $\overline{N}$ – предельные (минимальное и максимальное) значения электрической мощности ТЭЦ, определяемые составом включенных турбоустановок.

Максимально-возможная мощность ТЭЦ определяется при решении задачи 1-IV:

$$\max_{x,N} N, \tag{1.10}$$

при условиях:

$$G(x, N, Q_1, ..., Q_s, \xi) \geq 0, \tag{1.11}$$

$$\underline{x} \leq x \leq \overline{x}, \tag{1.12}$$

$$\overline{N} \leq N \leq \underline{N}. \tag{1.13}$$

Обозначим электрическую мощность ТЭЦ в точке решения задачи 1-III через $N^{\min}$, а в точке решения задачи 1-IV – через $N^{\max}$.

Следует отметить, что в некоторых случаях мощности $N^{\min}$ и $N^{\max}$ могут быть обеспечены при различных значениях B или Z. В этом случае в [97] для минимизации B или Z рекомендуется решать задачи 1-III или 1-IV при мощностях $N^{\min}$ или $N^{\max}$, соответственно.

Задачи 1-III или 1-IV рассматриваются как дополнительные, позволяющие оценить возможный диапазон изменения мощности ТЭЦ.

Помимо «простой» задачи максимизации мощности ТЭЦ значительный интерес представляет задача максимизации мощности при работе по тепловому графику.

Задача максимизации электрической мощности ТЭЦ при работе по тепловому графику часто формируется как задача 1-IV с дополнительными ограничениями (задача 1-V):

$$D_t^K = D_t^{K_{\min}}, \tag{1.14}$$

$$t = 1,\ldots,\theta, \tag{1.15}$$

где D_t^K – расход пара в конденсатор t -ой турбины;

$D_t^{K_{\min}}$ – минимально-возможный (вентиляционный) расход пара в конденсатор t -ой турбины;

θ – число паровых турбин с конденсаторами на ТЭЦ.

Такая постановка задачи оптимизации не всегда дает правильное решение.

Конденсаторы многих турбин оборудованы теплофикационными пучками, в которых может нагреваться подпиточная вода. Кроме того, часто на ТЭЦ через основную поверхность конденсаторов пропускают подпиточную или обратную сетевую воду. При этом оптимальная работа в теплофикационном режиме возможна при расходах пара в конденсаторы больше вентиляционных.

В [49] предлагается искать оптимальный режим работы по тепловому графику, решая последовательно две задачи (Задачи 1-VI и 1-VII).

В задаче 1-VI ищется минимально-возможный расход тепла из конденсаторов турбин в окружающую среду ($Q^{окр}$), при котором соблюдаются все ограничения-неравенства и обеспечиваются требуемые тепловые нагрузки, при этом ограничения на электрическую мощность не накладываются.

В задаче 1-VII максимизируется электрическая мощность ТЭЦ при заданном минимально-возможном расходе тепла из конденсаторов турбин в окружающую среду.

Задача 1-VI:

$$\min_{x,N} Q^{okp}(x, N, Q_1, ..., Q_s, \xi), \tag{1.16}$$

при условиях:

$$G(x, N, Q_1, ..., Q_s, \xi) \geq 0, \tag{1.17}$$

$$\underline{x} \leq x \leq \overline{x}. \tag{1.18}$$

Обозначим решение задачи 1-VI через $Q^{okp}_{\min}$.

Задача 1-VII:

$$\max_{x,N} N, \tag{1.19}$$

при условиях:

$$G(x, N, Q_1, ..., Q_s, \xi) \geq 0, \tag{1.20}$$

$$Q^{okp}(x, N, Q_1, ..., Q_s, \xi) = Q^{okp}_{\min}, \tag{1.21}$$

$$\underline{x} \leq x \leq \overline{x}, \tag{1.22}$$

$$\overline{N} \leq N \leq \underline{N}. \tag{1.23}$$

Обозначим решение задачи 1-VII через $N^{\max}_{tep}$.

После решения задач 1-VI и 1-VII при заданной мощности $N^{\max}_{tep}$ решается задача 1-I.

Задача оптимизации состава оборудования ТЭЦ рассматривается как задача нелинейного математического программирования, часть оптимизируемых параметров которой изменяется непрерывно, а часть принимает целые значения [45].

В качестве непрерывных рассматриваются такие параметры, как расходы пара из отборов турбин, давления пара в отборах и др.

В качестве целочисленных рассматриваются вспомогательные переменные параметры, задающие режим работы соответствующего элемента (котла или

турбины) ТЭЦ. Если такая переменная равна единице, элемент находится в работе, а если переменная равна нулю, то элемент не работает.

Особенностью постановки данной задачи является то, что установившийся режим работы в искомом оптимальном состоянии полагается длящимся бесконечно долго. В результате разность целевых функций (топливных издержек в единицу времени) вариантов определяется топливными издержками в стационарных режимах работы, затраты на пуск могут не учитываться. Такая постановка справедлива для промышленных ТЭЦ, работающих с постоянной тепловой и электрической нагрузкой длительное время. Для работы промышленно-отопительных ТЭЦ, у которых происходит частая смена тепловых нагрузок, данный подход не годится.

Постановки задач оптимизации режимов работы ТЭЦ, сделанные ранее, относятся к случаю централизованного управления электроэнергетикой. Однако, часть из них применима в рыночных условиях, а часть требует пересмотра. Могут найти применение в рыночных условиях задачи на минимальную и максимальную электрические мощности и задачи на максимальную мощность при работе по тепловому графику. Пересмотру подлежат задачи оптимизации в условиях БР и оценки эффективности участия в РСВ.

Задача выбора состава работающего оборудования с учетом динамики нагрузки и затрат на пуск должна формулироваться заново, поскольку она в силу сложности корректно не формулировалась и не решалась не только для условий рынка, но и для случая централизованного управления.

2. МЕТОДИКА КОМПЛЕКСНОЙ ОПТИМИЗАЦИИ РАБОТЫ ТЭЦ НА ОРЭМ

В условиях действующих в настоящее время в РФ правил работы ОРЭМ необходимо решать следующие задачи оптимизации режимов работы ТЭЦ.

1) Определить состав работающего оборудования (за двое суток до начала расчетных суток).

2) Определить для принятого состава оборудования (за сутки до начала расчетных суток) три ступени мощности и две цены электроэнергии для работы на РСВ.

3) Определить на протяжении расчетных суток (на балансирующем рынке) оптимальный прирост мощности по отношению к базовому режиму РСВ, который обеспечит максимальную дополнительную прибыль при заданных тепловых нагрузках и заданном составе работающего оборудования.

4) При заданных тепловых и электрических нагрузках ТЭЦ и заданном составе работающего оборудования определить режим, обеспечивающий минимальные топливные издержки (задача оперативного управления).

Рассмотрение указанных задач удобно начать с задач, решаемых для РСВ, поскольку на них основывается как выбор состава работающего оборудования, так и оптимизация режима работы для БР.

В настоящей главе рассматривается комплексная методика решения указанных выше задач, разработанная диссертантом совместно с д.т.н. Клером А.М.

2.1. Математическое моделирование основного оборудования ТЭЦ

2.1.1. Подходы к учету состояния оборудования

Часто в математических моделях турбин и котлов для задания режима работы агрегатов используются логические или целочисленные переменные.

Например, если целочисленная переменная равна единице, то агрегат работает, и проводится его расчет, а если целочисленная переменная равна нулю, то агрегат не работает, и его расчет не проводится, а соответствующие переменные модели (расход острого пара у турбин, расходы пара из регулируемых отборов турбин, расход топлива на котел, пара от котла и др.) задаются равными нулю. Очевидно, что при таком построении математических моделей котлов и турбин определить производные, то есть провести линеаризацию по логическим или целочисленным переменным невозможно.

В работах ИСЭМ СО РАН [43-45] предложен другой способ учета состояния агрегата. Этот подход впервые был использован при описании группы однотипных одинаково загруженных параллельно работающих агрегатов. В модели группы были выделены «внешние» экстенсивные параметры группы, (расходы и мощности) входящие в описание технологических связей группы с другими элементами схемы электростанции, и аналогичные «внутренние» параметры, определяющие режим работы одного представительного агрегата группы. Очевидно, что «внутренние» экстенсивные параметры получаются делением соответствующих «внешних» параметров на число агрегатов в группе. «Внутренние» интенсивные параметры связи (давления и температуры) равны «внешним» интенсивным параметрам. Хотя физический смысл имеет только целое число агрегатов (или элементов) в группе, но математические расчеты при такой форме записи модели можно проводить и при дробных значениях числа элементов, что позволяет линеаризовать целевую функцию и ограничения по данному параметру (числу агрегатов в группе), используя конечно-разностные методы определения частных производных. Причем число элементов при таком подходе можно задавать как большем единицы, так и меньшем единицы. Единственное значение числа элементов, при котором не могут проводиться расчеты (чтобы избежать деления на нуль), это нулевое значение. Поэтому вместо нуля минимальное значение числа элементов приходится ограничивать малым положительным числом e, существенно меньшим единицы. Если группа

состоит из одного агрегата, то в случае работы этого агрегата число элементов в группе должно быть задано равным единице, а в случае выключения агрегата из работы оно будет равно e. Назовем применительно к одному агрегату данный параметр, изменяющийся от e до 1, вспомогательным.

В соответствии с предложенным подходом все связи отключаемого j -ого элемента с другими элементами технологической схемы по экстенсивным параметрам (расходам и мощностям) представляются в виде

$$S_j^{внеш} = d_j S_j^{внутр}, \qquad (2.1)$$

если $S_j^{внутр}$ – информационно-выходные параметры для модели j -ого элемента и

$$S_j^{внутр} = S_j^{внеш} / d_j, \qquad (2.2)$$

если $S_j^{внутр}$– информационно-входные параметры,

где d_j – вспомогательный параметр; $S_j^{внутр}$ – вектор внутренних параметров связи j -ого агрегата с другими агрегатами схемы, входящих в подмодель j -ого элемента; $S_j^{внеш}$ – вектор внешних параметров связи, входящих в подмодели других «смежных» элементов. При $d_j = 1$ имеем $S_j^{внеш} = S_j^{внутр}$, а при $0 < d_j = e << 1$ имеем $S_j^{внеш} << S_j^{внутр}$, т.е. при близких к нулю потоках (расходах и мощностях), поступающих от других элементов схемы, внутренние потоки, определяемые из (2.2), будут достаточно большими, чтобы обеспечить нахождение внутренних параметров отключенного агрегата в допустимых пределах. Отметим, что внешние интенсивные параметры (температуры, энтальпии, давления) принимаются равными внутренним интенсивным параметрам вне зависимости от значения вспомогательного параметра d_j. Очевидно, что принимать $d_j = 0$ нельзя, поскольку при этом в модели отключаемого элемента произойдет деление на нуль. Хотя физический смысл имеют значения вспомогательных параметров, равные 1 и e, но математически расчеты можно проводить и при других лежащих между ними значениях. Это позволяет определить конечно-

разностным способом производные целевой функции и ограничений по этим параметрам и проводить линеаризацию данных функций.

2.1.2. Математическое моделирование паровых котлоагрегатов

При моделировании паровых котлов в настоящей работе используется следующий подход, разработанный в ИСЭМ СО РАН [50].

1. На основе технологической схемы котла строится его подробная математическая модель. Элементами, из которых строится эта модель, являются: топка котла; конвективные поверхности нагрева; барабаны; сепараторы; охладители пара впрыском и др. При заданном элементном составе топлива проводятся расчеты котла при различных сочетаниях паропроизводительности, температуры питательной воды и температуры наружного воздуха. На основе этих расчетов строится зависимость КПД брутто котла от его паропроизводительности, температуры питательной воды и температуры наружного воздуха (при заданных температуре и давлении острого пара).

2. С использованием полученной зависимости формируется упрощенная модель котла. Кроме уравнений энергетического и материального балансов, позволяющих определить расход топлива при заданных паропроизводительности, температуре питательной воды и температуре наружного воздуха, в модель входят ограничения-неравенства на максимальную паропроизводительность котла, а также его минимальную паропроизводительность (технологический минимум).

В соответствии с разработанным в ИСЭМ СО РАН подходом к оптимизации состава включенного оборудования в модель котла вводится вспомогательный параметр, значение которого определяет включен котел или выключен.

Далее (в общем виде) представлена упрощенная модель парового котла:

$$B^{in} = \frac{D^{in} \cdot (h_{op} - h_{pv}) + D^{in} \cdot \alpha \cdot (h'(p_{pv}) - h_{pv})}{\eta \cdot Q_H^P}, \quad (2.3)$$

$$\eta = \overline{f}(D^{in}, h_{pv}, t^{in}), \quad (2.4)$$

$$g_1 = D_{\max} - D^{in} \geq 0, \quad (2.5)$$

$$g_2 = D^{in} - D_{\min} \geq 0, \quad (2.6)$$

$$D^{in} = \frac{D^{out}}{d}, \quad (2.7)$$

$$B^{out} = B^{in} \cdot d, \quad (2.8)$$

где d – вспомогательный параметр, определяющий состояние оборудования ($d = 1$ – котлоагрегат включен, а при $0 < d = e << 1$ – котлоагрегат выключен);

t^{in} – температура воздуха на входе в дутьевые вентиляторы;

$\overline{f}$ – зависимость К.П.Д. котлоагрегата от его паропроизводительности, входной энтальпии питательной воды и входной температуры воздуха в дутьевые вентиляторы;

B^{in} – внутренний расход топлива;

B^{out} – внешний расход топлива;

D^{in} – внутренняя паропроизводительность котлоагрегата;

D^{out} – внешняя паропроизводительность котлоагрегата;

$D_{\min}$ – минимальная паропроизводительность котлоагрегата;

$D_{\max}$ – максимальная паропроизводительность котлоагрегата;

h_{op} – энтальпия острого пара;

h_{pv} – энтальпия питательной воды;

α – доля непрерывной продувки;

$h'(p_{pv})$ – энтальпия воды на линии насыщения при давлении питательной воды;

Q_H^P – низшая теплота сгорания топлива;

η – К.П.Д. котлоагрегата.

2.1.3. Математическое моделирование паровых турбин

Поскольку теплофикационные паровые турбины связаны с другими элементами существенно большим числом технологических связей, чем паровой котел, то для их моделирования подход, основанный на формировании упрощенных зависимостей, построенных на основе расчетов по подробным моделям, не применим из-за необходимости построения таких зависимостей от слишком большого числа параметров. Поэтому приходится в математической модели ТЭЦ непосредственно использовать подробные модели паротурбинных установок. Эти модели учитывают технологическую схему турбоустановки и включают такие элементы, как отсеки паровой турбины, конденсаторы, регенеративные подогреватели высокого и низкого давлений и др. Модель турбоустановки оформляется в виде подпрограммы (на языке программирования «Фортран»), внутри которой осуществляется поверочный расчет турбины. Кроме того, в модель входят ограничения-неравенства на расход острого пара, расходы пара из регулируемых отборов, электрическую мощность турбогенератора и др., а также вспомогательный параметр, определяющий состояние турбины. В общем виде модель турбины с двумя отборами типа «Т» имеет следующий вид.

$$\begin{pmatrix} G_p^{in} \\ h_f^{''} \\ p_f^{''} \\ G_k^{in} \\ h_k^{''} \\ p_k^{''} \\ G_l^{in} \\ h_c^{''} \\ p_c^{''} \\ h_w^{''} \\ p_w^{''} \\ h_s^{''} \\ p_s^{''} \\ h_x^{''} \\ p_x^{''} \\ p_{kond} \\ h_{kond} \\ N_t^{in} \\ N_s^{in} \end{pmatrix} = \phi \begin{pmatrix} h_p^{'} \\ p_p^{'} \\ G_x^{in} \\ h_x^{'} \\ p_x^{'} \\ G_s^{in} \\ h_s^{'} \\ p_s^{'} \\ G_f^{in} \\ h_f^{'} \\ p_f^{'} \\ G_w^{in} \\ h_w^{'} \\ p_w^{'} \\ G_c^{''\,\mathrm{in}} \\ h_l^{'} \\ p_l^{'} \\ G_{kond}^{in} \\ p_{diaf} \end{pmatrix}, \qquad (2.9)$$

где ϕ – векторная функция, осуществляющая определение информационно-выходных (19 штук) параметров по информационно-входным (19 штук),

где G_p^{in} – расход острого пара;

$h_f^{''}$ – энтальпия питательной воды на выходе из турбины;

$p_f^{''}$ – давление питательной воды на выходе из турбины;

G_k^{in} – расход конденсата на деаэратор питательной воды;

$h_k^{''}$ – энтальпия конденсата на деаэратор питательной воды на выходе из турбины;

$p_k^{''}$ – давление конденсата на деаэратор питательной воды на выходе из турбины;

G_l^{in} – расход подпитки основного цикла;

$h_c^{''}$ – энтальпия основного конденсата на выходе из турбины;

$p_c^{''}$ – давление основного конденсата на выходе из турбины;

$h_w^{''}$ – энтальпия сетевой воды на выходе из сетевых подогревателей турбины;

$p_w^{''}$ – давление сетевой воды на выходе из сетевых подогревателей турбины;

$h_s^{''}$ – энтальпия воды встроенного пучка на выходе из конденсатора;

$p_s^{''}$ – давление воды встроенного пучка на выходе из конденсатора;

$h_x^{''}$ – энтальпия циркуляционной воды на выходе из конденсатора;

$p_x^{''}$ – давление циркуляционной воды на выходе из конденсатора;

p_{kond} – давление в конденсаторе;

h_{kond} – энтальпия основного конденсата после конденсатора;

N_t^{in} – полная электрическая мощность турбины;

N_s^{in} – мощность собственных нужд.

$h_p^{'}$ – энтальпия острого пара на входе в турбину;

$p_p^{'}$ – давление острого пара на входе в турбину;

G_x^{in} – расход циркуляционной воды;

$h_x^{'}$ – энтальпия циркуляционной воды на входе в конденсатор;

$p_x^{'}$ – давление циркуляционной воды на входе в конденсатор;

G_s^{in} – расход воды через встроенный пучок конденсатора;

$h_s^{'}$ – энтальпия воды встроенного пучка на входе в конденсатор;

$p_s^{'}$ – давление воды встроенного пучка на входе в конденсатор;

G_f^{in} – расход питательной воды через турбину;

$h_f^{'}$ – энтальпия питательной воды на входе в турбину;

$p_f^{'}$ – давление питательной воды на входе в турбину;

G_w^{in} – расход сетевой воды через сетевые подогреватели турбины;

$h_w^{'}$ – энтальпия сетевой воды перед сетевыми подогревателями турбины;

$p_w^{'}$ – давление сетевой воды перед сетевыми подогревателями турбины;

$G_c^{''\,\mathrm{in}}$ – расход основного конденсата на выходе из турбины;

$h_l^{'}$ – энтальпия подпиточной воды на входе в турбину;

$p_l^{'}$ – давление подпиточной воды на входе в турбину;

G_{kond}^{in} – расход пара в конденсатор;

p_{diaf} – давление на регулирующей диафрагме.

Определение функции ϕ сводится к решению системы нелинейных алгебраических и трансцендентных уравнений методами Ньютона или Зейделя. Экстенсивные параметры смежных элементов технологической схемы и «внутренние» параметры турбины связываются следующими соотношениями (надстрочным индексом “*out*” обозначаются параметры смежных элементов, а “*in*” – внутренние параметры).

$$G_x^{in} = G_x^{out} / d \,, \tag{2.10}$$

$$G_s^{in} = G_s^{out} / d \,, \tag{2.11}$$

$$G_f^{in} = G_f^{out} / d \,, \tag{2.12}$$

$$G_w^{in} = G_w^{out} / d \,, \tag{2.13}$$

$$G_{kond}^{in} = G_{kond}^{out} / d \,, \tag{2.14}$$

$$G_p^{out} = G_p^{in} \cdot d \,, \tag{2.15}$$

$$G_k^{out} = G_k^{in} \cdot d, \quad (2.16)$$

$$G_l^{out} = G_l^{in} \cdot d, \quad (2.17)$$

$$N_t^{out} = N_t^{in} \cdot d, \quad (2.18)$$

$$N_s^{out} = N_s^{in} \cdot d. \quad (2.19)$$

2.2. Подход к формированию ценовой заявки при планировании режимов работы ТЭЦ на РСВ

Ценовая заявка для РСВ формируется, исходя из заданного состава работающего оборудования ТЭЦ, который определяется и подается СО за двое суток до наступления периода выработки электроэнергии. Указанная ценовая заявка обеспечивает участие в торгах на операционные сутки (Х). Особенностью планирования режимов работы ТЭЦ при участии на РСВ является подача ценовой заявки ежедневно в сутки (Х-1), то есть за один день до наступления периода выработки электроэнергии. Ценовая заявка состоит из трех ступеней, в каждой из которых указывается величина мощности ТЭЦ, а в двух – цена, по которой электростанция готова будет выработать заявленное количество электроэнергии. Ступени ценовой заявки имеют свои особенности:

– 1-ая ступень, называемая «ценопринимающей», означает готовность выработки заявленного количества электроэнергии в обязательном порядке вне зависимости от цены электроэнергии, сложившейся на ОРЭМ. Мощность этой ступени определяется как минимальная электрическая мощность ТЭЦ (при заданном составе включенного основного оборудования), при которой гарантируется полное обеспечение потребителей тепловой энергией;

– 2-ая ступень формируется, исходя из условия максимальной электрической мощности ТЭЦ при полном обеспечении нагрузок тепловых

потребителей и минимально-возможном суммарном сбросе тепла в системы отвода тепла от конденсаторов турбин (теплофикационный режим);

– 3-я ступень соответствует максимально возможной электрической мощности ТЭЦ с учетом включенного состава основного оборудования и полного обеспечения нагрузок тепловых потребителей, в том числе при суммарном отводе тепла в окружающую среду от конденсаторов большем, чем минимально-возможный (конденсационный режим).

Для каждой ступени ценовой заявки, помимо электрической мощности ТЭЦ, в результате расчета определяется расход топлива (или топливные издержки), по которому можно определить топливную составляющую себестоимости электроэнергии с учетом распределения топлива между теплом и электроэнергией [54]. Затем, учитывая минимальную (заданную) норму прибыли, можно определить наименьшую цену, по которой электростанция готова будет выработать заявленное количество электроэнергии.

Для подачи максимально эффективной ценовой заявки на РСВ предлагается решать последовательно следующие задачи:

1) минимизации электрической мощности ТЭЦ (Задача 1-III и 1-I). На основе решения данной задачи получаем мощность первой ступени ценовой заявки, используемую для торгов на РСВ (N_{st1});

2) максимизации электрической мощности ТЭЦ в теплофикационном режиме (Задачи 1-VI, 1-VII и 1-I). В результате последовательного решения указанных задач определяется мощность второй (теплофикационной) ступени ценовой заявки, используемая для торгов на РСВ (N_{st2});

3) максимизации электрической мощности ТЭЦ (Задача 1-IV и 1-I). В результате получаем мощность третьей (конденсационной) ступени для окончательного формирования эффективной заявки на РСВ (N_{st3}).

На каждом этапе после определения мощностей каждой ступени решается задача 1-I (минимизации расхода топлива котлами) с заданными значениями электрической мощности, равными $N_{st1}, N_{st2}, N_{st3}$, соответственно.

В результате определяются минимальные расходы топлива B_{st1}, B_{st2} и B_{st3} для трех ступеней мощности. При сжигании на ТЭЦ различных видов топлива определяются суммарные топливные издержки Z_{st1}, Z_{st2}, Z_{st3}. Ценовые заявки для второй и третьей ступеней мощности определяются из выражений:

$$C_{st\,i}^{ee} = \frac{B_{st\,i} \cdot C^{T} \cdot \alpha^{ee}(N_{st\,i}, Q_1, .., Q_s) \cdot (1 + \alpha_{pr}^{nor})}{N_{st\,i}}, i = 2,3, \qquad (2.20)$$

где индекс i – ступень ценовой заявки РСВ;

$C_{st\,i}^{ee}$ – цена электроэнергии;

$B_{st\,i}$ – расход топлива ТЭЦ;

C^{T} – цена тонны условного топлива;

$N_{st\,i}$ – электрическая мощность ТЭЦ;

α^{ee} – доля расхода топлива на выработку электроэнергии (определяется тем же методом, который используется при определении тарифа на тепло);

α_{pr}^{nor} – минимальная норма прибыли, при которой электростанция готова поставлять (вырабатывать) электроэнергию.

Если формирование ценовой заявки на РСВ сводится к решению ряда задач оптимизации непрерывных параметров режима работы, которые были сформулированы и решались еще в условиях централизованного управления, то оценка ожидаемого экономического эффекта от функционирования ТЭЦ на РСВ требует учета особенностей работы в условиях ОРЭМ. Это неопределенность цены электроэнергии, которая сформируется на РСВ через сутки после подачи заявки и обусловленная этим неопределенность электрической мощности ТЭЦ.

Мощность ТЭЦ на РСВ (N^{RSV}) будет зависеть от цены РСВ (C^{RSV}). Если C^{RSV} будет не меньше, чем C_{st3}, то ТЭЦ будет нести максимально-возможную

электрическую нагрузку (N_{st3}). Если C^{RSV} будет меньше, чем C_{st3}, но не меньше, чем C_{st2}, то станция будет нести электрическую нагрузку равную N_{st2}. В противном случае нагрузка ТЭЦ будет минимально-возможной (N_{st1}). Указанные правила назначения N_{RSV} определяются системой логических условий.

$$N^{RSV} = \begin{cases} N_{st3},\ C_{st3} \le C^{RSV}, \\ N_{st2},\ C_{st3} > C^{RSV} \ge C_{st2}, \\ N_{st1},\ C_{st2} > C^{RSV}. \end{cases} \qquad (2.21)$$

На основе анализа статистических данных, либо на основе прогнозных исследований ОРЭМ, для соответствующей группы точек поставки, к которым относится рассматриваемая ТЭЦ, может быть определена вероятность реализации различных значений N^{RSV}. В результате будут получены вероятности P_1, P_2, ... , P_n, соответствующие различным значениям цены РСВ – C_1^{RSV}, C_2^{RSV}... C_n^{RSV}, где n – максимально-возможная цена РСВ на основе статистических данных, либо прогнозных исследований.

При этом должны выполняться условия:

$$0 \le P_i \le 1,\ i = 1...n, \qquad (2.22)$$

$$\sum_{i=1}^{n} P_i = 1. \qquad (2.23)$$

Отметим, что задача прогнозирования цены электроэнергии на РСВ в настоящей работе не рассматривается. При различных ценах РСВ на ТЭЦ будет производиться различное количество электроэнергии, определяемое условием (2.21). В общем виде можно считать, что цене C_i^{RSV} соответствует мощность ТЭЦ, равная N_i^{RSV}, и расход топлива, равный B_i. При заданной цене топлива C^T математическое ожидание прибыли, связанное с нормальной эксплуатацией ТЭЦ ($M\,\mathrm{Pr}^{ne}$) на некотором временном интервале, определяется из выражения:

$$M\,\mathrm{Pr}^{ne} = \left[\sum_{i=1}^{n}(N_i^{RSV}\cdot C_i^{RSV} - B_i\cdot C^T\cdot\alpha_i^{ee})\cdot P_i\right]\cdot T\,, \qquad (2.24)$$

где T – продолжительность временного интервала,

N_i^{RSV} – электрическая мощность ТЭЦ при цене C_i^{RSV};

B_i – расход топлива при i-й цене;

α_i^{ee} – доля расхода топлива на выработку электрической энергии при i-й цене РСВ (зависит от тепловой и электрической нагрузок ТЭЦ). В работе эта доля определяется согласно действующей методике распределения топлива между теплом и электроэнергией.

Если тариф на тепло фиксирован заранее, то $M\,\mathrm{Pr}^{ne}$ определяется из выражения.

$$M\,\mathrm{Pr}^{ne} = \left[\sum_{i=1}^{n}(N_i^{RSV}\cdot C_i^{RSV} - B_i\cdot C_r^T)\cdot P_i + \sum_{r=1}^{R}Q_r\cdot C_r^{tep}\right]\cdot T\,, \qquad (2.25)$$

где Q_r – отпуск тепла r -ому потребителю;

C_r^T – топливная составляющая тарифа r -ого потребителя тепла;

C_r^{tep} – цена, по которой приобретает тепло r -ый потребитель;

R – количество потребителей тепловой энергии.

Если на ТЭЦ сжигаются различные виды топлива, то математическое ожидание прибыли определяется из выражения, включающего топливные издержки:

$$M\,\mathrm{Pr}^{ne} = \left[\sum_{i=1}^{n}(N_i^{RSV}\cdot C_i^{RSV} - Z_i\cdot\alpha_i^{ee})\cdot P_i\right]\cdot T\,, \qquad (2.26)$$

Математическое ожидание мощности ТЭЦ на РСВ определяется, как:

$$N^M = \sum_{i=1}^{n} N_i^{RSV}\cdot P_i\,, \qquad (2.27)$$

а математическое ожидание расхода топлива, как:

$$B^M = \sum_{i=1}^{n} B_i\cdot P_i\,. \qquad (2.28)$$

Величины N^M и B^M могут использоваться при расчете потребности в топливе и планировании работы энергосистемы, а $M\Pr^{ne}$ для сопоставления эффективности различных вариантов состава работающего оборудования.

На Рисунке 2.1 изображена схема алгоритма расчета математического ожидания прибыли при формировании ценовой заявки на РСВ. Обозначения на Рисунке 2.1 соответствуют обозначениям, используемым в приведенном ранее описании метода.

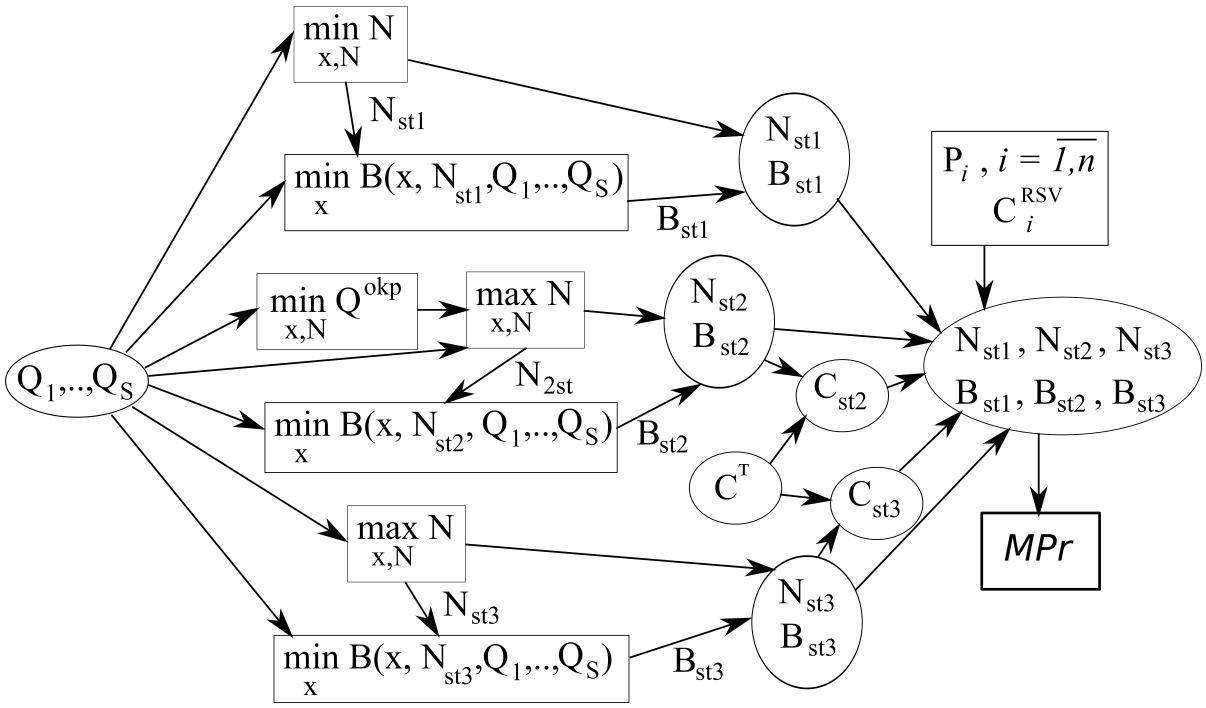

Рисунок 2.1. Схема алгоритма расчета математического ожидания прибыли при формировании ценовой заявки на РСВ.

2.3. Постановка задачи оптимизации дополнительной прибыли ТЭЦ при работе на БР

На БР (в сутки X, то есть в текущие сутки) производится корректировка графика выработки электроэнергии, обусловленного результатом расчетов на РСВ. Изменение ранее спланированного и рассчитанного графика происходит вследствие уточнения температуры наружного воздуха, а значит и изменения

тепловых нагрузок потребителей относительно прогнозных, корректировкой состава включенного основного оборудования на всех электростанциях и работающих линий электропередачи энергосистемы по причине аварийных ситуаций и возможных системных ограничений на передачу электроэнергии.

В связи с этим предусмотрена возможность корректировки графика электрической нагрузки участником рынка посредством подачи оперативной ценопринимающей заявки (ОЦПЗ):

– «на увеличение», позволяющая максимизировать прибыль за счет дополнительной выработки по цене выше себестоимости (с учетом нормы прибыли участника рынка);

– «на уменьшение», позволяющая минимизировать убытки за счет снижения производства электроэнергии по цене ниже себестоимости.

Для оценки прибыли ТЭЦ на БР, напрямую связанной с изменением цены электроэнергии на БР (Индикатор БР), необходимо решение задачи максимизации прибыли (описанной далее в текущем разделе).

Решение задачи максимизации прибыли на БР можно получить, имея математическую модель исследуемой ТЭЦ, адекватно учитывающую существующее состояние основного теплоэнергетического оборудования станции [52, 53, 110].

Для максимизации прибыли электростанции в случае высокого Индикатора БР выгодно увеличивать выработку на конденсационном цикле по сравнению с базовым режимом и производить такое дополнительное количество электроэнергии, при котором дополнительная прибыль, обусловленная дополнительной выработкой электроэнергии, достигает максимального значения. При этом норма дополнительной прибыли должна быть не ниже заданного значения. Решение такой задачи требует оперативного определения топливной составляющей себестоимости электроэнергии при увеличении электрической нагрузки и фиксированных тепловых нагрузках электростанции. При этом получаемый режим работы должен обеспечивать минимальное число

перераспределений нагрузок для быстрого к нему перехода, а в случае изменения ситуации на ОРЭМ – восстановления базового режима. Любые инициативы на БР могут быть отклонены СО, более того, в случае одобрения изменения режима работы со стороны СО, в любое время, может быть выдвинуто требование вернуться в режим, определенный на РСВ.

Особенности задачи оптимизации режима работы ТЭЦ на БР состоят в следующем:

– АТС дает прогноз цены и загрузки;

– известен базовый режим работы ТЭЦ на РСВ – с той же тепловой нагрузкой, но меньшей мощностью.

В силу этого цену электроэнергии можно считать заданной детерминировано (в отличие от РСВ). Наличие известного расхода топлива в базовом режиме позволяет оценить прирост прибыли ТЭЦ от дополнительной выработки электроэнергии, не решая задачу распределения топливных издержек между теплом и электроэнергией. С учетом сказанного критерием оптимизации на БР является максимум дополнительной прибыли от дополнительного прироста мощности (по сравнению с базовым режимом).

Задача сводится к выбору оптимальной дополнительной электрической загрузки ТЭЦ с учетом прогнозного Индикатора БР.

Математическая постановка задачи имеет следующий вид:

$$\max_{x,N} \Pr^{BR}, \tag{2.29}$$

при следующих условиях:

$$G(x, Q_{1\,b}, \ldots, Q_{s\,b}, N) \geq 0, \tag{2.30}$$

$$x \in E_k, \tag{2.31}$$

$$\frac{IBR \cdot \left(N - N_b\right)}{C^T \cdot \left(B - B_b\right)} - 1 \geq \alpha_{pr}^{nor}, \tag{2.32}$$

$$N_b < N \leq \overline{N}, \tag{2.33}$$

$$\underline{x_i} \le x_i \le \overline{x_i}, \quad i = 1,..,K\,, \tag{2.34}$$

$$B = \varphi(x, Q_1, ..., Q_s, N)\,, \tag{2.35}$$

$$\Pr^{BR} = IBR \cdot \left(N - N_b\right) - \left(B - B_b\right) \cdot C^T, \tag{2.36}$$

где x – вектор независимых оптимизируемых параметров (расходы пара в конденсаторы турбин и пара из регулируемых отборов турбин, давление перед регулирующими диафрагмами турбин и др.);

B – суммарный расход топлива ТЭЦ;

φ – функция, определяющая расход топлива в зависимости от других параметров задачи;

$\Pr^{BR}$ – прибыль электростанции на БР;

IBR – Индикатор БР;

подстрочным индексом b обозначаются соответствующие параметры в базовом режиме.

2.4. Метод определения оптимального состава включенного основного оборудования ТЭЦ с учетом динамики тепловой нагрузки и затрат на пуски

Для многих ТЭЦ характерно изменение тепловых и электрических нагрузок в течение суток, а также в недельном разрезе. Зачастую изменение нагрузки не может быть обеспечено лишь изменением загрузки работающих агрегатов, но требует и изменения состава оборудования в течение суток или в течение недели.

Выбор оптимального состава работающего оборудования для покрытия действующих тепловых и электрических нагрузок является одной из основных задач при оперативном управлении режимами работы ТЭЦ. Такая задача возникает при значительных изменениях нагрузок и в случае вывода оборудования в аварийный или плановый ремонты. Кроме того, подобные

задачи необходимо решать при выборе состава основного оборудования новых и модернизации или расширении действующих ТЭЦ, когда нужно проводить оптимизационные расчеты режимов работы при различных нагрузках, характерных для отопительного и неотопительного периодов.

Существенным для задачи выбора состава включенного оборудования является учет технологического минимума паропроизводительности котлов. В настоящей работе величина технологического минимума для всех котлоагрегатов составляет 50% от их номинальной паропроизводительности.

Пуски котлов и турбин ТЭЦ, необходимые для изменения включенного состава основного оборудования, требуют дополнительных затрат топлива и электроэнергии, поэтому данные затраты необходимо учитывать и зачастую они являются определяющими при оценке целесообразности сохранения или изменения состава работающего оборудования. Кроме того, затраты на пуски оборудования зависят от времени его простоя, что также следует принимать во внимание. Существуют работы, в которых выбор оптимального состава включенного оборудования рассматривается без учета пусковых затрат (в предположении продолжительной работы ТЭЦ при постоянных условиях) [44, 48, 51].

Рассмотрение вопросов выбора оптимального состава основного оборудования ТЭЦ с учетом динамики нагрузок и затрат на пуски в работах, выполненных как у нас в стране, так и за рубежом, диссертанту неизвестно. Далее предлагается оригинальный подход к решению этой задачи, разработанный диссертантом совместно с к.т.н. Максимовым А.С.

Содержательная постановка задачи оптимизации состава работающего оборудования может быть сформулирована следующим образом.

Задан расчетный период времени (как правило, несколько суток). Период делится на временные интервалы. Обычно длина таких интервалов 8, 12 или 24 часа. Для каждого временного интервала заданы тепловые нагрузки внешних потребителей ТЭЦ. Принято, что в течение одного интервала не меняются:

тепловая нагрузка потребителей; состав работающего оборудования; распределение тепловых и электрических нагрузок между оборудованием. Изменение указанных характеристик происходит на границах между интервалами времени. На интервале времени, предшествующем расчетному периоду (нулевой интервал), задан состав работающих агрегатов. Для неработающих, но работоспособных агрегатов задается время простоя с момента последнего останова до начала расчетного периода. На протяжении расчетного периода возможно изменение состава работоспособных агрегатов (в связи с выводом агрегатов в ремонты или их вводами из ремонтов). Поэтому для каждого временного интервала расчетного периода задается состав работоспособного оборудования. В общем случае для каждого интервала задаются вероятности реализации различных значений цены электроэнергии на РСВ, а также цены на топливо, необходимые для определения математического ожидания прибыли (см. раздел 2.2). В дальнейшем для простоты изложения будем считать, что вероятности реализации для всех интервалов расчетного периода одинаковы.

Требуется найти такие составы работающего оборудования ТЭЦ для каждого временного интервала, которые с учетом ожидаемой прибыли при нормальной эксплуатации за вычетом пусковых затрат обеспечат максимальную суммарную ожидаемую прибыль ТЭЦ на РСВ за расчетный период. При этом для каждого периода работы оптимальных составов оборудования производится оптимизация непрерывно-изменяющихся параметров режима работы.

Необходимыми условиями применения излагаемого далее метода оптимизации являются следующие требования:

а) с момента решения задач оптимизации состава оборудования до начала расчетного периода имеется достаточно времени для выполнения пусковых операций по включению в работу (в начальный момент первого интервала расчетного периода) любого агрегата, находящегося в простое в течение нулевого временного интервала;

б) любой агрегат, выключенный из работы в начальный момент некоторого интервала расчетного периода, может быть включен в работу в начальный момент любого последующего интервала расчетного периода.

Соблюдение этих требований гарантирует, что на любом временном интервале может работать любое допустимое (т.е. обеспечивающее тепловые нагрузки) сочетание работоспособных агрегатов (котлов и турбин) ТЭЦ вне зависимости от того, какие работоспособные агрегаты находятся в простое на предыдущем временном интервале, и какова продолжительность этих простоев.

При разработке излагаемого далее метода оптимизации состава работающего оборудования ТЭЦ с учетом динамики тепловых нагрузок и работы в условиях ОРЭМ учитывалась следующая особенность решаемых задач.

На каждом временном интервале может возникнуть необходимость рассмотрения десятков и даже сотен вариантов состава работающего основного оборудования. Если для всех этих вариантов решать нелинейные задачи оптимизации для выбора трех ступеней мощности на РСВ (задачи 1-I – 1-VII), необходимые для расчета математического ожидания прибыли, то это потребует неприемлемо большого расхода вычислительных ресурсов.

Эффективный способ преодоления данных трудностей был предложен в ранее выполненной работе ИСЭМ СО РАН [45]. Он основан на линеаризации целевой функции и ограничений-неравенств исходных нелинейных задач в некоторых точках и решении линеаризованных задач. Из теории математического программирования известно [105], что если линеаризовать целевую функцию и ограничения-неравенства в задаче выпуклого программирования, то решение линеаризованной задачи, то есть задачи линейного программирования (ЛП), будет всегда не «хуже», чем в задаче нелинейного программирования (НЛП). Если решается задача минимизации, то оптимальное значение целевой функции линейной задачи будет не выше, чем у нелинейной задачи. А если максимизации, то не ниже, чем у нелинейной. Кроме того, если линейная задача не имеет допустимого решения, то его не будет и у

нелинейной задачи. Следует заметить, что математическое ожидание прибыли, определенное из (2.24) или (2.25), в случае определения мощностей или расходов топлива ТЭЦ на основе решения линеаризованных задач будет всегда не меньше, чем определенное на основе решения точных задач НЛП. Это объясняется тем, что в линейных моделях будут получаться меньшие расходы топлива, чем в нелинейных, меньшие мощности ТЭЦ у 1-ой ступени, как правило, приносящей убыток, и большие мощности ТЭЦ у 2-ой и 3-ей ступеней ценовой заявки РСВ, как правило, приносящих прибыли.

Из указанного соотношения решений задач НЛП и линеаризованных задач вытекает следующее важное свойство – если у некоторого варианта состава оборудования математическое ожидание прибыли, определенное при решении задач НЛП, выше, чем математическое ожидание прибыли у других вариантов, определенное при решении линеаризованных задач, то это соотношение сохранится и при определении математического ожидания прибыли указанных вариантов при использовании НЛП. Это позволяет значительную часть вариантов отсеять как заведомо неоптимальных, не решая для них ресурсоемкие задачи НЛП. Аналогично, если задачи ЛП некоторых вариантов не имеют допустимых решений, то и задачи НЛП тех же вариантов решений заведомо не имеют, и решать их не требуется.

Для использования данного приема линеаризацию необходимо проводить как по непрерывно-изменяющимся параметрам режима, так и по вспомогательным параметрам, задающим состояние агрегата.

Следует отметить, что использование линеаризованных задач оптимизации вместо нелинейных тем эффективнее, чем ближе находятся решения линейных задач к решениям нелинейных, причем такая близость определяется точкой, в которой проводится линеаризация.

Опыт использования данного подхода показал, что хороший результат получается, когда в качестве точки линеаризации принимается точка, являющаяся решением нелинейной оптимизационной задачи, в которой в

качестве оптимизируемых параметров используются как непрерывные параметры режима, так и непрерывные вспомогательные параметры, определяющие число элементов.

На использовании указанных принципов базируется подход, разработанный в ИСЭМ СО РАН [45]. Он предназначен для выбора состава оборудования на неограниченном по продолжительности расчетном периоде, состоящем из одного временного интервала. В качестве целевой функции рассматриваются топливные издержки нормальной эксплуатации при заданных тепловых и электрических нагрузках потребителей. Пусковые затраты не учитываются.

Рассматриваемый в настоящей работе метод оптимизации состава оборудования учитывает работу ТЭЦ на РСВ и в качестве критерия оптимизации использует математическое ожидание прибыли от продажи электроэнергии на РСВ за расчетный период, позволяет учесть разные значения тепловых нагрузок ТЭЦ на различных временных интервалах расчетного периода и пусковые затраты на ввод в работу остановленных ранее агрегатов.

Особенностью метода является многократное решение задачи динамического программирования, с использованием которой осуществляется выбор оптимальных составов оборудования на всех временных интервалах расчетного периода (оптимальная траектория), что позволяет учесть динамику нагрузок при оптимизации.

Метод оптимизации состава работающего оборудования в динамике включает следующие этапы.

1. Решение задач нелинейной оптимизации, необходимых для расчетов математического ожидания прибыли при нормальной эксплуатации на всех временных интервалах расчетного периода. В качестве непрерывных оптимизируемых параметров выступают как параметры режима, так и вспомогательные параметры, определяющие состав работающего оборудования.

2. В точках решений нелинейных задач оптимизации производится линеаризация целевых функций и ограничений-неравенств для всех задач, решаемых на первом этапе по параметрам режима и вспомогательным параметрам, определяющим состав работающего оборудования.

3. Для всех возможных сочетаний состава работающего оборудования (то есть всех возможных сочетаний значений вспомогательных параметров) решаются линеаризованные задачи оптимизации режима работы, при этом вспомогательные параметры исключаются из состава оптимизируемых. Для сочетания вспомогательных параметров, имеющих допустимые решения, определяется математическое ожидание прибыли при нормальной эксплуатации на соответствующем временном интервале расчетного периода. В результате для каждого временного интервала формируется множество допустимых вариантов состава работающего основного оборудования и множество математических ожиданий прибыли этих вариантов при нормальной эксплуатации, определенных на основе решения линеаризованных задач.

4. Решается задача динамического программирования по определению оптимального состава работающего оборудования на каждом временном интервале (оптимальная траектория). В качестве целевой функции выступает сумма математических ожиданий прибыли на всех временных интервалах за вычетом суммарных затрат на пуски, проходящие на протяжении расчетного периода.

5. Проверяется, есть ли среди оптимальных вариантов всех временных интервалов такие, для которых математическое ожидание прибыли определялось на основе линеаризованных задач, а не на основе точных нелинейных задач. При первом решении задачи динамического программирования этому условию отвечают все оптимальные варианты. Если таких вариантов нет, то задача решена, переход на пункт 7. В противном случае переход на пункт 6.

6. Ищется временной интервал с наименьшим номером, для которого вариант работающего оборудования, входящего в оптимальную траекторию,

рассчитывался по линейным задачам и не рассчитывался по нелинейным. Для этого временного интервала и для этого варианта работающего оборудования решаются необходимые для определения математического ожидания прибыли задачи НЛП. Если хотя бы одна из задач не имеет допустимого решения, то вариант исключается из числа допустимых. В противном случае уточняется соответствующее этому временному интервалу множество математических ожиданий прибыли. У данного варианта математическое ожидание прибыли, определенное на основе линеаризованных задач, заменяется на математическое ожидание, определенное на основе точных нелинейных задач. Переход на пункт 4.

7. Выход.

Далее дается подробное математическое описание задач, решаемых на различных этапах метода оптимизации.

1) Для каждого t -ого временного интервала расчетного периода (t изменяется от 1 до T) решаются следующие задачи НЛП с непрерывными оптимизируемыми параметрами (цель решения этих задач – найти «подходящие» точки для линеаризации). Эти задачи от рассмотренных ранее задач (1-I – 1-IV) отличаются тем, что в них в состав оптимизируемых параметров добавляется вектор вспомогательных параметров d и вводятся ограничения на изменение его компонент $e \le d_t \le 1$.

Для определения электрической мощности и расхода топлива для I-ой ступени мощности ценовой заявки последовательно решаются две задачи.

Задача 2-I.

$$\min_{x_t, d_t, N_t} N_t , \tag{2.37}$$

при условиях:

$$G(x_t, d_t, N_t, Q_{1_t}, .., Q_{s_t}, \xi_t) \ge 0 , \tag{2.38}$$

$$\underline{x_t} \le x_t \le \overline{x_t} , \tag{2.39}$$

$$\underline{N_t} \le N_t \le \overline{N_t}\,, \tag{2.40}$$

$$e \le d_t \le 1. \tag{2.41}$$

Оптимизируемые параметры в точке решения задачи 2-I обозначим через (x_t^I, d_t^I, N_t^I). Назовем данную точку точкой I.

В этой задаче использованы следующие обозначения:

d_t – вектор вспомогательных параметров, задающих состав оборудования (1 – включен; e – выключен);

подстрочным индексом t обозначаются параметры, относящиеся к t -ому временному интервалу.

Задача 2-II.

$$\min_{x_t, d_t} B_t(x_t, d_t, N_t^I, Q_{1_t}, .., Q_{s_t}, \xi_t), \tag{2.42}$$

при условиях:

$$G(x_t, d_t, N_t^I, Q_{1_t}, .., Q_{s_t}, \xi_t) \ge 0\,, \tag{2.43}$$

$$\underline{x_t} \le x_t \le \overline{x_t}\,, \tag{2.44}$$

$$e \le d_t \le 1. \tag{2.45}$$

Параметры второй задачи в точке решения обозначим через (x_t^{II}, d_t^{II}, N_t^I) – точка II.

Для определения электрической мощности и расхода топлива для II-ой ступени мощности ценовой заявки последовательно решаются три задачи. Мощность ТЭЦ при решении этой задачи та же, что и в точке I.

Задача 2-III.

$$\min_{x_t, d_t, N_t} Q_t^{окр}(x_t, d_t, N_t, Q_{1_t}, .., Q_{s_t}, \xi_t)\,, \tag{2.46}$$

при условиях:

$$G(x_t, d_t, N_t, Q_{1_t}, .., Q_{s_t}, \xi_t) \ge 0\,, \tag{2.47}$$

$$\underline{x_t} \le x_t \le \overline{x_t}\,, \tag{2.48}$$

$$e \le d_t \le 1, \tag{2.49}$$

$$\underline{N_t} \le N_t \le \overline{N_t}\,. \qquad (2.50)$$

Параметры третьей задачи в точке ее решения обозначим через (x_t^{III}, d_t^{III}, N_t^{III}, $Q_t^{okp^{III}}$) – точка III.

Задача 2-IV.

$$\max_{x_t, d_t, N_t} N_t, \qquad (2.51)$$

при условиях:

$$G(x_t, d_t, N_t, Q_{1_t}, .., Q_{s_t}, \xi_t) \ge 0, \qquad (2.52)$$

$$Q_t^{okp}(x_t, d_t, N_t, Q_{1_t}, .., Q_{s_t}, \xi_t) = Q_t^{okp^{III}}, \qquad (2.53)$$

$$\underline{x_t} \le x_t \le \overline{x_t}, \qquad (2.54)$$

$$e \le d_t \le 1, \qquad (2.55)$$

$$\underline{N_t} \le N_t \le \overline{N_t}\,. \qquad (2.56)$$

Обозначим параметры в точке решения этой задачи через (x_t^{IV}, d_t^{IV}, N_t^{IV}, $Q_t^{okp^{III}}$) – точка IV.

Задача 2-V решается при мощности N_t^{IV} .

$$\min_{x_t, d_t} B_t(x_t, d_t, N_t^{IV}, Q_{1_t}, .., Q_{s_t}, \xi_t), \qquad (2.57)$$

при условиях:

$$G(x_t, d_t, N_t^{IV}, Q_{1_t}, .., Q_{s_t}, \xi_t) \ge 0, \qquad (2.58)$$

$$\underline{x_t} \le x_t \le \overline{x_t}, \qquad (2.59)$$

$$e \le d_t \le 1. \qquad (2.60)$$

Обозначим параметры этой задачи в точке ее решения через (x_t^V, d_t^V, N_t^{IV}) – точка V, а расход топлива через B_t^V.

Следует отметить, что ограничение на Q_t^{okp} в этой задаче можно не учитывать, поскольку при минимизации расхода топлива и фиксированной

мощности ТЭЦ эта величина примет минимальное значение и без введения специального условия.

Для определения электрической мощности и расхода топлива для III-ей ступени мощности ценовой заявки последовательно решаются следующие две задачи.

Задача 2-VI.

$$\max_{x_t, d_t, N_t} N_t, \tag{2.61}$$

при условиях:

$$G(x_t, d_t, N_t, Q_{1_t}, .., Q_{s_t}, \xi_t) \geq 0, \tag{2.62}$$

$$\underline{x_t} \leq x_t \leq \overline{x_t}, \tag{2.63}$$

$$e \leq d_t \leq 1, \tag{2.64}$$

$$\underline{N_t} \leq N_t \leq \overline{N_t}. \tag{2.65}$$

Обозначим оптимизируемые параметры в точке решения этой задачи через (x_t^{VI}, d_t^{VI}, N_t^{VI}) – точка VI.

Задача 2-VII.

$$\min_{x_t, d_t} B_t(x_t, d_t, N_t^{IV}, Q_{1_t}, ..., Q_{s_t}, \xi_t), \tag{2.66}$$

при условиях:

$$G(x_t, d_t, N_t^{VI}, Q_{1_t}, ..., Q_{s_t}, \xi_t) \geq 0, \tag{2.67}$$

$$\underline{x_t} \leq x_t \leq \overline{x_t}, \tag{2.68}$$

$$e \leq d_t \leq 1. \tag{2.69}$$

Обозначим оптимизируемые параметры в точке решения этой задачи через (x_t^{VII}, d_t^{VII}, N_t^{VI}) – точка VII, а расход топлива через B^{VII} .

2) Для каждого временного интервала расчетного периода в точках решения семи рассмотренных задач линеаризуются их целевые функции, ограничения-равенства и ограничения-неравенства. Для этого конечно-

разностным способом определяются частные производные указанных целевых функций и ограничений.

Формируются семь задач линейного программирования следующего вида. Заметим, что в этих задачах вспомогательные параметры d_t из состава оптимизируемых параметров исключаются.

Задача 2-LI.

$$\min_{x_t, N_t} N_t, \tag{2.70}$$

при условиях:

$$G^I + (\frac{\partial G}{\partial x_t})^I \cdot (x_t - x_t^I) + (\frac{\partial G}{\partial d_t})^I \cdot (d_t - d_t^I) + (\frac{\partial G}{\partial N_t})^I \cdot (N_t - N_t^I) \geq 0, \tag{2.71}$$

$$\underline{x_t} \leq x_t \leq \overline{x_t}, \tag{2.72}$$

$$\underline{N_t} \leq N_t \leq \overline{N_t}. \tag{2.73}$$

Обозначим мощность ТЭЦ в точке решения этой задачи через N_t^{LI}. Надстрочным индексом I обозначаются скалярные или векторные функции и их вектора или матрицы частных производных, определенные в точке I. Такой же принцип обозначения используется и для других точек.

Задача 2-LII (решается после решения задачи 2-LI).

$$\min_{x_t}[B_t = B_t^{II} + (\frac{\partial B_t}{\partial x_t})^{II} \cdot (x_t - x_t^{II}) + (\frac{\partial B_t}{\partial d_t})^{II} \cdot (d_t - d_t^{II}) + \\ + (\frac{\partial B_t}{\partial N_t})^{II} \cdot (N_t^{LI} - N_t^I)], \tag{2.74}$$

при условиях:

$$G^{II} + (\frac{\partial G}{\partial x_t})^{II} \cdot (x_t - x_t^{II}) + (\frac{\partial G}{\partial d_t})^{II} \cdot (d_t - d_t^{II}) + (\frac{\partial G}{\partial N_t})^{II} \cdot (N_t^{LI} - N_t^I) \geq 0, \tag{2.75}$$

$$\underline{x_t} \leq x_t \leq \overline{x_t}. \tag{2.76}$$

Обозначим расход топлива ТЭЦ в точке решения этой задачи через B_t^{LII}.

Мощность N_t^{LI} и расход топлива B_t^{LII} будут соответствовать первой ступени ценовой заявки для t -ого временного интервала расчетного периода и

состава работающего оборудования, определенного вектором d_t, при определении этих величин с использованием линеаризованных функций.

Задача 2-LIII.

$$\min_{x_t,N_t}[Q_t^{okp} = Q_t^{okp^{III}} + (\frac{\partial Q_t^{okp}}{\partial x_t})^{III} \cdot (x_t - x_t^{III}) + (\frac{\partial Q_t^{okp}}{\partial d_t})^{III} \cdot (d_t - d_t^{III}) +$$

$$+(\frac{\partial Q_t^{okp}}{\partial N_t})^{III} \cdot (N_t - N_t^{III})], \qquad (2.77)$$

при условиях:

$$G^{III} + (\frac{\partial G}{\partial x_t})^{III} \cdot (x_t - x_t^{III}) + (\frac{\partial G}{\partial d_t})^{III} \cdot (d_t - d_t^{III}) + (\frac{\partial G}{\partial N_t})^{III} \cdot (N_t - N_t^{III}) \geq 0, \qquad (2.78)$$

$$\underline{x_t} \leq x_t \leq \overline{x_t}, \qquad (2.79)$$

$$\underline{N_t} \leq N_t \leq \overline{N_t}. \qquad (2.80)$$

Обозначим расход тепла в точке решения задачи 2-LIII через $Q_t^{okp^{LIII}}$.

Задача 2-LIV (решается после решения задачи 2-LIII).

$$\min_{x_t,N_t} N_t, \qquad (2.81)$$

при условиях:

$$G^{IV} + (\frac{\partial G}{\partial x_t})^{IV} \cdot (x_t - x_t^{IV}) + (\frac{\partial G}{\partial d_t})^{IV} \cdot (d_t - d_t^{IV}) + (\frac{\partial G}{\partial N_t})^{IV} \cdot (N_t - N_t^{IV}) \geq 0, \qquad (2.82)$$

$$Q_t^{okp^{III}} + (\frac{\partial Q_t^{okp}}{\partial x_t})^{IV} \cdot (x_t - x_t^{IV}) + (\frac{\partial Q_t^{okp}}{\partial d_t})^{IV} \cdot (d_t - d_t^{IV}) +$$

$$+(\frac{\partial Q_t^{okp}}{\partial N_t})^{IV} \cdot (N_t - N_t^{IV}) = Q_t^{okp^{LIII}}, \qquad (2.83)$$

$$\underline{x_t} \leq x_t \leq \overline{x_t}, \qquad (2.84)$$

$$\underline{N_t} \leq N_t \leq \overline{N_t}. \qquad (2.85)$$

Обозначим мощность в точке решения этой задачи через N_t^{LIV}.

Задача 2-LV (решается после задач 2-LIII и 2-LIV).

$$\min_{x_t}[B_t = B_t^V + (\frac{\partial B_t}{\partial x_t})^V \cdot (x_t - x_t^V) + (\frac{\partial B_t}{\partial d_t})^V \cdot (d_t - d_t^V) +$$
$$+ (\frac{\partial B_t}{\partial N_t})^V \cdot (N_t^{LIV} - N_t^{IV})], \qquad (2.86)$$

при условиях:

$$G^V + (\frac{\partial G}{\partial x_t})^V \cdot (x_t - x_t^V) + (\frac{\partial G}{\partial d_t})^V \cdot (d_t - d_t^V) + (\frac{\partial G}{\partial N_t})^V \cdot (N_t^{LIV} - N_t^{IV}) \geq 0, \qquad (2.87)$$

$$\underline{x_t} \leq x_t \leq \overline{x_t}. \qquad (2.88)$$

Обозначим расход топлива ТЭЦ в точке решения этой задачи через B_t^{LV}.

Мощность N_t^{LIV} и расход топлива B_t^{LV} будут соответствовать второй ступени ценовой заявки на t -ом временном интервале расчетного периода для варианта работающего оборудования, задаваемого вектором d_t.

Задача 2-LVI.

$$\max_{x_t, N_t} N_t, \qquad (2.89)$$

при условиях:

$$G^{VI} + (\frac{\partial G}{\partial x_t})^{VI} \cdot (x_t - x_t^{VI}) + (\frac{\partial G}{\partial d_t})^{VI} \cdot (d_t - d_t^{VI}) + (\frac{\partial G}{\partial N_t})^{VI} \cdot (N_t - N_t^{VI}) \geq 0, \qquad (2.90)$$

$$\underline{x_t} \leq x_t \leq \overline{x_t}, \qquad (2.91)$$

$$\underline{N_t} \leq N_t \leq \overline{N_t}. \qquad (2.92)$$

Обозначим мощность ТЭЦ в точке решения этой задачи через N_t^{LIV}.

Задача 2-LVII (решается после решения задачи 2-LVI).

$$\min_{x_t}[B_t = B_t^{VII} + (\frac{\partial B_t}{\partial x_t})^{VII} \cdot (x_t - x_t^{VII}) + (\frac{\partial B_t}{\partial d_t})^{VII} \cdot (d_t - d_t^{VII}) +$$
$$+ (\frac{\partial B_t}{\partial N_t})^{VII} \cdot (N_t^{LVI} - N_t^{VI})], \qquad (2.93)$$

при условиях:

$$G^{VII} + (\frac{\partial G}{\partial x_t})^{VII} \cdot (x_t - x_t^{VII}) + (\frac{\partial G}{\partial d_t})^{VII} \cdot (d_t - d_t^{VII}) + (\frac{\partial G}{\partial N_t})^{VII} \cdot (N_t^{LVI} - N_t^{VI}) \geq 0, \qquad (2.94)$$

$$\underline{x_t} \le x_t \le \overline{x_t}. \qquad (2.95)$$

Обозначим расход топлива в точке решения этой задачи через B_t^{LVII} .

Мощность N_t^{LVI} и расход топлива B_t^{LVII} будут соответствовать третьей ступени ценовой заявки на t -ом временном интервале расчетного периода для варианта работающего оборудования, задаваемого вектором d_t .

3) Для каждого временного интервала t (t = 1 ,.., T) формируются все возможные сочетания значений компонентов вектора d_t. При этом каждая компонента может принимать два значения: 0 или 1 (в отличие от задач НЛП, решаемых на 1-ом этапе метода, в линейных задачах использование нулевых значений вспомогательных параметров допустимо). Для каждого вектора d_t, принадлежащего множеству возможных сочетаний, решаются задачи 2-LI – 2-LVII. Если какая-либо из этих задач не имеет допустимого решения, то этот вектор из дальнейшего рассмотрения исключается. В противном случае для вектора d_t определяются три мощности и три расхода топлива, соответствующие трем ступеням ценовой заявки. По изложенной выше методике (раздел 2.2) определяется математическое ожидание прибыли ТЭЦ при нормальной эксплуатации (с учетом продолжительности временного интервала t). В результате для каждого временного интервала t формируется множество допустимых вариантов состава работающего оборудования D_t, состоящее из всех допустимых векторов d_t и множество математических ожиданий прибыли при нормальной эксплуатации MPR_t, включающее математическое ожидание прибыли mpr_t для всех $d_t \in D_t$.

4) Для поиска оптимальных составов работающего оборудования на интервалах расчетного периода используется подход, основанный на принципах динамического программирования.

При этом известны: вектор, определяющий состав работающего оборудования на нулевом интервале d_0 (если i -ый агрегат на нулевом интервале работает, то $(d_0)_i$=1, а если нет, то $(d_0)_i$=0); вектор τ_0, задающий время от начала выключения неработающего оборудования до окончания нулевого интервала или, что то же самое, начала первого интервала расчетного периода (i -ая компонента $(\tau_0)_i$ этого вектора равна указанному промежутку времени, если i -ый агрегат на нулевом интервале не работает. Если i -ый агрегат на нулевом интервале работает, то $(\tau_0)_i$=0); множества D_t (t = 1 ,.., T) допустимых составов работающего оборудования на t -ом временном интервале; множества математических ожиданий прибыли при нормальной эксплуатации MPR_t для каждого интервала расчетного периода. Каждому вектору $d_t^{l_t}$ (l_t = 1 ,.., I_t) в MPR_t соответствует математическое ожидание прибыли при нормальной эксплуатации $mpr_t^{l_t}$ (I_t – число допустимых векторов, входящих в множество D_t).

Затраты на пуски оборудования (котлов и турбин) зависят от времени простоя к началу пусковой операции. От этого же времени зависит и продолжительность пуска. В настоящей работе для расчета пусковых затрат и продолжительностей пуска используется следующий подход.

Возможный диапазон времени простоя (от нуля до времени, при котором состояние оборудования можно считать холодным) делится на зоны. Для каждой зоны задаются пусковые затраты и продолжительность пуска. Эти величины для разных времен простоя, лежащих в пределах одной зоны, принимаются одинаковыми. Из простых балансовых соотношений времен простоя и времени пуска определяется, в какой зоне будет находиться оборудование к началу

пусковой операции. Время простоя и пусковые затраты i -ого агрегата определяются из следующей системы логических условий:

$$(F_i^{prost} > 0) \wedge (F_i^{prost} \le Y_i^1) \longrightarrow \begin{cases} F_i^{pusk} = F_i^{pusk_1} \\ Zp_i = Zp_i^1 \end{cases}, \qquad (2.96)$$

$$(F_i^{prost} > Y_i^1) \wedge (F_i^{prost} \le Y_i^2) \longrightarrow \begin{cases} F_i^{pusk} = F_i^{pusk_2} \\ Zp_i = Zp_i^2 \end{cases}, \qquad (2.97)$$

… … …

$$(F_i^{prost} > Y_i^{j-1}) \wedge (F_i^{prost} \le Y_i^j) \longrightarrow \begin{cases} F_i^{pusk} = F_i^{pusk_j} \\ Zp_i = Zp_i^j \end{cases}, \qquad (2.98)$$

… … …

$$(F_i^{prost} > Y_i^{n-1}) \longrightarrow \begin{cases} F_i^{pusk} = F_i^{pusk_n} \\ Zp_i = Zp_i^n \end{cases}, \qquad (2.99)$$

где F_i^{prost} – время простоя к моменту начала пусковой операции;

F_i^{pusk} – время пуска;

$F_i^{pusk_j}$ – время пуска для j -ой зоны;

Zp_i – затраты на пуски;

Zp_i^j – затраты на пуски для j -ой зоны;

Y_i^j – верхняя временная граница для j -ой зоны;

n – число зон. Последняя n -я зона является зоной холодного состояния.

Если останов агрегата произошел в момент времени t^{ost}, а последующий пуск в момент времени t^{pusk}, то должен выполняться следующий баланс времени.

$$t^{pusk} - t^{ost} = F^{prost} + F^{pusk}, \qquad (2.100)$$

отсюда: $$F^{prost} = t^{pusk} - t^{ost} - F^{pusk} \ . \qquad (2.101)$$

Чтобы определить в какой зоне будет находиться агрегат в момент начала пусковых операций, которые приведут его к включению под нагрузку в конце некоторого временного интервала нужно найти зону w, отвечающую условиям:

$$t^{w-1} < t^{pusk} - t^{ost} - F^{pusk_w} \le t^{w}. \qquad (2.102)$$

Здесь t^{pusk} – время начала того временного интервала, на котором агрегат должен начать работу. При этом надо иметь ввиду, что $t^0 = 0$, а $t^n = \infty$.

Зная составы работающих агрегатов на смежных временных интервалах $d_t^{l_t}$ и $d_{t+1}^{l_{t+1}}$ ($d_t^{l_t} \in D_t, d_{t+1}^{l_{t+1}} \in D_{t+1}$), вектор времен простоев неработающих агрегатов в конце t -ого временного интервала $\tau_t^{l_t}$ для варианта $d_t^{l_t}$ и логические условия вида (2.96)-(2.99) для каждого i -ого агрегата, можно определить суммарные пусковые затраты по переходу от состояния $d_t^{l_t}$ к состоянию $d_{t+1}^{l_{t+1}}$.

Эти затраты состоят из суммы пусковых затрат всех работоспособных агрегатов, причем пусковые затраты i -ого агрегата определяются из выражения:

$$Zp_i^{l_t\ l_{t+1}} = \begin{cases} 0, (((d_t^{l_t})_i = 1) \wedge ((d_{t+1}^{l_{t+1}})_i = 1)) \\ 0, (((d_t^{l_t})_i = 0) \wedge ((d_{t+1}^{l_{t+1}})_i = 0)) \\ 0, (((d_t^{l_t})_i = 1) \wedge ((d_{t+1}^{l_{t+1}})_i = 0)) \\ Zp_i^{w}, (((d_t^{l_t})_i = 0) \wedge ((d_{t+1}^{l_{t+1}})_i = 1)) \end{cases}, \qquad (2.103)$$

где l_t и l_{t+1} – номер вектора d на t -ом и $(t+1)$ -ом временных интервалах, соответственно.

Значение индекса w в (2.103) определяется (номером зоны, в которой находится i -ый агрегат в момент начала пуска) из условия (2.102) с учетом

(2.96)-(2.99). Суммарные пусковые затраты при переходе от состава оборудования $d_t^{l_t}$ к $d_{t+1}^{l_{t+1}}$ определяются из выражения $Zp_{t+1}^{l_t\ l_{t+1}} = \sum_{i=1}^{NA} Zp_i^{l_t\ l_{t+1}}$.

Компоненты вектора $\tau_{t+1}^{l_{t+1}}$ определяются из выражения:

$$(\tau_{t+1}^{l_{t+1}})_i = \begin{cases} 0, ((d_{t+1}^{l_{t+1}})_i = 1) \\ F^{t+1}, (((d_t^{l_t})_i = 1) \wedge ((d_{t+1}^{l_{t+1}})_i = 0)) \\ \tau_t^{l_t} + F^{t+1}, (((d_t^{l_t})_i = 0) \wedge ((d_{t+1}^{l_{t+1}})_i = 0)) \end{cases}, \qquad (2.104)$$

где F^{t+1} – продолжительность временного интервала расчетного периода с номером *(t+1)*;

$d_t^{l_t}$ – вектор состава оборудования, из которого осуществляется переход к составу, задаваемому вектором $d_{t+1}^{l_{t+1}}$.

Процесс поиска оптимальной траектории осуществляется следующим образом.

а) Последовательно рассматриваются переходы из состояния d_0 по всем возможным состояниям на 1-ом временном интервале $d_1^{l_1}$, $l_1 \in D_1$.

Суммарная прибыль после первого временного интервала определяется как разность математического ожидания прибыли при нормальной эксплуатации и пусковых затрат:

$$\mathrm{Pr}_1^{l_1} = mpr_1^{l_1} - Zp_1^{0\,l_1},\ l_1 = 1,...,I_1. \qquad (2.105)$$

Т.е. каждому возможному составу работающего оборудования на 1-ом временном интервале в соответствие ставится суммарная прибыль $\mathrm{Pr}_1^{l_1}$.

Кроме того, каждому $d_1^{l_1}$ в соответствие ставится вектор $\tau_1^{0\,l_1}$, задающий время простоя неработающих агрегатов.

Рассмотрим переходы с 1-ого временного интервала на 2-ой, со 2-ого на 3-ий и в общем виде с t -ого на *(t+1)* интервал.

Известно: $d_t^{l_t} \in D_t, \Pr_t^{l_t}$ для всех $d_t^{l_t} \in D_t$ и $\tau_t^{l_t}$, ($l_t = 1,.., I_t$); $d_{t+1}^{l_{t+1}} \in D_{t+1}$.

При этом $Z_t^{l_t}$ и $\tau_t^{l_t}$ соответствуют локально-оптимальным траекториям, т.е. таким траекториям, при которых $Z_t^{l_t}$ будут минимальными среди всех возможных траекторий движения от $d_{t-1}^{l_{t-1}}$ до $d_t^{l_t}$. Согласно принципам динамического программирования «прямым ходом» строятся условно-оптимальные переходы.

б) Для каждого допустимого состава оборудования на *(t+1)* интервале $d_{t+1}^{l_{t+1}}$ рассматриваются переходы в него из всех допустимых составов оборудования на t -ом временном интервале.

Определяется условно-оптимальное решение (т.е. состав оборудования на t -ом временном интервале, при котором обеспечивается максимальная суммарная прибыль для варианта $d_{t+1}^{l_{t+1}}$). Это решение отвечает следующему условию:

$$\Pr_{t+1}^{l_{t+1}} = \max[\Pr_t^{q_t} + mpr_{t+1}^{l_{t+1}} - Zp_t^{q_t\ l_{t+1}}],\ q_t \in [1,2,...,I_t]. \qquad (2.106)$$

Обозначим q_t – условно-оптимальное решение на t -ом интервале, при котором выполняется условие (2.106) через q_t^{opt}.

Для восстановления оптимальной траектории «обратным ходом» требуется запомнить из какого состояния оборудования на t -ом интервале условно-оптимальная траектория ведет в l_{t+1} вариант на $(t+1)$ интервале. Для этого введем множество Tr_{t+1} (все условно-оптимальные траектории) такое, что в (l_{t+1}) -ом компоненте этого множества содержится номер q_t^{opt}, т.е.

$$Tr_{t+1} = q_t^{opt}. \qquad (2.107)$$

Подставляя в (2.104) вместо l_t номер q_t^{opt}, определим вектор $\tau_{t+1}^{l_{t+1}}$.

Рассмотренный итерационный процесс продолжается до тех пор, пока не будет рассмотрен последний, T-ый временной интервал, т.е. пока не будут определены суммарные затраты $Z_T^{l_T}$, где $l_T = 1,2\ ,..,\ I_T$.

в) Определяется l_T^{opt}, при которой суммарные затраты:

$$Z_T^{l_T^{opt}} = \max Z_T^{l_T},\ l_T \in [1,2,..,I_T]. \qquad (2.108)$$

Оптимальным составом оборудования на T-ом временном интервале будет вариант с номером l_T^{opt}. Всю оптимальную траекторию можно восстановить «шагом назад» по условно-оптимальным траекториям, используя рекурентное выражение:

$$l_{T-m}^{opt} = Tr_{T-m+1}^{l_{T-m+1}^{opt}},\ m = 1,..,T-1. \qquad (2.109)$$

Процесс поиска оптимальной траектории начинается с использования математических ожиданий прибыли (при нормальной эксплуатации) вариантов, относящихся к разным временным интервалам, определенных в результате решения линеаризованных задач оптимизации непрерывных параметров. В последующем часть этих математических ожиданий заменяется более точными, определенными в результате решения задач НЛП. Решение задачи заканчивается, когда для всех вариантов оборудования, входящих в оптимальную траекторию, математические ожидания прибыли будут определены в результате решения задач НЛП. Для проверки указанных условий вводятся множества индексов для каждого временного интервала MI_t ($t = 1,2,..,T$). Каждому варианту состава оборудования $d_t^{l_t}$ соответствует элемент множества $MI_t^{l_t}$, причем $MI_t^{l_t}$=0, если расчет математического ожидания прибыли при нормальной эксплуатации для варианта $d_t^{l_t}$ проводился с использованием линеаризованных задач и $MI_t^{l_t}$=1, если – с использованием задач НЛП.

Перед первым обращением к этапу 4 элементы всех множеств MI_t ($t = 1,2,..,T$) полагаются равными 0, поскольку все расчеты элементов MPR_t проводились только по линеаризованным моделям.

На Рисунке 2.2 представлен пример, демонстрирующий построение условно-оптимальных траекторий и выбор среди них оптимальной траектории.

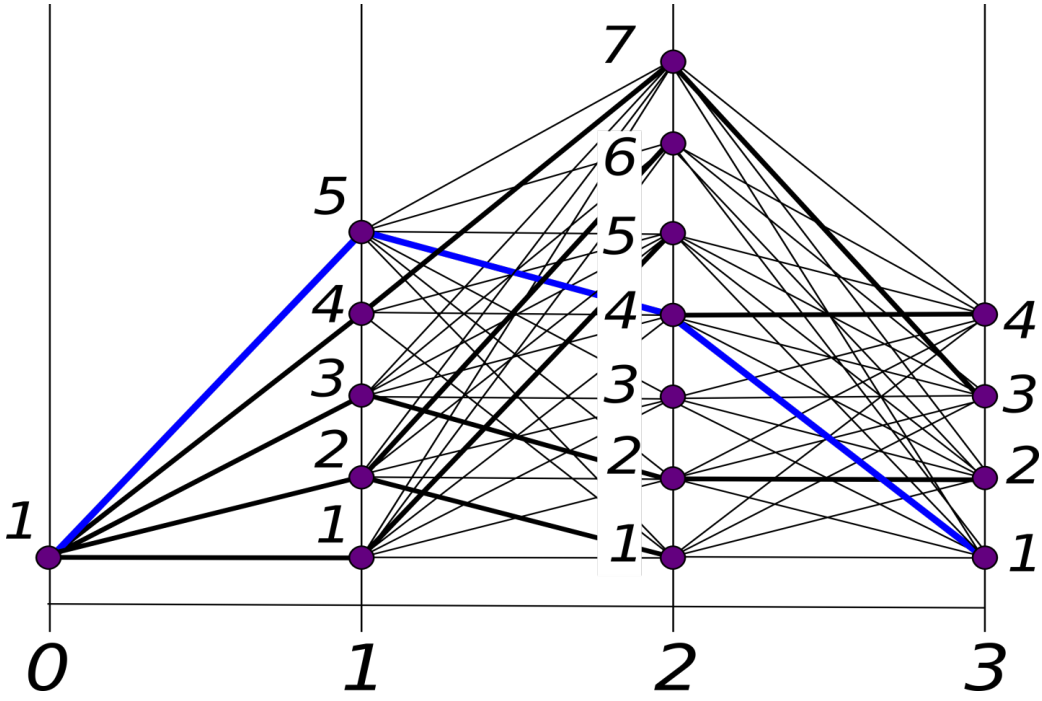

Рисунок 2.2. Пример построения оптимальной траектории методом динамического программирования

(жирным черным) – условно-оптимальная траектория;

(жирным цветным) – оптимальная траектория;

(тонким черным) – все возможные варианты перехода.

В каждую точку (вариант) любого временного интервала ведет условно-оптимальная траектория, но условно-оптимальные траектории не обязательно выходят из всех точек. Оптимальной траекторией является условно-оптимальная траектория, ведущая в точку последнего интервала, имеющая максимальную суммарную прибыль.

5) Проводится проверка условий:

$$MI_t^{l_t^{opt}} = 1,\ t = 1,2,\ldots,T. \qquad (2.110)$$

Если условия (2.110) для всех t выполняются, то задача решена. Производится выход из расчета. В противном случае переход на этап 6.

6) Ищется минимальное t, для которого $MI_t^{l_t^{opt}} = 0$. Обозначим эту t через t*. Для варианта работающего оборудования, задаваемого вектором $d_{t*}^{l_{t*}^{opt}}$, решается семь задач НЛП, которые имеют следующие отличия от задач 2-I – 2-VII:

а) вектор вспомогательных параметров d_{t*} выводится из состава оптимизационных параметров;

б) если i -ая компонента вектора $(d_{t*}^{l_{t*}^{opt}})_i$ = 0, то ее значение меняется на e, где e >0 и e <<1; если $(d_{t*}^{l_{t*}^{opt}})_i$ =1, то значение этой компоненты данного вектора не меняется.

Если хотя бы одна задача НЛП не имеет допустимого решения, то вектор $d_{t*}^{l_{t*}^{opt}}$ исключается из множества D_{t*}, а из множества MPR_{t*} исключается соответствующее данному вектору математическое ожидание прибыли.

Если все задачи имеют допустимые решения, то определяется новое значение математического ожидания прибыли $mpr_{t*}^{l_{t*}^{opt}}$, старое значение из множества MPR_{t*} исключается и заменяется новым.

Элемент $MI_{t*}^{l_{t*}^{opt}}$ полагается равным 1. Производится возврат на этап 4.

7) Выход из решения задачи.

На Рисунке 2.3 изображена схема алгоритма определения оптимального состава работающего оборудования ТЭЦ.

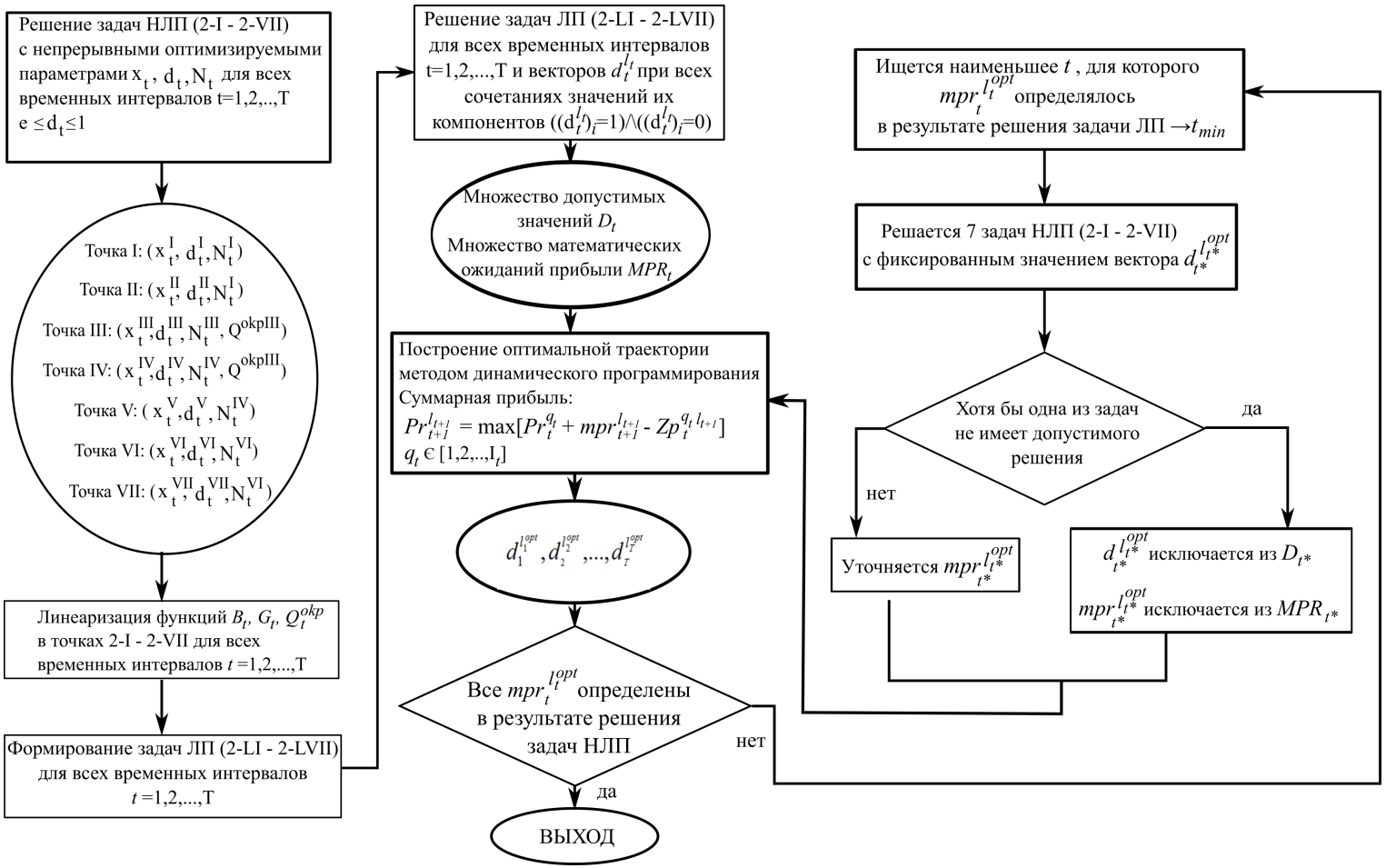

Рис. 2.3. Схема алгоритма определения оптимального состава работающего оборудования ТЭЦ.

Формально корректное использование метода динамического программирования для решения рассматриваемой задачи возможно в том случае, когда прибыль нормальной эксплуатации и пусковые затраты на участке траектории изменения состава работающего оборудования, расположенного по времени после некоторой точки, определяющей этот состав на соответствующем временном интервале, не зависят от предшествующего по времени участка траектории, по которому она пришла в данную точку, а зависит лишь от состава работающего оборудования в точке.

Указанное требование выполняется полностью для математического ожидания прибыли нормальной эксплуатации, которая зависит только от состава работающего оборудования. Однако, оно не совсем точно выполняется для пусковых затрат, зависящих от времени простоя оборудования. Попадание в одну и ту же точку с заданным составом работающего, а соответственно и неработающего оборудования, по разным траекториям может привести к тому, что при одинаковом составе неработающего оборудования времена простоя одних и тех же агрегатов для различных траекторий прихода в одну точку будут различными. Выбор из всех возможных траекторий, ведущих в точку одной условно-оптимальной траектории, осуществляется по критерию максимума суммарной прибыли на предыдущих временных интервалах. При этом время простоя в конце временного интервала, к которому относится соответствующая точка, определяется по условно-оптимальной траектории, а информация о длительности простоев для всех остальных траекторий «забывается».

Выбранная таким образом условно-оптимальная траектория «приходит» в некоторую точку с суммарной прибылью лучшей других альтернативных траекторий на предшествующем интервале времени, но в дальнейшем может оказаться хуже другой «забракованной» траектории, имеющей меньшие пусковые затраты за счет меньших простоев оборудования, которое будет запускаться на последующих временных интервалах.

Указанные обстоятельства не позволяют утверждать однозначно, что определенная методом динамического программирования траектория является «абсолютно оптимальной», но есть основания полагать, что она будет достаточно близкой к оптимальной. Это связано со следующими обстоятельствами.

1) Как будет видно из главы 3, имеющаяся информация по пусковым затратам позволяет выделить лишь три состояния агрегата: «горячий», «остывающий», «холодный». Каждому состоянию соответствуют свои пусковые затраты и граничные времена простоев. Разница пусковых затрат из «холодного» и «горячего» состояний не так велика, как можно было бы ожидать и составляет не более 30 % пусковых затрат.

2) Поскольку на любой траектории последовательный пуск и затем останов одного и того же агрегата на границе между двумя смежными временными интервалами недопустим, то с момента останова любого агрегата до момента возможного его пуска на любой траектории пройдет время не меньшее продолжительности одного временного интервала (8, 12 или 24 ч). При этом любой агрегат (котел или турбина) перейдут из состояния «горячий» в состояние «остывающий» (см. главу 3) и будут достаточно долго находиться в этом состоянии. Если к моменту пуска агрегата его состояние при движении по разным траекториям будет относиться к состоянию «остывающий», то пусковые затраты для этих траекторий будут одинаковые. Если при движении по одной траектории агрегат будет в состоянии «остывающий», а по другой «холодный», разница в пусковых затратах между ними не превысит 20 %.

3) Возможный перерасход выбранной условно-оптимальной траектории по сравнению с альтернативной на последующих временных интервалах в значительной мере может быть скомпенсирован ее большей эффективностью на предыдущих интервалах.

4) Если различать варианты не только по составу работающих агрегатов, но и по времени простоя неработающих агрегатов, то при оптимизации придется

рассматривать не весьма ограниченное число вариантов, как в динамическом программировании, а расширяющийся с каждым временным интервалом веер вариантов, число вариантов в котором будет определяться произведением числа допустимых вариантов на разных временных интервалах. Поскольку число допустимых вариантов составов оборудования на одном интервале для ТЭЦ с большим числом агрегатов может исчисляться сотнями, то общее число вариантов, подлежащих рассмотрению, окажется слишком большим.

С учетом сказанного, принимая во внимание достаточно большую погрешность расчета пусковых затрат, есть основания использовать метод динамического программирования, получая решение достаточно близкое к абсолютному оптимуму с приемлемым уровнем затрат вычислительных ресурсов.

Следует отметить, что результаты оптимизации состава работающего оборудования ТЭЦ зависят от продолжительности расчетного периода. При этом надо иметь ввиду, что основной целью данной оптимизации является выбор состава оборудования на первые сутки расчетного периода. Последние сутки рассматриваются только для того, чтобы принять правильное решение по первым суткам.

Если принять расчетный период слишком коротким с малым числом временных интервалов, то существует опасность получения неверного решения, в том числе и по первым суткам, существенно отличающегося от оптимального, которое можно было бы найти, увеличив продолжительность и число интервалов расчетного периода. Если же принять расчетный период чрезмерно большим, со значительным числом интервалов, то это позволит принять решение близкое к оптимальному, но резко увеличит сложность оптимизационной задачи и потребует слишком больших затрат вычислительных ресурсов. Поэтому возникает необходимость оценки погрешности оптимизации, то есть разницы математического ожидания максимально-возможной суммарной прибыли «истинно» оптимального варианта неограниченного продолжительностью

расчетного периода и оптимального варианта, полученного при принятой продолжительности данного периода. Следует отметить, что если у двух указанных вариантов составы оборудования на первых сутках расчетного периода совпадают, то найденный вариант динамической оптимизации обеспечит правильное решение. В этом случае при оценке погрешности оптимизации необходимо найденный оптимальный вариант сопоставить с вариантами с отличным составом оборудования на первом временном интервале.

Оценить последствия не учета расположенных за пределами расчетного периода временных интервалов можно следующим образом.

Предположим, что построенная с учетом прибыли и пусковых затрат на временных интервалах *(T+1), (T+2), ..., (T+K)*, находящихся за пределами расчетного периода, оптимальная траектория на *T* -ом временном интервале проходит не через состав работающего оборудования, задаваемый вектором $d_T^{l_T^{opt}}$, которым заканчивается «старая» оптимальная траектория, а через состав, задаваемый вектором $d_T^{l_T^*}$. При этом на *(T+1)* временном интервале эта «новая» траектория проходит через состав, задаваемый некоторым вектором $d_{T+1}^{l_{T+1}^{**}}$. Очевидно, что если на границе *T*-ого и *(T+1)*-ого интервалов «перескочить» из состава, определяемого вектором $d_T^{l_T^{opt}}$, к составу, определяемому вектором $d_{T+1}^{l_{T+1}^{**}}$, то начиная с *(T+1)* -ого интервала «старая» оптимальная траектория присоединится к «новой». В результате получится траектория, которая на интервалах *1, 2, ..., T* совпадает со «старой» оптимальной, а на этапах *(T+1), (T+2), ..., (T+K)* совпадает с «новой» оптимальной. Назовем эту траекторию комбинированной. При определении разности математических ожиданий прибыли комбинированной траектории и «новой» оптимальной, проходящей через вектор $d_T^{l_T^*}$, прибыли и пусковые затраты на интервалах *(T+1), (T+2), ...,*

(T+K) сократятся в связи с совпадением на этих интервалах двух траекторий и разность суммарных затрат примет вид:

$$\delta Z_T^{l_T^{opt}\, l_T^*} = (\mathrm{Pr}_T^{l_T^*} - Zp_{T+1}^{l_T^*\, l_{T+1}^{**}}) - (\mathrm{Pr}_T^{l_T^{opt}} - Zp_{T+1}^{l_T^{opt}\, l_{T+1}^{**}}) = \qquad (2.111)$$

$$= (\mathrm{Pr}_T^{l_T^*} - \mathrm{Pr}_T^{l_T^{opt}}) + (Zp_{T+1}^{l_T^{opt}\, l_{T+1}^{**}} - Zp_{T+1}^{l_T^*\, l_{T+1}^{**}}).$$

В связи с тем, что $\mathrm{Pr}_T^{l_T^*}$ и $\mathrm{Pr}_T^{l_T^{opt}}$ являются фиксированными, то $\delta Z_T^{l_T^{opt}\, l_T^*}$ зависит от разности пусковых затрат при переходе от вариантов $d_T^{l_T^{opt}}$ и $d_T^{l_T^*}$ к варианту $d_{T+1}^{l_{T+1}^{**}}$.

Поскольку требуется найти максимально-возможную оценку $\delta Z_T^{l_T^{opt}\, l_T^*}$, то следует подобрать вариант $d_{T+1}^{l_{T+1}^{**}}$ так, чтобы разность $(Zp_{T+1}^{l_T^{opt}\, l_{T+1}^{**}} - Zp_{T+1}^{l_T^*\, l_{T+1}^{**}})$ была максимальной.

Это можно достигнуть, если определять компоненты вектора $d_{T+1}^{l_{T+1}^{**}}$ из следующих правил:

– если некоторый агрегат *i* работает в варианте $d_T^{l_T^{opt}}$ и в варианте $d_T^{l_T^{**}}$, то он будет работать и в варианте $d_{T+1}^{l_{T+1}^{**}}$;

– если агрегат *i* не работает в варианте $d_T^{l_T^{opt}}$ и работает в варианте $d_T^{l_T^{**}}$, то он должен работать в варианте $d_{T+1}^{l_{T+1}^{**}}$;

– если агрегат *i* работает в варианте $d_T^{l_T^{opt}}$ и не работает в варианте $d_T^{l_T^{**}}$, то он работает в варианте $d_{T+1}^{l_{T+1}^{**}}$;

– если агрегат *i* не работает в вариантах $d_T^{l_T^{opt}}$ и $d_T^{l_T^{**}}$, то он работает в варианте $d_{T+1}^{l_{T+1}^{**}}$, если пусковые затраты для варианта $d_T^{l_T^{opt}}$ выше, чем пусковые затраты для варианта $d_T^{l_T^*}$, и не работает в противном случае.

Указанным правилам отвечает следующее выражение:

$$(d_{T+1}^{l_{T+1}^{**}})_i = \begin{cases} 1, ((d_T^{l_T^{opt}})_i = 1) \wedge ((d_T^{l_T^*})_i = 1), \\ 1, ((d_T^{l_T^{opt}})_i = 0) \wedge ((d_T^{l_T^*})_i = 1), \\ 0, ((d_T^{l_T^{opt}})_i = 1) \wedge ((d_T^{l_T^*})_i = 0), \\ 1, ((d_T^{l_T^{opt}})_i = 0) \wedge ((d_T^{l_T^*})_i = 0) \wedge (Zp_i^{l_T^{opt}\, l_{T+1}^{**}} > Zp_i^{l_T^*\, l_{T+1}^{**}}), \\ 0, ((d_T^{l_T^{opt}})_i = 0) \wedge ((d_T^{l_T^*})_i = 0) \wedge (Zp_i^{l_T^{opt}\, l_{T+1}^{**}} \le Zp_i^{l_T^*\, l_{T+1}^{**}}). \end{cases} \quad (2.112)$$

С использованием этих правил (2.112) могут быть определены из выражения (2.111) оценки для всех вариантов $d_T^{l_T}$, входящих в множество D_T, то есть определены $\delta Z_T^{l_T}$ ($l_T = 1, 2, ..., \mathrm{I}_T$). Кроме того, для каждого варианта $d_T^{l_T}$ строится «шагом назад» условно-оптимальная траектория и определяется номер варианта первого временного интервала, через который проходит данная траектория. Введем множество S_T, имеющее I_T элементов, причем в l -ом элементе множества S_T^l содержится номер j варианта первого временного интервала d_1^j, через который проходит условно-оптимальная траектория, заканчивающаяся в d_T^l.

В качестве оценки погрешности оптимизации можно принять максимальную оценку среди вариантов, условно-оптимальная траектория которых на первом интервале не проходит через тот же вариант, что и оптимальная траектория, ведущая в $d_T^{l_T^{opt}}$:

$$\delta Z_T^{l_T^{opt}\, l_T^{\max}} = \max_{l_T = 1,2,...,I_T} \delta Z_T^{l_T^{opt}\, l_T}, \quad (2.113)$$

при условии:

$$S_T^{l_T} \ne S_T^{l_T^{opt}} \quad (2.114)$$

Если $\delta Z_T^{l_T^{opt}\, l_T^{\max}} \le 0$, то найденная оптимальная траектория будет наилучшей и при учете временных интервалов, лежащих за пределами расчетного периода.

Если $0 < \delta Z_T^{l_T^{opt}\ l_T^{\max}}$, но $\dfrac{\delta Z_T^{l_T^{opt}\ l_T^{\max}}}{Z_T^{l_T^{opt}}} \le \mathrm{E}$, (2.115)

где E – допустимая максимальная погрешность, то полученное решение можно считать удовлетворительным. В случае невыполнения условия (2.115) требуется увеличить продолжительность расчетного периода и число его интервалов.

3. РЕШЕНИЕ ОПТИМИЗАЦИОННЫХ ЗАДАЧ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ РАЗРАБОТАННОГО МЕТОДИЧЕСКОГО ПОДХОДА НА ПРИМЕРЕ КРУПНОЙ ПРОМЫШЛЕННО-ОТОПТЕЛЬНОЙ ТЭЦ

3.1. Основные характеристики рассматриваемой ТЭЦ

Рассмотренные в предыдущей главе методические разработки были реализованы в виде вычислительных модулей и включены в состав программно-вычислительного комплекса «ТЭС-эффект» представляющего из себя вариант СМПП ориентированный на решение задач оптимизации режимов работы ТЭС. Разработка данных модулей проводилась диссертантом совместно с к.т.н. Максимовым А.С., который является основным разработчиком ПВК «ТЭС-эффект». В качестве примера использования предлагаемых методических разработок рассмотрим оптимизационные расчеты режимов работы крупной промышленно-отопительной ТЭЦ. Упрощенная технологическая схема ТЭЦ представлена на рисунке 3.1.

Расчетная схема, на основе которой построена математическая модель ТЭЦ, существенно сложнее, чем представленная на рисунке 3.1. На рассматриваемой электростанции установлено 8 энергетических паровых котлоагрегатов (КА) и 5 турбоагрегатов (ТГ), которые условно можно разделить на 4 группы, работающие на общие коллектора острого пара. Первая группа, включающая КА №№ 1, 2 БКЗ-420-140, снабжает паром ТГ №№ 1, 2 ПТ-60/75-130/13, остальные группы являются дубль-блоками. Вторая состоит из двух КА №№ 3, 4 и ТГ №3 Т-175/210-130. Третья группа состоит из КА №№ 5, 6 БКЗ-500-140, снабжающих паром ТГ №4 Т-175/210-130. Четвертая группа включает КА №7 БКЗ-500-140 и КА №8 БКЗ-820-140, острый пар от которых поступает на турбину № 5 Т-185/220-130. Коллектора острого пара первой и второй группы связаны между собой перемычкой с ограниченной пропускной способностью – 300 т/ч. Подогрев сетевой воды осуществляется в подогревателях турбин типа

«Т» и общестанционных основных и пиковых подогревателях. В качестве охлаждающей воды в основные поверхности конденсаторов турбин поступает циркуляционная вода, а в теплофикационные пучки – подпитка теплосети.

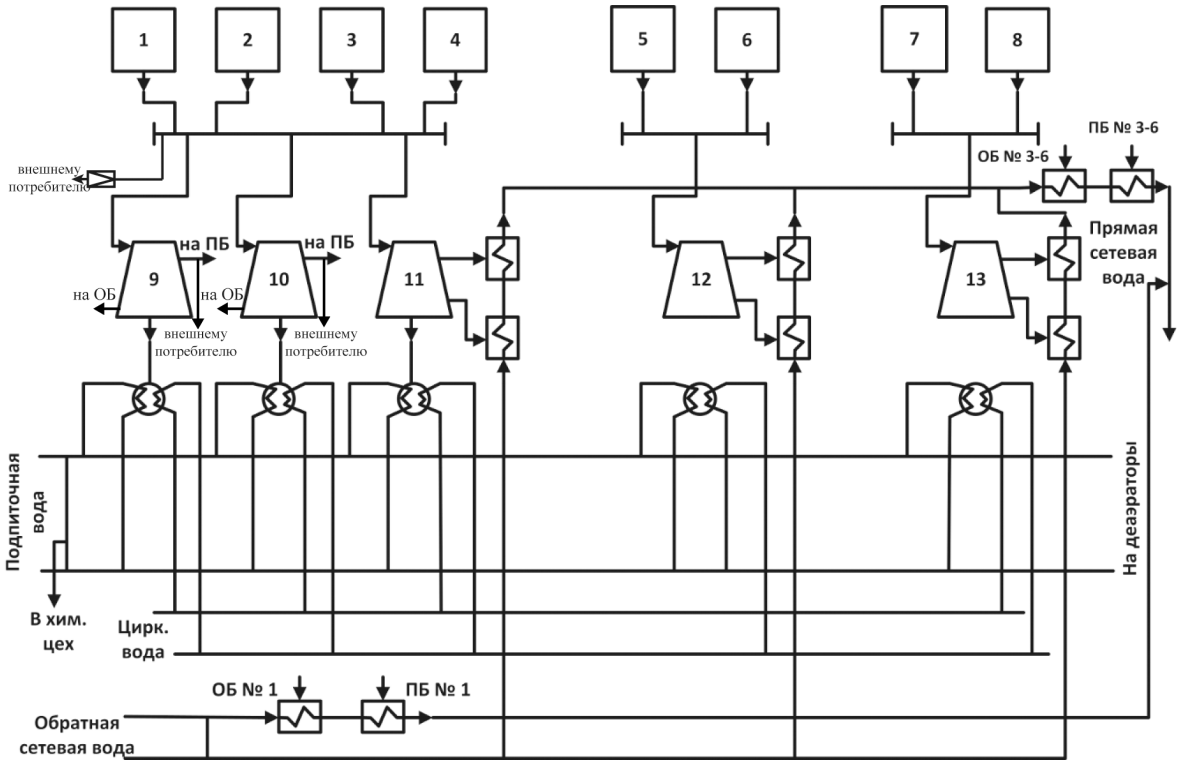

Рисунок 3.1. Упрощенная технологическая схема рассматриваемой ТЭЦ

1-4 – паровые котлы БКЗ-420-140; 5-7 – паровые котлы БКЗ-500-140; 8 – паровой котел БКЗ-820-140; 9,10 – паровые турбины ПТ-60-130/13; 11, 12 – паровые турбины Т-175/210-130; 13 – паровая турбина Т-185/220-130; ОБ №1, ОБ №3-6 – основные общестанционные подогреватели сетевой воды; ПБ №1, ПБ №3-6 – пиковые общестанционные подогреватели сетевой воды.

На ТЭЦ используется оборотная система технического водоснабжения с испарительными градирнями. Установленные мощности станции: электрическая – 655 МВт и тепловая – 1147 Гкал/ч. ТЭЦ снабжает потребителей паром с давлением 4,0 и 1,3 МПа. Основным топливом электростанции является бурый уголь. Стоимость топлива (угля) в расчетах принимается равная 1 510 руб/т у.т., стоимость растопочного топлива (мазута) принята в размере 7 000 руб/т у.т. в ценах 2013 г.

3.2. Разработка математических моделей основного теплоэнергетического оборудования и ТЭЦ в целом

Для рассматриваемой ТЭЦ в ИСЭМ СО РАН созданы подробные математические модели основного энергетического оборудования (котлоагрегатов, турбоагрегатов). При создании моделей учитывались индивидуальные особенности каждого агрегата. Так для турбоагрегатов ПТ-60/75-130/13 введен дополнительный нерегулируемый отбор пара из камеры отбора на подогреватель высокого давления №3 для снабжения потребителя паром – 4,0 МПа.

Была проведена идентификация коэффициентов полученных математических моделей с учетом фактического состояния оборудования. По ее результатам для котельных агрегатов построены зависимости КПД от паропроизводительности и температуры питательной воды в допустимых режимах их функционирования. На основе этих моделей создана математическая модель станции в целом, при этом учтена фактическая (после ряда модернизаций) технологическая схема ТЭЦ. Математическое моделирование проводилось с использованием ПВК «СМПП-ПК». С помощью СМПП разработаны подробные математические модели основного энергетического оборудования станции (котлоагрегаты, турбоагрегаты). Для котлоагреготов были созданы подробные математические модели. Подробные математические модели турбоагрегов учитывают процесс расширения пара в проточной части турбины и процесс регенеративного подогрева питательной воды (включают более 300 параметров, из которых чуть более половины являются информационно-входными и оставшаяся часть информационно-выходными параметрами). Расчетная технологическая схема турбоагрегата ТЭЦ представлена на Рисунке П1.1 (Приложение 1). После этого, была сформирована подробная математическая модель ТЭЦ в целом. Расчетная схема ТЭЦ, на основе которой проводилось моделирование, дана на Рисунке П2.1 (Приложение 2). Общее

количество параметров в такой модели около 5 тысяч. Далее для созданной математической модели при участии диссертанта были сформированы оптимизационные задачи. Определен состав оптимизируемых параметров, изменением которых (в заданных пределах) можно добиться улучшения значения целевой функции при соблюдении всех ограничений, в состав которых вошли расходы свежего пара на турбины, давления перед регулирующими диафрагмами турбин, расходы сетевой воды через сетевые подогреватели турбин №№ 3-5, расходы пара от теплофикационных и производственных отборов турбин №№ 1, 2, расходы подпитки теплосети через встроенные пучки конденсаторов турбин и др. Полный список оптимизируемых параметров представлен в Таблице П3.1 (Приложение 3). Назначены ограничения, включающие в себя: физические ограничения (на неотрицательность расходов воды, пара и конденсата в различных элементах технологической схемы, положительный перепад давлений по ходу теплоносителя); технические ограничения (на максимальную электрическую мощность турбоагрегатов, пропускные способности трубопроводов и оборудования). В общей сложности задача оптимизации включала 40 оптимизируемых параметров и более 400 ограничений-неравенств. Ограничения (по типовым элементам схемы) представлены в Таблице П4.1 (Приложение 4).

Для демонстрации эффективности предлагаемых методов и ПВК были проведены расчеты для поиска оптимального распределения нагрузок между агрегатами исследуемой ТЭЦ при тепловых и электрических нагрузках, при которых электростанция работала ранее и по которым имеется фактическое распределение нагрузок. Результаты представлены в Таблице 3.2.1.

Как видно из Таблицы 3.2.1, экономия топлива составляет приблизительно 1,5%. Следует отметить, что данная величина экономии топлива не является постоянной, может колебаться в значительных пределах и зависит от многих факторов, в том числе и от квалификации эксплуатационного персонала. Минимальных значений эта величина достигает при минимальных и

максимальных нагрузках станции, когда работает, соответственно, минимально или максимально возможный состав оборудования. При этом основного эффекта от оптимизации следует ожидать при средних нагрузках.

Таблица 3.2.1

Сравнение фактических и рассчитанных режимов

Параметры	*Режим 1*		*Режим 2*	
	Фактический	*Оптимальный*	*Фактический*	*Оптимальный*
Электрическая мощность ТЭЦ, МВт	610		547	
Температура прямой/ обратной сетевой воды, ^{0}С	125 / 70		102 / 62	
Расход прямой сетевой воды, т/ч	14 310		13 940	
Расход подпиточной воды, т/ч	3 245		2 795	
Электрическая мощность турбин (МВт), в т.ч.:				
ПТ-60-130/13 ст. № 1	57	45	61	49
ПТ-60-130/13 ст. № 2	23	46	56	57
Т-175/210-130 ст. № 3	172	147	167	164
Т-175/210-130 ст. № 4	166	169	161	173
Т-185/220-130 ст. № 5	192	203	102	104
Расход топлива котлами ТЭЦ, т у.т./ч	321,2	315, 9	248,5	244,8
Экономия топлива ТЭЦ, т у.т./ч	5,3		3,7	

Максимум экономии достигается при работе в области близкой к точке, в которой дальнейшее увеличение электрической мощности ТЭЦ может достигаться только путем увеличения конденсационный выработки.

3.3. Пример выбора состава включенного основного оборудования ТЭЦ с использованием в качестве критерия математическое ожидание прибыли

В качестве примера использования метода выбора состава включенного основного оборудования, описанной в разделе 2.4, рассмотрим оптимизацию состава оборудования ТЭЦ в динамике. Принято, что расчетный период состоит из трех временных интервалов с продолжительностью каждого равного суткам. Кроме того, рассматривается нулевой интервал, предшествующий расчетному

периоду. Считаем, что внутри интервала тепловые нагрузки и состав включенного оборудования не меняются. В случае пуска агрегатов ТЭЦ учитываются дополнительные пусковые затраты. Затраты на останов оборудования полагаются равными нулю.

В Таблице 3.3.1 приведены основные исходные данные по тепловым нагрузкам и состоянию основного теплоэнергетического оборудования ТЭЦ для указанных временных интервалов.

Таблица 3.3.1

Исходные данные по тепловым нагрузкам и состоянию основного теплоэнергетического оборудования ТЭЦ

Временной интервал / Параметр	*Временной интервал 0*	*Временной интервал 1*	*Временной интервал 2*	*Временной интервал 3*
Температура наружного воздуха, ^{o}C	-11,0	- 8,3	-3,3	- 2,5
Удельный расход топлива на выработку тепловой энергии, т у.т/Гкал	0,159	0,159	0,159	0,159
Расход пара на производство(т у.т), в том числе:				
- с давлением 4,0 МПа	21	21	17	20
- с давлением 1,3 МПа	10	10	10	10
Параметры сетевой воды (т/ч), в т.ч.:				
Расход прямой сетевой воды, т/ч	17 181	17 351	17 027	16 704
Расход обратной сетевой воды, т/ч	14 218	14 047	13 483	13 164
Температура прямой сетевой воды, ^{o}C	87	81	72	69
Температура обратной сетевой воды, ^{o}C	47	48	43	46
Расход подпитки теплосети, т/ч	2 963	3 304	3 542	3 540
Состав работоспособного (работающего) оборудования:*	*Работа-ющее*	*Работо-способное*	*Работо-способное*	*Работо-способное*
КА-1	1	1	1	1
КА-2	0	1	1	1
КА-3	1	1	1	1
КА-4	1	1	1	1
КА-5	1	1	1	1
КА-6	1	1	1	1
КА-7	0	1	1	1
КА-8	0	1	1	1
ТГ-1	1	1	1	1
ТГ-2	1	1	1	1
ТГ-3	1	1	1	1
ТГ-4	1	1	1	1
ТГ-5	1	1	1	1

* – потенциально может быть готов к включению (1) или не готов к включению (0)

В Таблице 3.3.1 *Режим 0* является режимом фактического несения нагрузки электростанцией, поэтому состав работающего оборудования в этом режиме фиксирован. *Режим 1* – это режим, в котором определение состава работающего оборудования является целью решения текущей задачи. *Режимы 2 и 3* – планируемые режимы используются для учета нагрузок, лежащих за пределами расчетных суток.

В соответствии с методикой для каждого временного интервала были решены оптимизационные задачи по распределению тепловых и электрических нагрузок между агрегатами по критериям минимума электрической мощности, максимума электрической мощности на тепловом потреблении и максимума электрической мощности, в которых параметры включения агрегатов являются непрерывно-изменяемыми, результаты расчетов представлены в Таблице 3.3.2.

Таблица 3.3.2

Результаты оптимизационных расчетов с непрерывно-изменяемыми параметрами включения агрегатов

Временной интервал / Параметр	*Временной интервал 1*	*Временной интервал 2*	*Временной интервал 3*
Электрическая мощность, МВт	453	418	340
Расход топлива, т/ч	207,4	182,2	154,5
Параметр включения оборудования:			
КА-1	0,02	0,78	0,01
КА-2	1	0,78	0,92
КА-3	0,05	0,2	0,1
КА-4	1	0,2	0,97
КА-5	0,42	0,72	0,1
КА-6	0,99	0,72	0,58
КА-7	0,01	0,76	0,1
КА-8	0,83	0,65	0,86
ТГ-1	0,47	0,01	0,16
ТГ-2	0,09	0,5	0,6
ТГ-3	0,96	0,58	0,77
ТГ-4	0,93	0,98	0,33
ТГ-5	0,76	1	0,76
Расход на РОУ (14/1,3 МПа), т/ч	6	0	0
Расход циркуляционной воды, т/ч	0	0	0

Приведенные в Таблице 3.3.2 результаты расчетов являются базовыми для следующего этапа – линеаризации модели.

Имея 13 элементов основного оборудования ТЭЦ, общее количество различных составов оборудования для каждого временного интервала составляет 2^{13} = 8 192. При этом подавляющее большинство из этого числа вариантов недопустимо (например, если включена турбина, но не работает ни один снабжающий ее паром котлоагрегат). Кроме того, существуют составы оборудования, которые являются технологически допустимыми, но не обеспечивают необходимые тепловые нагрузки потребителей. С помощью линеаризованной модели были просчитаны все варианты возможных составов включенного генерирующего оборудования. Все недопустимые варианты, определенные с помощью линеаризованной модели, были исключены из дальнейшего рассмотрения. В результате получили:

- 373 варианта состава оборудования для 2 временного интервала;
- 156 вариантов состава оборудования для 3 временного интервала;
- 11 вариантов состава оборудования для 4 временного интервала.

Для каждого варианта состава оборудования были рассчитаны с помощью линеаризованной модели значения трех ступеней мощности и соответствующие расходы топлива.

Для определения оптимального состава оборудования принято, что до начала оптимизационных расчетов время простоя оборудования, находящегося в резерве, составило для: ТГ-1 – 15 суток; КА-2 – 100 суток; КА-7 – 3 суток.

В Таблице 3.3.3 приведены вероятности установления цены на ОРЭМ, полученные на основе статистической обработки выборки за характерный период. Значения этих вероятностей используются при расчете математического ожидания прибыли.

Таблица 3.3.3

Вероятность установления цены, %

Вероятность установления цены	*Цена, руб/МВтч*									
	0	*100*	*200*	*300*	*400*	*500*	*600*	*700*	*800*	*900*
	0,6	1,1	2,4	4,9	16,4	31,8	27,4	12	3,1	0,3

В представленной методике учитываются затраты на пуски основного оборудования. Затраты на пуски различаются в зависимости от теплового состояния оборудования, в котором находится турбоагрегат или котлоагрегат в зависимости от времени простоя после останова. Затраты на пуск включают в себя расходы электрической энергии и органического топлива.

Суммарные затраты на пуск того или иного основного оборудования приведены в Таблицах 3.3.4 и 3.3.5 с учетом указанных выше цен на топливо и электроэнергию.

Таблица 3.3.4

Время простоя, время пуска и затраты на пуски турбоагрегатов

Наименование оборудования	*Мощность, МВт*	*Время простоя, ч*	*Время пуска, ч*	*Расход на пуск*		*Затраты на пуск, тыс.руб*
				Тепло и электроэнергия, Гкал	*Уголь (эквивалент), т у.т*	
ТГ-1	60	< 8	5	80,5	12,8	19,3
		9÷71	6	106,4	16,9	25,5
		> 72	12	127,8	20,3	30,6
ТГ-2	60	< 8	5	80,5	12,8	19,3
		9÷71	6	106,4	16,9	25,5
		> 72	12	127,8	20,3	30,6
ТГ-3	175	< 8	7	93,7	23,4	35,3
		9÷71	8	123,9	30,9	46,6
		> 72	13	148,9	37,1	56,0
ТГ-4	175	< 8	7	93,7	23,4	35,3
		9÷71	8	123,9	30,9	46,6
		> 72	13	148,9	37,1	56,0
ТГ-5	185	< 8	7	93,7	23,4	35,3
		9÷71	8	123,9	30,9	46,6
		> 72	13	148,9	37,1	56,0

Таблица 3.3.5

Время простоя, время пуска и затраты на пуски котлоагрегатов

Наименование оборудования	*Паропроизво-дительность, т/ч*	*Время простоя, ч*	*Время пуска, ч*	*Расход топлива на пуск, т у.т./ч*		*Затраты на пуск, тыс.руб*
				Уголь	*Мазут*	
КА-1	420	< 8	3	32,1	7	102,4
		9÷59	5	36,3	7	108,7
		> 60	19	44,0	7	120,3
КА-2	420	< 8	3	32,1	7	102,4
		9÷59	5	36,3	7	108,7
		> 60	19	44,0	7	120,3
КА-3	420	< 8	3	32,1	7	102,4
		9÷59	5	36,3	7	108,7
		> 60	19	44,0	7	120,3
КА-4	420	< 8	3	32,1	7	102,4
		9÷59	5	36,3	7	108,7
		> 60	19	44,0	7	120,3
КА-5	500	< 8	3	43,8	7	120,0
		9÷59	10	52,2	7	132,7
		> 60	19	64,2	7	150,8
КА-6	500	< 8	3	43,8	7	120,0
		9÷59	10	52,2	7	132,7
		> 60	19	64,2	7	150,8
КА-7	500	< 8	3	43,8	7	120,0
		9÷59	10	52,2	7	132,7
		> 60	19	64,2	7	150,8
КА-8	820	< 8	3	41,5	7	116,6
		9÷59	10	46,4	7	124,0
		> 60	20	57,2	7	140,3

В соответствии с приведенной ранее методикой для поиска оптимальной траектории состава работающего оборудования ТЭЦ и его нагрузок на протяжении расчетного периода решается задача динамического программирования по определению оптимальной траектории изменений состава оборудования с целью получения максимальной прибыли.

Результат решения этой задачи на первой итерации представлен в Таблице 3.3.6.

Работающее оборудование в таблицах обозначено черным прямоугольником. Крайний правый столбец в таблицах показывает, каким образом проведен расчет прибыли на соответствующем временном интервале (Л – расчет по линеаризованной зависимости; Н – точный расчет по нелинейной зависимости).

Таблица 3.3.6

Результаты выбора состава оборудования методом динамического программирования. Шаг 1

Состав оборудо-вания / Временной интервал	*ТГ*					*КА*								*Матем. ожидание прибыли, тыс.руб*	*Метод расчета*
	1	*2*	*3*	*4*	*5*	*1*	*2*	*3*	*4*	*5*	*6*	*7*	*8*		
0		■	■	■	■	■		■	■	■	■		■	–	–
1	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■		■	864	Л
2	■		■	■	■	■	■	■		■	■		■	1762	Л
3	■	■	■	■		■		■	■	■			■	2475	Л

Нулевой временной интервал предшествует расчетному периоду. Состав оборудования на этом интервале заранее известен и в процессе оптимизации не меняется. Математическое ожидание прибыли и метод решения задачи оптимизации на этом интервале в процессе оптимизации не учитываются, поэтому в Таблице 3.3.6 не показываются.

Так как математическое ожидание прибыли было рассчитано с помощью линеаризованной модели, полученные значения математического ожидания прибыли требуют уточнения с помощью нелинейной модели.

При этом рассчитывать все режимы оптимальной траектории нецелесообразно, поскольку изменение одного состава оборудования может повлечь за собой изменение всех остальных. Поэтому были проведены расчеты для состава оборудования, полученного на первом временном интервале, то есть на первом интервале, на котором состав оборудования подлежит выбору. Результаты расчетов этого состава оборудования представлены в Таблице 3.3.7.

Таблица 3.3.7

Результаты расчетов состава оборудования с помощью нелинейной математической модели. Шаг 1

Состав оборудо-вания / Временной интервал	*ТГ*					*КА*								*1 ступень*		*2 ступень*		*3 ступень*	
	1	*2*	*3*	*4*	*5*	*1*	*2*	*3*	*4*	*5*	*6*	*7*	*8*	*N, МВт*	*B, т у.т./ч*	*N, МВт*	*B, т у.т./ч*	*N, МВт*	*B, т у.т./ч*
1	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■		■	339	197,7	498	221,9	660	306,9

Полученные значения мощностей и расходов топлива заменяют соответствующие этому составу значения, полученные с помощью линеаризованной модели. Это приводит к изменению значения математического ожидания прибыли для этого конкретного состава оборудования.

Далее повторяем расчет с помощью метода динамического программирования, получаем результаты (новую траекторию), которые представлены в Таблице 3.3.8.

Таблица 3.3.8

Результаты выбора состава оборудования методом динамического программирования. Шаг 2

Состав оборудо-вания / Временной интервал	*ТГ*					*КА*								*Матем. ожидание прибыли, тыс.руб*	*Метод расчета*
	1	*2*	*3*	*4*	*5*	*1*	*2*	*3*	*4*	*5*	*6*	*7*	*8*		
0		■	■	■	■	■		■	■	■	■		■	–	–
1	■	■	■	■	■	■		■	■	■	■		■	972	Л
2	■		■	■		■	■	■	■	■				1664	Л
3	■		■	■		■	■	■	■	■				2409	Л

Как видно, в оптимальном решении состав оборудования на первом временном интервале изменился. Исключен из работы КА-2.

Аналогично предыдущему этапу производим расчеты для состава оборудования, полученного на первом временном интервале. Результаты представлены в Таблице 3.3.9.

Таблица 3.3.9

Результаты расчетов состава оборудования с помощью нелинейной математической модели. Шаг 2

Состав оборудо-вания / Временной интервал	*ТГ*					*КА*								*1 ступень*		*2 ступень*		*3 ступень*	
	1	*2*	*3*	*4*	*5*	*1*	*2*	*3*	*4*	*5*	*6*	*7*	*8*	*N, МВт*	*B, т у.т./ч*	*N, МВт*	*B, т у.т./ч*	*N, МВт*	*B, т у.т./ч*
1	■	■	■	■	■	■		■	■	■	■		■	326	195,7	496	219,6	642	280,7

Вновь заменяем значения, полученные в результате решения задач ЛП на точные для оптимального варианта и повторяем расчет, результаты которого представлены в Таблице 3.3.10.

Таблица 3.3.10

Результаты выбора состава оборудования методом динамического программирования. Шаг 3

Состав оборудо-вания / Временной интервал	*ТГ*					*КА*								*Матем. ожидание прибыли, тыс.руб*	*Метод расчета*
	1	*2*	*3*	*4*	*5*	*1*	*2*	*3*	*4*	*5*	*6*	*7*	*8*		
0		■	■	■	■	■		■	■	■	■		■	–	–
1	■	■	■	■	■	■	■	■		■	■		■	844	Л
2	■		■	■	■	■	■	■		■	■		■	1742	Л
3	■		■	■		■	■	■	■	■				2488	Л

Аналогично предыдущему этапу производим расчеты для состава оборудования, полученного на первом временном интервале. Результаты представлены в Таблице 3.3.11.

Таблица 3.3.11

Результаты расчетов состава оборудования с помощью нелинейной математической модели. Шаг 3

Состав оборудо-вания / Временной интервал	*ТГ*					*КА*								*1 ступень*		*2 ступень*		*3 ступень*	
	1	*2*	*3*	*4*	*5*	*1*	*2*	*3*	*4*	*5*	*6*	*7*	*8*	*N, МВт*	*B, т у.т./ч*	*N, МВт*	*B, т у.т./ч*	*N, МВт*	*B, т у.т./ч*
1	■	■	■	■	■	■	■	■		■	■		■	333	196,1	498	222,1	639	280,5

Вновь заменяем линеаризованные значения полученными и повторяем расчет, результаты которого представлены в Таблице 3.3.12.

Таблица 3.3.12

Результаты выбора состава оборудования методом динамического программирования. Шаг 4

Состав оборудо-вания / Временной интервал	*ТГ*					*КА*								*Матем. ожидание прибыли, тыс.руб*	*Метод расчета*
	1	*2*	*3*	*4*	*5*	*1*	*2*	*3*	*4*	*5*	*6*	*7*	*8*		
0		■	■	■	■	■		■	■	■	■		■	–	–
1	■	■	■	■	■	■	■	■	■		■		■	844	Л
2	■		■	■	■	■	■	■	■		■		■	1742	Л
3	■		■	■		■	■	■	■	■				2488	Л

Аналогично предыдущему этапу производим расчеты для состава оборудования, полученного на первом временном интервале. Результаты представлены в Таблице 3.3.13.

Таблица 3.3.13

Результаты расчетов состава оборудования с помощью нелинейной математической модели. Шаг 4

Состав оборудо-вания / Временной интервал	*ТГ*					*КА*								*1 ступень*		*2 ступень*		*3 ступень*	
	1	*2*	*3*	*4*	*5*	*1*	*2*	*3*	*4*	*5*	*6*	*7*	*8*	*N, МВт*	*B, т у.т./ч*	*N, МВт*	*B, т у.т./ч*	*N, МВт*	*B, т у.т./ч*
1	■	■	■	■	■	■	■	■	■		■		■	322	194,3	486	220,0	611	293,2

Вновь заменяем линеаризованные значения полученными и повторяем расчет, результаты которого представлены в Таблице 3.3.14.

Таблица 3.3.14

Результаты выбора состава оборудования методом динамического программирования. Шаг 5

Состав оборудо-вания / Временной интервал	*ТГ*					*КА*								*Матем. ожидание прибыли, тыс.руб*	*Метод расчета*
	1	*2*	*3*	*4*	*5*	*1*	*2*	*3*	*4*	*5*	*6*	*7*	*8*		
0		■	■	■	■	■		■	■	■	■		■	–	–
1	■	■	■	■	■	■	■	■		■	■		■	842	Н
2	■		■	■	■	■	■	■		■	■		■	1740	Л
3	■		■	■		■	■	■	■	■				2485	Л

Как видно из Таблицы 3.3.14, состав оборудования, полученный на первом интервале, не изменился по сравнению с ранее рассчитанным шагом (Таблица 3.3.10), поэтому переходим к подробному расчету состава оборудования из второго временного интервала. Результаты расчета представлены в Таблице 3.3.15.

Таблица 3.3.15

Результаты расчетов состава оборудования с помощью нелинейной математической модели. Шаг 5

Состав оборудо-вания / Временной интервал	*ТГ*					*КА*								*1 ступень*		*2 ступень*		*3 ступень*	
	1	*2*	*3*	*4*	*5*	*1*	*2*	*3*	*4*	*5*	*6*	*7*	*8*	*N, МВт*	*B, т у.т./ч*	*N, МВт*	*B, т у.т./ч*	*N, МВт*	*B, т у.т./ч*
2	■		■	■	■	■	■	■		■	■		■	321	167,6	416	181,9	531	251,0

Вновь заменяем линеаризованные значения полученными и повторяем расчет, результаты которого представлены в Таблице 3.3.16.

Таблица 3.3.16

Результаты выбора состава оборудования методом динамического программирования. Шаг 6

Состав оборудо-вания / Временной интервал	*ТГ*					*КА*								*Матем. ожидание прибыли, тыс.руб*	*Метод расчета*
	1	*2*	*3*	*4*	*5*	*1*	*2*	*3*	*4*	*5*	*6*	*7*	*8*		
0		■	■	■	■	■		■	■	■	■		■	–	–
1		■	■	■	■	■		■	■	■	■	■	■	949	Л
2		■	■	■	■	■	■	■		■		■	■	1736	Л
3		■	■	■		■	■	■	■	■				2372	Л

Аналогично предыдущему этапу производим расчеты для состава оборудования, полученного на втором временном интервале. Результаты представлены в Таблице 3.3.17.

Таблица 3.3.17

Результаты расчетов состава оборудования с помощью нелинейной математической модели. Шаг 6

Состав оборудо-вания / Временной интервал	*ТГ*					*КА*								*1 ступень*		*2 ступень*		*3 ступень*	
	1	*2*	*3*	*4*	*5*	*1*	*2*	*3*	*4*	*5*	*6*	*7*	*8*	*N, МВт*	*B, т у.т./ч*	*N, МВт*	*B, т у.т./ч*	*N, МВт*	*B, т у.т./ч*
2		■	■	■	■	■	■	■		■		■	■	0	0	0	0	0	0

Получен недопустимый состав оборудования, который не обеспечивает заданной тепловой нагрузкой потребителей. Данный состав исключается из дальнейшего рассмотрения.

Повторяем расчет, результаты которого представлены в Таблице 3.3.18.

Таблица 3.3.18

Результаты выбора состава оборудования методом динамического программирования. Шаг 7

Состав оборудо-вания / Временной интервал	*ТГ*					*КА*								*Матем. ожидание прибыли, тыс.руб*	*Метод расчета*
	1	*2*	*3*	*4*	*5*	*1*	*2*	*3*	*4*	*5*	*6*	*7*	*8*		
0		■	■	■	■	■		■	■	■	■		■	–	–
1	■	■	■	■	■	■		■	■	■	■		■	960	Н
2	■		■	■	■	■	■	■	■		■		■	1738	Л
3	■		■	■		■	■	■	■	■				2351	Л

Аналогично предыдущему этапу производим расчеты для состава оборудования, полученного на втором временном интервале. Результаты представлены в Таблице 3.3.19.

Таблица 3.3.19

Результаты расчетов состава оборудования с помощью нелинейной математической модели. Шаг 7

Состав оборудо-вания / Временной интервал	*ТГ*					*КА*								*1 ступень*		*2 ступень*		*3 ступень*	
	1	*2*	*3*	*4*	*5*	*1*	*2*	*3*	*4*	*5*	*6*	*7*	*8*	*N, МВт*	*B, т у.т./ч*	*N, МВт*	*B, т у.т./ч*	*N, МВт*	*B, т у.т./ч*
2	■		■	■	■	■	■	■	■		■		■	357	173,2	404	180,2	553	258,4

Вновь заменяем линеаризованные значения полученными и повторяем расчет, результаты которого представлены в Таблице 3.3.20.

Как видно из таблицы 3.3.20, на первом временном интервале вновь изменился состав оборудования, в связи с чем были вновь проведены расчеты для первого временного интервала. Аналогично предыдущему этапу производим расчеты для состава оборудования, полученного на первом временном интервале. Результаты представлены в Таблице 3.3.21.

Таблица 3.3.20

Результаты выбора состава оборудования методом динамического программирования. Шаг 8

Состав оборудо-вания / Временной интервал	*ТГ*					*КА*								*Матем. ожидание прибыли, тыс.руб*	*Метод расчета*
	1	*2*	*3*	*4*	*5*	*1*	*2*	*3*	*4*	*5*	*6*	*7*	*8*		
0		■	■	■	■	■		■	■	■	■		■	–	–
1		■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■		845	Л
2		■	■		■	■	■	■	■			■		1720	Л
3		■	■	■		■	■	■	■	■				2285	Л

Таблица 3.3.21

Результаты расчетов состава оборудования с помощью нелинейной математической модели. Шаг 8

Состав оборудо-вания / Временной интервал	*ТГ*					*КА*								*1 ступень*		*2 ступень*		*3 ступень*	
	1	*2*	*3*	*4*	*5*	*1*	*2*	*3*	*4*	*5*	*6*	*7*	*8*	*N, МВт*	*B, т у.т./ч*	*N, МВт*	*B, т у.т./ч*	*N, МВт*	*B, т у.т./ч*
1		■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■		316	193,3	495	221,6	537	257,0

Вновь заменяем линеаризованные значения полученными и повторяем расчет, результаты которого представлены в Таблице 3.3.22.

Таблица 3.3.22

Результаты выбора состава оборудования методом динамического программирования. Шаг 9

Состав оборудо-вания / Временной интервал	*ТГ*					*КА*								*Матем. ожидание прибыли, тыс.руб*	*Метод расчета*
	1	*2*	*3*	*4*	*5*	*1*	*2*	*3*	*4*	*5*	*6*	*7*	*8*		
0		■	■	■	■	■		■	■	■	■		■	–	–
1		■	■	■	■	■		■	■	■	■	■	■	949	Л
2		■	■		■	■	■	■	■			■	■	1704	Л
3		■	■	■		■	■	■	■	■				2269	Л

Аналогично предыдущему этапу производим расчеты для состава оборудования, полученного на первом временном интервале. Результаты представлены в Таблице 3.3.23.

Таблица 3.3.23

Результаты расчетов состава оборудования с помощью нелинейной математической модели. Шаг 9

Состав оборудо-вания / Временной интервал	*ТГ*					*КА*								*1 ступень*		*2 ступень*		*3 ступень*	
	1	*2*	*3*	*4*	*5*	*1*	*2*	*3*	*4*	*5*	*6*	*7*	*8*	*N, МВт*	*B, т у.т./ч*	*N, МВт*	*B, т у.т./ч*	*N, МВт*	*B, т у.т./ч*
1		■	■	■	■	■		■	■	■	■	■	■	400	206,9	505	223,1	607	281,2

Вновь заменяем линеаризованные значения полученными и повторяем расчет, результаты которого представлены в Таблице 3.3.24.

Таблица 3.3.24

Результаты выбора состава оборудования методом динамического программирования. Шаг 10

Состав оборудо-вания / Временной интервал	*ТГ*					*КА*								*Матем. ожидание прибыли, тыс.руб*	*Метод расчета*
	1	*2*	*3*	*4*	*5*	*1*	*2*	*3*	*4*	*5*	*6*	*7*	*8*		
0		■	■	■	■	■		■	■	■	■		■	–	–
1	■	■	■	■	■	■	■	■		■	■		■	842	Н
2	■		■	■	■	■	■	■		■	■		■	1516	Н
3	■		■	■		■	■	■	■	■				2262	Л

Как видно из Таблицы 3.3.24, составы на 1 и 2 временных интервалах уже были рассчитаны с помощью нелинейной модели, поэтому переходим к расчету состава из 4 временного интервала.

Аналогично предыдущему этапу производим расчеты для состава оборудования, полученного на третьем временном интервале. Результаты представлены в Таблице 3.3.25.

Таблица 3.3.25

Результаты расчетов состава оборудования с помощью нелинейной математической модели. Шаг 10

Состав оборудо-вания / Временной интервал	*ТГ*					*КА*								*1 ступень*		*2 ступень*		*3 ступень*	
	1	*2*	*3*	*4*	*5*	*1*	*2*	*3*	*4*	*5*	*6*	*7*	*8*	*N, МВт*	*B, т у.т./ч*	*N, МВт*	*B, т у.т./ч*	*N, МВт*	*B, т у.т./ч*
3	■		■	■		■	■	■	■	■				214	140,6	321	157,3	357	181,8

Вновь заменяем линеаризованные значения полученными и повторяем расчет, результаты которого представлены в Таблице 3.3.26.

Таблица 3.3.26

Результаты выбора состава оборудования методом динамического программирования. Шаг 11

Состав оборудо-вания / Временной интервал	*ТГ*					*КА*								*Матем. ожидание прибыли, тыс.руб*	*Метод расчета*
	1	*2*	*3*	*4*	*5*	*1*	*2*	*3*	*4*	*5*	*6*	*7*	*8*		
0		■	■	■	■	■		■	■	■	■		■	–	–
1	■	■	■	■	■	■		■	■	■	■		■	960	Н
2	■	■		■	■	■			■	■	■		■	1707	Н
3	■	■		■		■		■	■	■				2168	Л

Аналогично предыдущему этапу производим расчеты для состава оборудования, полученного на третьем временном интервале. Результаты представлены в Таблице 3.3.27.

Таблица 3.3.27

Результаты расчетов состава оборудования с помощью нелинейной математической модели. Шаг 11

Состав оборудо-вания / Временной интервал	*ТГ*					*КА*								*1 ступень*		*2 ступень*		*3 ступень*	
	1	*2*	*3*	*4*	*5*	*1*	*2*	*3*	*4*	*5*	*6*	*7*	*8*	*N, МВт*	*B, т у.т./ч*	*N, МВт*	*B, т у.т./ч*	*N, МВт*	*B, т у.т./ч*
3	■	■		■		■		■	■	■				0	0	0	0	0	0

Вновь заменяем линеаризованные значения полученными и повторяем расчет, результаты которого представлены в Таблице 3.3.28.

Таблица 3.3.28

Результаты выбора состава оборудования методом динамического программирования. Шаг 12

Состав оборудо-вания / Временной интервал	*ТГ*					*КА*								*Матем. ожидание прибыли, тыс.руб*	*Метод расчета*
	1	*2*	*3*	*4*	*5*	*1*	*2*	*3*	*4*	*5*	*6*	*7*	*8*		
0		■	■	■	■	■		■	■	■	■		■	–	–
1	■	■	■	■	■	■	■	■		■	■		■	842	Л
2		■	■	■	■	■	■	■		■	■		■	1516	Л
3		■	■	■		■	■	■	■	■				2258	Л

Аналогично предыдущему этапу производим расчеты для состава оборудования, полученного на третьем временном интервале. Результаты представлены в Таблице 3.3.29.

Таблица 3.3.29

Результаты расчетов состава оборудования с помощью нелинейной математической модели. Шаг 12

Состав оборудо-вания / Временной интервал	*ТГ*					*КА*								*1 ступень*		*2 ступень*		*3 ступень*	
	1	*2*	*3*	*4*	*5*	*1*	*2*	*3*	*4*	*5*	*6*	*7*	*8*	*N, МВт*	*B, т у.т./ч*	*N, МВт*	*B, т у.т./ч*	*N, МВт*	*B, т у.т./ч*
3		■	■	■		■	■	■	■	■				214	140,6	321	157,3	357	181,8

Вновь заменяем линеаризованные значения полученными и повторяем расчет, результаты которого представлены в Таблице 3.3.30.

Таблица 3.3.30

Результаты выбора состава оборудования методом динамического программирования. Шаг 13

Состав оборудо-вания / Временной интервал	*ТГ*					*КА*								*Матем. ожидание прибыли, тыс.руб*	*Метод расчета*
	1	*2*	*3*	*4*	*5*	*1*	*2*	*3*	*4*	*5*	*6*	*7*	*8*		
0		■	■	■	■	■		■	■	■	■		■	–	–
1	■	■	■	■	■	■	■	■		■	■		■	842	Н
2		■	■	■	■	■	■	■		■	■		■	1516	Н
3		■	■	■		■	■	■	■	■				1917	Н

Все составы оборудования, находящиеся на оптимальной траектории, были рассчитаны с помощью нелинейной модели, поэтому можно заключить, что результаты полученного значения математического ожидания прибыли являются обоснованными и не требуют проведения дальнейших расчетов.

Как видно, в оптимальной траектории ТГ-1 включается в работу в первых сутках расчетного периода, затем останавливается. ТГ-2, 3 и 4 работают как на нулевом интервале, так и во всех сутках расчетного периода. ТГ-5 работает на нулевом интервале и на первых двух сутках расчетного периода, затем останавливается.

Целью решения данной задачи является определение состава оборудования на первом временном интервале. Дополнительные временные интервалы 2 и 3 используются для учета затрат на пуски оборудования.

Для оценки погрешности от неучета последующих временных интервалов был использован метод, изложенный в разделе 2.3. Расчет показал, что $\delta Z^{\max}$, определенный из выражения (2.111) с учетом условия (2.112), составляет 4,197 тыс. руб. и отношение $\frac{\delta Z^{\max}}{Z} = \frac{4,197}{1917} = 0,002$, что является приемлемой погрешностью при оптимизации состава оборудования. Из этого делается вывод,

что три временных интервала по 24 часа для решаемой задачи достаточно и увеличивать расчетный период не требуется.

3.4. Примеры оптимизационных расчетов для формирования ценовой заявки ТЭЦ на РСВ

Для принятия эффективного решения по подаче ценовой заявки на РСВ использована методика оценки электрических нагрузок при планировании режимов работы ТЭЦ на РСВ, описанная в разделе 2.2.

Для минимизации ущерба в случае реализации на РСВ низкой (вплоть до нулевой) цены электроэнергии требуется найти режим работы ТЭЦ, при котором отпуск электроэнергии при заданной тепловой нагрузке будет минимальным.

В Таблицах 3.4.1 и 3.4.2 приведены результаты оптимизационных расчетов по распределению нагрузки между агрегатами ТЭЦ по критерию минимума электрической мощности (ступень 1) для котло- и турбоагрегатов, соответственно. Рассматривается состав оборудования и тепловые нагрузки, соответствующие варианту состава включенного оборудования первого временного интервала, представленные в Таблице 3.3.1, при этом отключены: котлоагрегаты БКЗ-420-140 (ст.№ 1), БКЗ-420-140 (ст.№ 4), БКЗ-500-140 (ст.№ 7) и турбоагрегат ПТ-60-130/13 (ст.№ 2).

Таблица 3.4.1

Распределение нагрузки между котлоагрегатами при минимуме электрической мощности

Параметр / Котлоагрегат	*Котлоагрегаты*							
	1	*2*	*3*	*4*	*5*	*6*	*7*	*8*
Паропроизводи-тельность , т/ч	-	396	404	-	300	300	-	500
Расход топлива, т у.т./ч	-	41,4	42,3	-	30	30	-	51,5

В случае, если на РСВ реализуется достаточно высокая цена электроэнергии, ТЭЦ должна работать в режиме, обеспечивающем максимальную электрическую мощность на тепловом потреблении.

Таблица 3.4.2

Распределение нагрузки между турбоагрегатами при минимуме электрической мощности

Параметр / Турбоагрегат	*Турбоагрегаты*				
	1	*2*	*3*	*4*	*5*
Расход пара в голову, т/ч	258	-	340,3	600	500
Расход пара в отбор «П», т/ч	188	-	-	-	-
Расход пара в отбор «Т», т/ч	29	-	-	-	-
Расход сетевой воды, т/ч	-	-	1695	2706	2303
Расход пара в конденсатор, т/ч	7,2	-	19	20	66
Расход циркводы, т/ч	0	-	0	0	0
Расход в пучок, т/ч	167	-	275	297	2474
Мощность, МВт	35	-	67	115	106

В Таблицах 3.4.3 и 3.4.4 приведены результаты оптимизационных расчетов по распределению нагрузки между агрегатами ТЭЦ по критерию максимум электрической мощности в теплофикационном режиме (ступень 2) для котло- и турбоагрегатов, соответственно. Здесь также рассмотрена работа варианта состава оборудования первого временного интервала, представленного в Таблице 3.3.1.

Таблица 3.4.3

Распределение нагрузки между котлоагрегатами при максимуме электрической мощности в теплофикационном режиме

Параметр / Котлоагрегат	*Котлоагрегаты*							
	1	*2*	*3*	*4*	*5*	*6*	*7*	*8*
Паропроизводи-тельность , т/ч	-	419	418	-	341	341	-	737
Расход топлива, т у.т./ч	-	41,6	41,5	-	33,3	33,3	-	73,2

В Таблицах 3.4.5 и 3.4.6 приведены результаты оптимизационных расчетов по распределению нагрузки между агрегатами ТЭЦ по критерию максимум

полной электрической мощности в конденсационном режиме (ступень 3) для котло- и турбоагрегатов, соответственно.

Таблица 3.4.4

Распределение нагрузки между турбоагрегатами при максимуме электрической мощности в теплофикационном режиме

Параметр / Турбоагрегат	*Турбоагрегаты*				
	1	*2*	*3*	*4*	*5*
Расход пара в «голову», т/ч	280	-	541	682	737
Расход пара в отбор «П», т/ч	92	-	-	-	-
Расход пара в отбор «Т», т/ч	85	-	-	-	-
Расход сетевой воды, т/ч	-	-	2548	3042	4634
Расход пара в конденсатор, т/ч	49,5	-	103	117,7	20,6
Расход циркводы, т/ч	0	-	0	0	0
Расход во встр. пучок, т/ч	588	-	1279	1297	344
Мощность, МВт	52,7	-	128	158	165

Таблица 3.4.5

Распределение нагрузки между котлоагрегатами при максимуме электрической мощности в конденсационном режиме

Параметр / Котлоагрегат	*Котлоагрегаты*							
	1	*2*	*3*	*4*	*5*	*6*	*7*	*8*
Паропроизводительность , т/ч	-	420	420	-	377	377	-	808
Расход топлива, т у.т./ч	-	42,4	42,4	-	37,1	37,1	-	80,8

Таблица 3.4.6

Распределение нагрузки между турбоагрегатами при максимуме электрической мощности в конденсационном режиме

Параметр / Турбоагрегат	*Турбоагрегаты*				
	1	*2*	*3*	*4*	*5*
Расход пара в «голову», т/ч	275	-	549	754	808
Расход пара в отбор «П», т/ч	88	-	-	-	-
Расход пара в отбор «Т», т/ч	132	-	-	-	-
Расход сетевой воды, т/ч	-	-	2376	3175	4721
Расход пара в конденсатор, т/ч	5	-	130,3	130,4	38
Расход циркводы, т/ч	1808	-	0	7200	60
Расход во встр. пучок, т/ч	0	-	2556	0	951,5
Мощность, МВт	50	-	133	176	180,5

Полученные результаты (Таблица 3.4.7) позволяют формировать ценовые заявки РСВ на основе оптимизационных расчетов режимов работы ТЭЦ, что способствует максимально эффективно участвовать в РСВ, исключая субъективное мнение персонала электростанции.

Таблица 3.4.7

Параметры ценовой заявки РСВ

Параметр / Ступень ценовой заявки РСВ	*Суммарная мощность, МВт*	*Суммарный расход топлива, т у.т*	*Топливные издержки, руб/МВтч*	*Топливные издержки с учетом нормы прибыли, руб/МВтч*
1 ступень	323	195,2	469,1	562,9
2 ступень	503,7	222,9	416,6	499,9
3 ступень	539,5	239,8	436,3	523,6

Таким образом, предлагаемая методика может быть использована при формировании ценовой заявки ТЭЦ для участия на РСВ.

3.5. Пример оценки возможного повышения эффективности работы на БР

С использованием методики оценки прибыли ТЭЦ при изменении цены на БР проведены расчеты оптимальной конденсационной дозагрузки агрегатов описанной ранее ТЭЦ. Были отобраны два базовых режима работы станции в отопительный период, в которых по прогнозным значениям Индикатора БР была возможна дополнительная выработка электроэнергии.

3.5.1. Базовый режим работы

Основные параметры выбранных режимов работы ТЭЦ и состав включенного основного энергетического оборудования представлены в Таблице 3.5.1.

Таблица 3.5.1

Основные характеристики выбранных режимов работы ТЭЦ

Параметр / Режим работы	*Номер режима*	
	Режим 1	*Режим 2*
Тепловая нагрузка потребителя, Гкал/ч	1 011	1 047
Расход прямой сетевой воды, т/ч	17 804	17 538
Расход обратной сетевой воды, т/ч	14 545	14 795
Температура прямой сетевой воды, ^{o}C	99	104
Температура обратной сетевой воды, ^{o}C	59,6	60,7
Полная электрическая мощность станции, МВт	571	490
Расход пара 1,3 МПа от РОУ-14/1,3, т/ч	0	55
Состав ТГ, №№	1,2,3,4,5	1,3,4,5
Состав КА, №№	1,2,3,4,5,6,8	1,2,4,5,6,7,8
Прогнозное значение Индикатора БР, руб/МВтч	589.96	681.13
Цена топлива, руб/т у.т.	1 580	1 480
Минимальная норма прибыли предприятия, %	20	20

Для этих режимов работы решены задачи оценивания состояния [50], определены параметры оборудования и суммарные расходы топлива. Параметры основных агрегатов ТЭЦ (замеренные и определенные в результате решения задачи оценивания состояния) представлены в Таблицах 3.5.2 и 3.5.3.

Таблица 3.5.2

Паропроизводительности котлоагрегатов (замеренные и вычисленные с помощью математической модели), т/ч

Режим работы / Котлоагрегат		*Котлоагрегаты, №*							
		1	2	3	4	5	6	7	8
Режим 1	Замер	376	358	335	294	329	396	0	624
	Расчет	370	352	328	288	329	396	0	616
Режим 2	Замер	327	328	0	320	310	302	316	548
	Расчет	328	328	0	300	300	300	300	546

Дополнительное ограничение введено на норму прибыли, минимальное ее значение было принято – 20%.

Таблица 3.5.3

Режимные параметры работы турбоагрегатов в фактических режимах и в режимах, вычисленных с помощью математической модели

Режим работы / Параметр *	*Т/а*	*Мощность, МВт*	*Расход пара в «голову», т/ч*	*Расход пара на П-отбор, т/ч*	*Расход пара на Т-отбор, т/ч*	*Расход пара в конденсатор, т/ч*	*Расход воды через конденсатор, т/ч*	
	№	N	D_o	$D_П^{отб}$	$D_Т^{отб}$	$D_{конд}^{пар}$	$D_{конд}^{вода}$	
							Основной пучок	*Встроенный пучок*
Режим 1	1	60 / 60	372 / 364	121 / 109	136 / 133	19 / 24	0 / 0	519 / 519
	2	54 / 54	332 / 320	110 / 99	98 / 118	24 / 25	0 / 0	469 / 469
	3	151 / 151	658 / 654	0	382 / 367	132 / 135	2245 / 2246	969 / 969
	4	164 / 164	725 / 725	0	420 / 410	146 / 131	2250 / 2250	942 / 942
	5	142 / 142	624 / 616	0	368 / 362	118 / 123	2107 / 2107	560 / 560
Режим 2	1	53 / 53	387 / 383	232 / 220	85 / 78	12 / 14	0 / 0	349 / 349
	2	0	0	0	0	0	0	0
	3	131 / 131	588 / 573	0	369 / 386	40 / 52	0	777 / 777
	4	135 / 136	612 / 600	0	385 / 407	35 / 55	0	695 / 695
	5	171 / 171	810 / 777	0	521 / 532	33 / 50	0	801 / 801
Режим 1 optimum	1	49	253	0	149	27	0	519
	2	47	229	0	150	26	0	469
	3	155	645	0	346	144	7200	969
	4	148	646	0	437	58	0	942
	5	172	777	0	577	20	0	560
Режим 2 optimum	1	54	385	223	74	10	0	349
	2	0	0	0	0	0	0	0
	3	117	509	0	368	25	0	777
	4	145	647	0	470	26	0	839
	5	174	789	0	561	37	0	945

* – в числителе отражены данные фактического режима работы;
в знаменателе – величины, вычисленные с помощью математической модели

Из Таблиц 3.5.2 и 3.5.3 видно, что параметры, полученные с помощью модели, с достаточной точностью совпадают с замеренными, это дает основание утверждать, что рассчитанный расход топлива также достаточно близок к фактическому.

3.5.2. Пример максимизации дополнительной прибыли ТЭЦ на БР

После того, как было проведено оценивание состояния в базовых режимах работы, были сформированы оптимизационные задачи по максимизации

прибыли, получаемой за счет дополнительной выработки электроэнергии, то есть оптимальной конденсационной дозагрузки агрегатов.

В оптимизируемые параметры этой задачи, изменением которых (в заданных пределах) можно добиться улучшения значения целевой функции без нарушения ограничений, вошли расходы свежего пара на турбины, давления перед регулирующими диафрагмами и расходы сетевой воды через подогреватели турбин типа «Т», расходы циркуляционной воды через конденсаторы турбин, расходы острого пара от котлов.

Параметры работы основного теплоэнергетического оборудования в полученных режимах представлены в таблицах 3.5.4 и 3.5.5.

Таблица 3.5.4

Паропроизводительности котлоагрегатов в прогнозируемых режимах, т/ч

Режим работы / Котлоагрегат	*Котлоагрегаты, №*							
	1	2	3	4	5	6	7	8
Режим 1 прогнозный	420	352	419	288	358	396	0	741
Режим 2 прогнозный	355	328	0	420	453	300	300	546

Таблица 3.5.5

Оптимальные режимные параметры работы турбоагрегатов в прогнозируемых режимах

Режим работы / Параметр	*Т/а*	*Мощность, МВт*	*Расход свежего пара, т/ч*	*Расход пара из «П» - отбора, т/ч*	*Расход пара из «Т» - отбора, т/ч*	*Расход пара в конденсатор, т/ч*	*Расход воды через конденсатор, т/ч*	
							Основной пучок	*Встроенный пучок*
Режим 1 прогнозный	1	65	386	109	146	24	0	519
	2	60	336	99	150	26	0	469
	3	181	755	0	272	263	7 200	969
	4	174	754	0	419	131	7 200	942
	5	174	741	0	423	139	7 200	560
Режим 2 прогнозный	1	54	385	219	78	16	0	349
	2	0	0	0	0	0	0	0
	3	160	718	0	487	49	0	777
	4	180	754	0	325	215	10 800	695
	5	180	809	0	554	59	0	801

Основные показатели работы ТЭЦ приведены в таблице 3.5.6.

Таблица 3.5.6

Основные технико-экономические показатели работы электростанции

Режим работы/ Параметр		*Прогноз-ное значение Индика-тора БР, руб/МВтч*	*Мощ-ность ТЭС, МВт*	*Расход топлива, т у.т./ч*	*Удельный расход топлива на выработку дополни-тельной электро-энергии, кг/МВтч*	*Дополни-тельная прибыль, руб/ч*	*Топливная составляющая себестоимости дополнительно-произведенной электроэнергии, руб/МВтч*
Режим 1	базовый	-	571	262,5	-	-	-
		490	599	269,1	234,3	3 397	370,2
		540	612	273	259,2	5 292	409,5
	прогнозный	589,96	655	289,1	317,2	11 644	501,1
		3500	682	305	382,1	321 779	603,7
Режим 2	базовый	-	490	236,9	-	-	-
		480	523	245,3	253,2	3 492	374,7
		530	549	254,4	295	5 528	436,6
	прогнозный	681,13	574	263,9	318,9	17 741	475,7

Как видно из Таблицы 3.5.6, оптимальная электрическая мощность станции при прогнозных значениях Индикатора БР для *Режима 1* – 655 МВт, для *Режима 2* – 574 МВт. Помимо режимов с прогнозируемым значением Индикатора БР, были оптимизированы режимы работы при значениях Индикатора БР меньших, чем прогнозные. Кроме того, для *Режима 1* проведена оптимизация при значении Индикатора БР, существенно большем прогнозного. Это значение подобрано таким образом, чтобы при нем оптимальная мощность ТЭЦ достигла максимально-возможного значения, ограниченного теплосъемом в градирнях. Результаты расчета основных показателей ТЭЦ в этих режимах приведены в Таблице 3.5.6.

По результатам оптимизации вышеуказанных режимов работы построены энергетические характеристики ТЭЦ для *Режима 1* и для *Режима 2*, представленные на Рисунках 3.5.1 и 3.5.2, соответственно.

Как видно из Рисунка 3.5.1 при достижении величины выработки 625 МВтч отмечается относительно резкое увеличение удельного расхода топлива, которое

вызвано естественным повышением давления в камере регулируемых отборов турбин типа «Т».

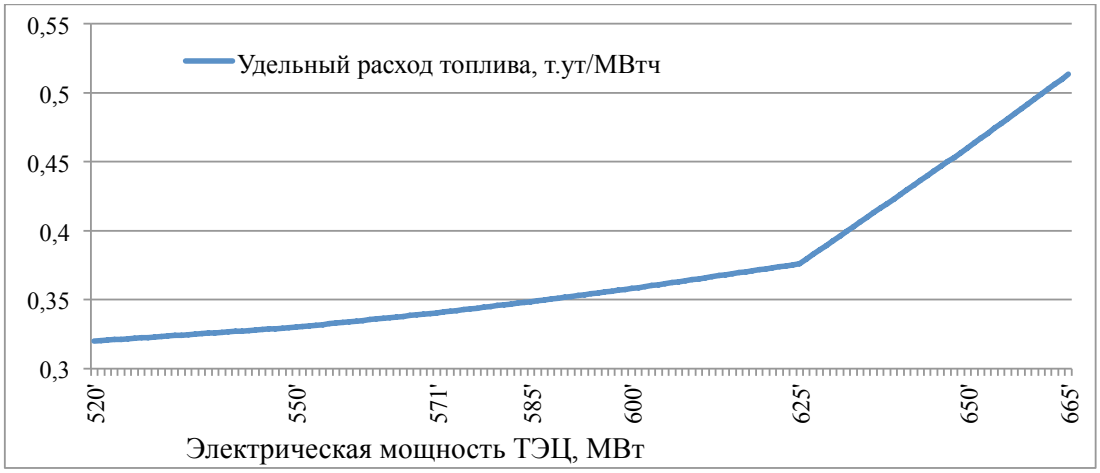

Рисунок 3.5.1. Удельный расход топлива в зависимости от мощности ТЭЦ для Режима 1.

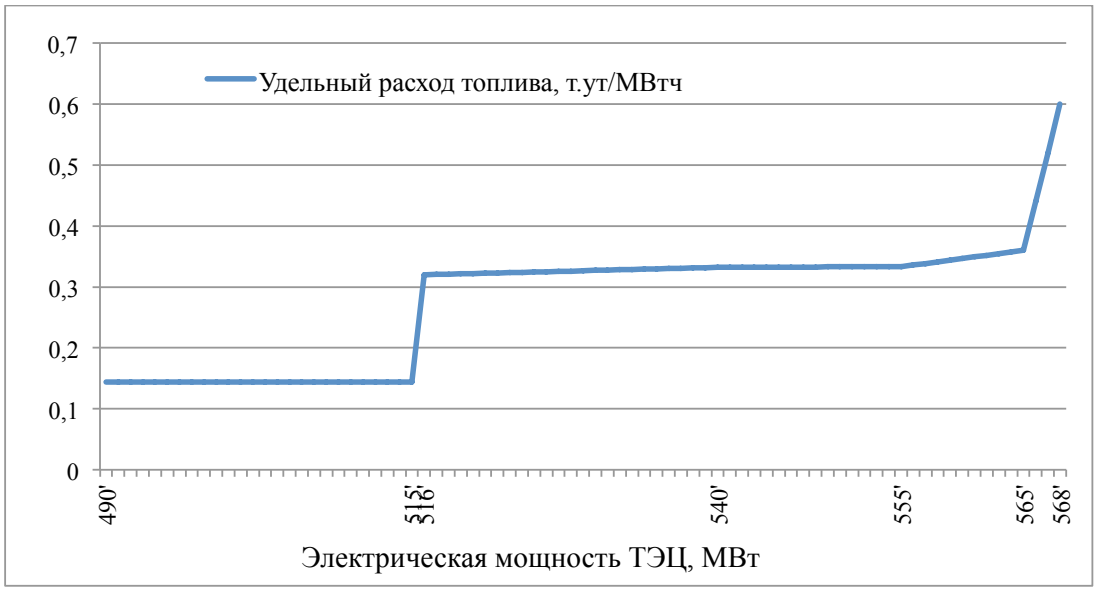

Рисунок 3.5.2. Удельный расход топлива в зависимости от мощности ТЭЦ для Режима 1.

Как видно из Таблицы 3.5.6, удельный расход топлива на дополнительную выработку электроэнергии, особенно при небольшом приросте электрической мощности, весьма низок. Это объясняется тем, что с ростом расхода пара в конденсаторы турбин уменьшается дросселирование этого пара на

регулирующих диафрагмах, увеличивается эффективность регенеративного подогрева питательной воды и осуществляется более оптимальное распределение тепловых нагрузок теплофикационных турбин между верхним и нижним теплофикационными отборами. Это приводит к увеличению выработки электроэнергии на тепловом потреблении. В результате конденсационная выработка увеличивается на меньшую величину, чем суммарная мощность ТЭЦ. При высоких значениях Индикатора БР турбоагрегаты станции могут загружаться до своих номинальных показателей. При этом происходит снижение расхода пара из регулируемых отборов турбин и замещение его паром от редукционно-охладительных установок. При таком режиме снижается выработка электроэнергии на тепловом потреблении, а конденсационная выработка растет быстрее, чем увеличивается мощность ТЭЦ. Это приводит к резкому росту удельного расхода топлива на дополнительную выработку электроэнергии. При оптимизационных расчетах для правильного учета указанных эффектов необходимо использовать достаточно подробные модели оборудования ТЭЦ.

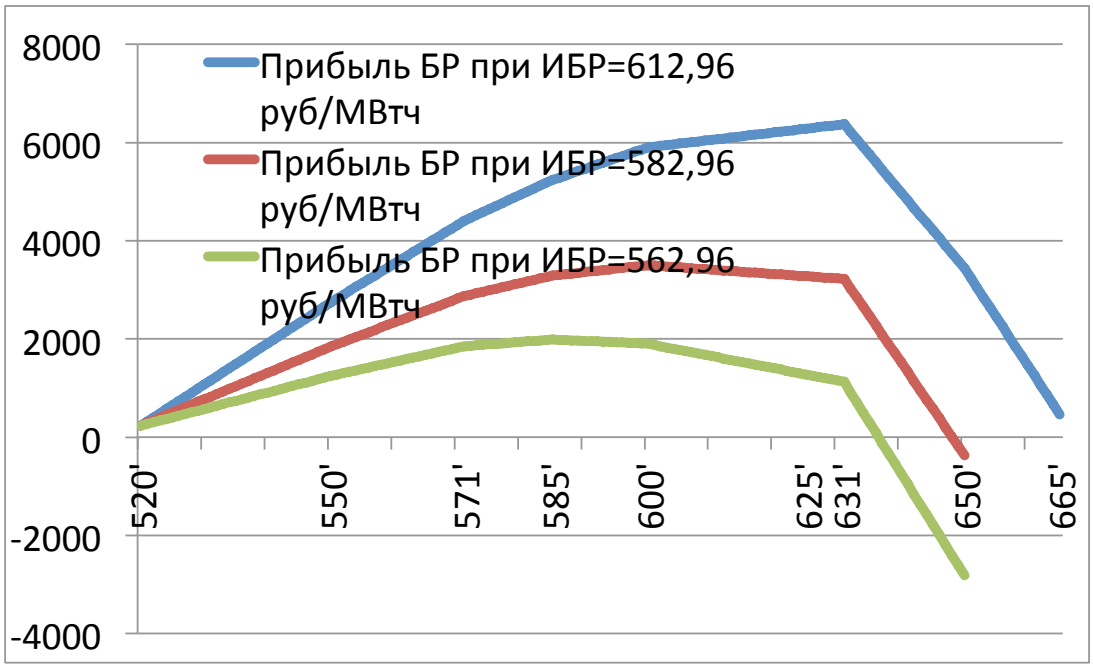

Рисунок 3.5.3. Изменение прибыли (руб) в зависимости от электрической нагрузки ТЭЦ (МВт)

Следует отметить, что фактическая прибыль от дополнительной загрузки ТЭЦ сильно зависит от того, насколько фактическое значение Индикатора БР будет отличаться от его прогнозного значения (Рисунок 3.5.3). При уменьшении фактического Индикатора БР относительно прогнозного в оптимальном режиме норма прибыли может оказаться ниже приемлемой величины. Чтобы сократить риск таких ситуаций, следует при оптимизации принимать достаточно большое значение минимально-допустимой нормы прибыли α_{pr}^{nor} , превосходящее приемлемую величину.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате выполнения диссертационной работы получены следующие основные результаты.

1. Разработана оригинальная методика комплексной оптимизации работы ТЭЦ на ОРЭМ, включающая: выбор состава работающего оборудования; оптимизацию режимов работы и формирование ценовых заявок для РСВ и определение эффективного режима работы на БР.

2. Впервые предложен метод решения задачи оптимизации состава работающего основного оборудования ТЭЦ с учетом динамики изменения тепловых нагрузок и затрат на пуски оборудования, основанный на сочетании принципов целочисленного и динамического программирования.

3. Предложена методика определения критерия для оценки эффективности работы ТЭЦ на РСВ. В качестве такого критерия выбрано математическое ожидание прогнозной прибыли электростанции, определяемое с учетом вероятностного характера цены электроэнергии.

4. Разработан подход к оптимизационным расчетам режимов работы ТЭЦ на РСВ, формированию на основе этих расчетов ценовых заявок и вероятностного критерия эффективности работы ТЭЦ.

5. Решена задача оптимизации режима работы ТЭЦ на БР, решение которой позволяет определить целесообразное дополнительное увеличение мощности электростанции.

6. Проведены оптимизационные расчеты крупной промышленно-отопительной ТЭЦ (восемь котлоагрегатов и пять турбоагрегатов) по выбору состава включенного основного оборудования, оптимизации режимов работы на РСВ и БР, иллюстрирующие применение разработанных в диссертации методических положений.

Результаты, полученные в данной работе, могут использоваться как на практике, так и в дальнейших исследованиях при расчетах режимов работы энергетических систем, в состав которых входят ТЭЦ.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Автоматическая перестройка математических моделей теплоэнергетических установок в процессе оптимизационных исследований / Наумов Ю.В., Попырин Л.С., Старостенко В.И., Старостенко Н.Н. // Методы автоматического построения математических моделей теплоэнергетических установок. – Иркутск: СЭИ СО АН СССР, 1976. – С. 59-70.

2. Андреев П.А., Гринман М.И., Смолкин Ю.В. Оптимизация теплоэнергетического оборудования АЭС. – М.: Атомиздат, 1975. – 224 с.

3. Андрющенко А.И., Аминов Р.З. Оптимизация режимов работы и параметров тепловых электростанций. – М.: Высш. шк., 1983. – 225 с.

4. Андрющенко А.И., Змачинский А.В., Понятов В.А. Оптимизация тепловых циклов и процессов. – М.: Высш. шк., 1974. – 279 с.

5. Аракелян Э.К., Андрюшин А.В., Зройчиков Н.А. и др. Методические подходы к оптимальному управлению режимами работы ТЭЦ со сложным составом оборудования // Теплоэнергетика, 2012. - №10. – С.12-18.

6. Астахов Н.Л., Денисенко А.Г., Молоканов М.С. и др. Методика расчета минимальной мощности теплоэлектроцентрали // Филиал ОАО «Инженерный центр ЕЭС» – «Фирма ОРГРЭС». Департамент электрических станций Российского открытого акционерного общества энергетики и электрификации «ЕЭС России» 10.03.2004 г. (СО 34.09.457-2004).

7. Бабаян Д.М. Методика наивыгоднейшего распределения электрических и тепловых нагрузок между турбоагрегатами ТЭЦ. – «Изв. ВУЗов. Энергетика», 1970. - №7. – С.63-68.

8. Банди Б. Основы линейного программирования. – М.: Радио и связь, 1989. – 176 с.

9. Баринов В.А., Савельев В.А., Сухарев М.Г. и др. Надежность либерализованных систем энергетики // Новосибирск: Наука, 2004. – 333 с.

10. Беляев Л.С. Проблемы электроэнергетического рынка. – Новосибирск: Наука. ИСЭМ СО РАН, 2009. – 296 с.

11. Беляев Л.С. Решение сложных оптимизационных задач в условиях неопределенности. – Новосибирск: Наука, 1978. – 128 с.

12. Березин И.С., Жидков Н.П. Методы вычислений. – М.: Наука, 1966. - Т.1. – 632 с.

13. Боровков В.М., Казаров С.А., Кутахов А.Г. Автоматизированное проектирование тепловых схем и расчет переменных режимов ПТУ ТЭС и АЭС // Теплоэнергетика, 1993. - №3. – С.5-9.

14. Боровков В.М., Казаров С.А., Кутахов А.Г. Моделирование на персональном компьютере станционных режимов работы ПТУ // М.: Теплоэнергетика, 1991. - №11. – С.58-61.

15. Булатов В.П. Методы погружения в задачах оптимизации. Методы оптимизации. – Иркутск: СЭИ СО АН СССР, 1974. – С. 3-68.

16. Бурков А.Г., Цоколаев И.Б., Слабиков В.А. Применение симплексного метода для оптимального распределения нагрузок между агрегатами ТЭЦ // Изв. ВУЗов. Энергетика, 1975. - №7. – С.106-110.

17. Веников В.А., Журавлев В.Г., Филиппова Г.А. Оптимизация режимов электростанций и энергосистем. – М.: Энергоатомиздат, 1981. – 464 с.

18. Виленский Н.М., Резникова Р.С. Рациональное распределение тепловой и электрической нагрузки между турбоагрегатами ТЭЦ // Сб.: «Оптимизация режимов совместной работы турбинных установок ТЭЦ». АН СССР, Уральский научный центр, Институт экономики. Свердловск, 1972. – С.78-84.

19. Войтков В. Перспективная модель конкурентного рынка – II [Электронный ресурс]. – 10, 2005. - Режим доступа: http://www.e-m.ru/er/2005-10/22812/?phrase_id=333685.

20. Вульман Ф.А. Расчет тепловых схем мощных паротурбинных установок на быстродействующей ЭВМ. – «Теплоэнергетика», 1963 - №9. – С. 2-5.

21. Вульман Ф.А., Корягин А.В., Кривошей М.З. Математическое моделирование тепловых схем паротурбинных установок на ЭВМ. – М.: Машиностроение, 1985. – 111 с.

22. Вульман Ф.А., Хорьков Н.С. Тепловые расчеты на ЭВМ теплоэнергетических установок. – М.: Энергия, 1975 . – 200 с.

23. Вульман Ф.А., Хорьков Н.С., Куприянова Л.М. Применение модульного принципа для описания задач математического моделирования теплоэнергетических установок // Известия АН СССР. Энергетика и транспорт, 1978. - №4. – С. 129-136.

24. Горнштейн В. М. Методика расчета наивыгоднейшего распределения нагрузок между агрегатами ТЭЦ. – «Электрические станции», 1962. - №8. – С.2-7.

25. Горнштейн В. М., Мирошниченко Б. П., Пономарев А. В. Методы оптимизации режимов энергосистем. – М.: Энергоиздат, 1981. – 336 с.

26. Горнштейн В. М., Пономарев А. В. Методика расчета оптимального режима и характеристик тепловой станции. – «Труды ВНИИЭ», 1972. - Вып.40. – С.31-51.

27. Деканова Н.П., Клер А.М. Оптимизация теплоэнергетических установок при неопределенности экономической информации // Методы оптимизации теплоэнергетических установок с учетом неопределенности исходной информации. – М.: ЭНИН, 1987. – С. 29-39.

28. Деканова Н.П., Клер А.М. Проблемы оптимизации при исследовании теплоэнергетических установок // Приближенные методы анализа и их приложения. – Иркутск: СЭИ СО АН СССР, 1989. – С. 22-43.

29. Деканова Н.П., Клер А.М., Щеголева Т.П. Оптимизация парогазовых установок на стадии технического проектирования //

Комплексные исследования энергетических установок и систем. – М: ЭНИН, 1989. – С. 81-91.

30. Договор о присоединении к торговой системе оптового рынка электроэнергии и мощности (с изменениями от 30 октября 2014 г.). – Наблюдательный совет НП «Администратор торговой системы», 2006. – 108 с.

31. Заводовский А.М. Метод оптимального распределения нагрузок между теплофикационными турбоагрегатами // Электрические станции, 1986. - №1. – С.71-73.

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

33. Иванов С.А., Батухтин А.Г., Куприянов О.Е. Повышение эффективности работы ТЭЦ. Оптимизация отпуска теплоты потребителю // Новосибирск: Наука, 2008. – 80 с.

34. Иванов А.А., Май В.А., Наумов Ю.В. и др. Влияние режимов работы АЭС на выбор параметров турбоустановки // Изв. АН СССР – Энергетика и транспорт, 1983. - №4. – С. 3-10.

35. Иванов А.А., Наумов Ю.В., Попырин Л.С. Методы математического моделирования и оптимизации параметров, вида технологической схемы и профиля оборудования атомных конденсационных и теплофикационных электростанций Оптимизация теплосиловой части АЭС с водографитовыми реакторами. – Иркутск: СЭИ СО АН СССР, 1976. – С. 5-13.

36. Исследования систем теплоснабжения // Под ред. Попырина Л.С. и Денисова В.И. – М.: Наука, 1989 – 216 с.

37. Карманов В.Г. Математическое программирование. – М.: Наука, 1975. – 272 с.

38. Карпов В.Г., Попырин Л.С., Самусев В.И. и др. Автоматизация построения программ для расчета схем теплоэнергетических установок // Изв. АН СССР. Энергетика и транспорт. – 1973. - № 1. – С. 129-137.

39. Клер А.М., Деканова Н.П., Корнеева З.Р. и др. Математическое моделирование и оптимизация режимов работы ТЭЦ // Новые технологии и научные разработки в энергетике (эксплуатация, ремонт, нетрадиционные источники энергии): Тезисы докладов. – Новосибирск: Союз научных и инженерных обществ СССР. Новосибирское областное управление Всесоюзного научно-технического общества энергетиков и электротехников, 1994. - Вып.2. – С.27-29.

40. Клер А.М., Деканова Н.П., Корнеева З.Р. и др. Оптимизация режимов при оперативном управлении ТЭЦ / Энергетика России в переходный период: проблемы и научные основы развития и управления // Под ред. А.П. Меренкова. – Новосибирск: Наука. Сиб. издат. фирма, 1996. – С.141-146.

41. Клер А.М., Деканова Н.П., Михеев А.В. Численные методы диагностики оборудования ТЭС // Теплофизика и аэромеханика, 2000. - Т.7.- №3. – С. 443-450.

42. Клер А.М., Деканова Н.П., Скрипкин С.К. Математическое и программное обеспечение алгоритма коррекции измеряемых параметров для расчета технико-экономических показателей на ТЭЦ // Новосибирск: Наука. Сиб. издат. фирма РАН, 1997. – 120 с.

43. Клер А.М., Деканова Н.П., Скрипкин С.К. и др. Математическое моделирование и оптимизация в задачах оперативного управления тепловыми электростанциями. – Новосибирск: Наука. Сиб. предприятие РАН, 1997. – 120 с.

44. Клер А.М., Деканова Н.П., Степанова Е.Л. Оптимизация режимных параметров и состава работающего оборудования крупных энергоисточников // Изв. РАН. Энергетика, 2004. - № 6. – С. 43-52.

45. Клер А.М., Деканова Н.П., Тюрина Э.А. и др. Теплосиловые системы: Оптимизационные исследования. – Новосибирск: Наука, 2005. – 236 с.

46. Клер А.М., Деканова Н.П., Щеголева Т.П. и др. Методы оптимизации сложных теплоэнергетических установок. – Новосибирск: ВО «Наука». Сиб. изд. фирма, 1993. – 116 с.

47. Клер А.М., Корнеева З.Р. Схемно-параметрическая оптимизация теплосиловой части АЭС с ВВЭР с учетом надежности. // Энергетика и транспорт. Известия АН СССР. – 1990. - №2. – С. 76-79.

48. Клер А.М., Максимов А.С., Степанова Е.Л. Методика построения быстродействующих математических моделей турбин для задач оперативной оптимизации режимов работы ТЭЦ // Энергосистемы, электростанции и их агрегаты: сб. науч. трудов / под ред. акад. РАН Накорякова В.Е. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2005. - Вып.9 – С.85-99.

49. Клер А.М., Максимов А.С., Степанова Е.Л. Оптимизация режимов работы ТЭЦ с использованием быстродействующих математических моделей теплофикационных паровых турбин. – Теплофизика и аэромеханика, 2006. - №1, т.13. – С.159-167.

50. Клер А.М., Максимов А.С., Степанова Е.Л. и др. Оперативная оценка состояния основного оборудования ТЭС // Электрические станции, 2011. - № 4. – С. 2-6.

51. Клер А.М., Максимов А.С., Степанова Е.Л. и др. Оптимизация режимов работы ТЭЦ с учетом реального состояния основного оборудования // Теплоэнергетика, 2009. - № 6. – С. 53-57.

52. Клер А.М., Максимов А.С., Чалбышев А.В. и др. Оптимизация режимов работы ТЭЦ для максимизации прибыли в условиях балансирующего рынка электроэнергии // Известия Российской Академии Наук. Энергетика, 2014. - № 2. – С. 71-80.

53. Клер А.М., Максимов А.С., Чалбышев А.В. Оптимизация режимов работы энергоисточников на органическом топливе с учетом конъюнктуры оптового рынка электроэнергии и мощности // Вестник Воронежского государственного технического университета. Энергетика, 2013. - № 1. – С. 73-79.

54. Клер А.М., Максимов А.С., Чалбышев А.В. и др. Оптимальное распределение нагрузок между агрегатами теплоэлектроцентралей при работе на рынке на сутки вперед // Электроэнергетика глазами молодежи - 2014: Сборник докладов международной молодежной конф., том 2. - Томск: Томский политехнический университет, 2014. - С. 369-372.

55. Клер А.М., Наумов Ю.В. Сочетание формальных и неформальных методов при принятии решений // Системы автоматического обучения и проектирования. Межвузовский сборник научных трудов. – Иваново: Ивановский энергетический институт, 1989. – С. 51-57.

56. Клер А.М., Самусев В.И. Оптимизация режимных параметров при проектировании теплосиловой части ТЭЦ // Методы комплексной оптимизации энергетических установок. – Иркутск, 1977. – С. 59-73.

57. Клер А.М., Скрипкин С.К., Деканова Н.П. Автоматизация построения статических и динамических моделей теплоэнергетических установок // Известия РАН. Энергетика. – 1996. - №3. – С. 78-84.

58. Клер А.М., Степанова Е.Л., Максимов А.С. и др. Оптимизация режимов работы крупных промышленно-отопительных ТЭЦ. Энергетика России в XXI веке: Развитие, функционирование, управление // Сборник докладов Всероссийской конференции 12-15 сентября 2005 г., Иркутск, Россия. – Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2005. – С. 819 – 833

59. Клер А.М., Чалбышев А.В. Оптимизация состава включенного оборудования тепловых электрических станций // Повышение эффективности производства и использования энергии в условиях Сибири:

Материалы Всероссийской научно-практической конф. с междунар. уч. – Иркутск: Изд. ИрГТУ, 2012. – С. 183-187.

60. Клер А.М., Чалбышев А.В. Повышение эффективности работы энергоисточников на органическом топливе на оптовом рынке электроэнергии // Повышение эффективности производства и использования энергии в условиях Сибири: Материалы Всероссийской научно-практической конф. с междунар. уч. – Иркутск: Изд. ИрГТУ, 2013. – С.134-138

61. Концепции Стратегии ОАО РАО «ЕЭС России» на 2005-2011 гг. "5+5". [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://www.rao-ees.ru/ru/reforming/kon/show.cgi?kon.htm

62. Кудряшов А.Н., Сушко С.Н., Чалбышев А.В. Техническое перевооружение ТЭЦ с турбинами типа «Р» с целью повышения эффективности работы // Повышение эффективности производства и использования энергии в условиях Сибири: Материалы Всероссийской научно-практической конф. с междунар. уч. – Иркутск: Изд. ИрГТУ, 2011. – С. 189-194.

63. Кутахов А.Г., Романов С.Н. Моделирование на ЭВМ статических и переходных режимов работы паротурбинных установок // М.: Изв. ВУЗов. Энергетика, 1990. - №2. – С.97.

64. Левенталь Г.Б., Попырин Л.С. Оптимизация теплоэнергетических установок. – М.: Энергия, 1970. – 352 с.

65. Макаров А.А., Мелентьев Л.А. Методы исследования и оптимизации энергетического хозяйства. – Новосибирск: Наука, 1973. – 274 с.

66. Макарчьян В.А., Черняев А.Н., Андрюшин А.В. и др. Программный комплекс распределения нагрузок ТЭЦ со сложным составом оборудования, схемами отпуска тепла и электроэнергии. // Теплоэнергетика, 2013. - №5. – С. 7 1-77.

67. Максимов А.С. Методика построения быстродействующих математических моделей турбин для задач оперативной оптимизации режимов работы ТЭЦ // Тр. молодых ученых ИСЭМ СО РАН, Вып. 35: Научно-технический прогресс в энергетике. – Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2005. – С. 135-142.

68. Мелентьев Л.А. Оптимизация развития и управления больших систем энергетики: учеб. пособие. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Высш. Школа, 1982. – 319 с.

69. Мелентьев Л.А. Системные исследования в энергетике. Элементы теории, направления развития. Изд-е 2-е, доп. – М.: Наука, 1983. – 455 с.

70. Методы математического моделирования и комплексной оптимизации при неопределенности исходной информации: сб. работ // АН СССР Сиб. отд-е. Сиб. энерг. инст. Под ред. Попырина Л.С. – Иркутск: Вост.-Сиб. изд-во, 1977. – 192 с.

71. Методы математического моделирования и оптимизации теплоэнергетических установок // Под ред. Г.Б. Левенталя и Л.С. Попырина. – М.: Наука, 1972. – 223 с.

72. Методы применения электронно-вычислительных машин в энергетических расчетах // Под редакцией Мелентьева Л.А. – Издательство «Наука», 1964. – 323 с.

73. Ноздренко Г.В., Корытный Е.Б., Алексеенко О.П. Алгоритмическое и программное обеспечение задачи распределения нагрузки между энергоустановками ТЭЦ // Экономичность и оптимизация режимов энергосистем: Межвуз. сб. науч. трудов. – Новосибирск: НЭТИ, 1984. – С. 75-84.

74. Ноздренко Г.В., Овчинникова Ю.В. Оптимизация внутри-станционных режимов ТЭЦ в системе АСУ ТП // Задачи и методы управления ЭС: Сб. трудов – Новосибирск, 1982. – С.21-27.

75. Ноздренко Г.В., Овчинникова Ю.В., Алтухов И.М. Согласование энергобалансов для уточнения исходной информации по ТЭУ // Управление режимами и развитием ЭС в условиях АСУ: Сб. трудов – Новосибирск, 1980. – С.151-159.

76. НП «Совет рынка». Регламент проведения расчетов выбора состава генерирующего оборудования (Приложение № 3.1 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка) от 01.05.2012 – 13 с.

77. НП «Совет рынка». Регламент подачи ценовых заявок участниками оптового рынка (Приложение № 5 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка) от 01.08.2012 – 48 с.

78. Палагин А.А. Автоматизация проектирования теплосиловых схем турбоустановок. – Киев: Наук. думка, 1983. – 160 с.

79. Палагин А.А. Логически-числовая модель турбоустановки // Проблемы машиностроения. – 1975. - вып.2. – С. 103-106.

80. Палагин А.А., Ефимов В.А. Имитационный эксперимент на математических моделях турбоустановок. – Киев: Наук. думка, 1986. – 132 с.

81. Попырин Л.С. Математическое моделирование и оптимизация атомных электростанций. – М.: Наука, 1984. – 348 с.

82. Попырин Л. С. Математическое моделирование и оптимизация теплоэнергетических установок. – М.: Энергия, 1978. – 416 с.

83. Попырин Л.С. Методика выполнения оптимизационных расчетов энергетических объектов при неоднозначности исходной информации // Теплоэнергетика, 1980. - №2. – С. 27-32.

84. Попырин Л.С. Оптимизация энергетических объектов в условиях неполной определенности исходной информации // Методы математического моделирования и комплексной оптимизации энергетических установок в условиях неполной определенности исходной информации. Иркутск: СЭИ СО АН СССР, 1977. – С. 6-20.

85. Попырин Л.С. Опыт и проблемы разработки методов оптимизации энергетических установок // Методы комплексной оптимизации энергетических установок. – Иркутск: СЭИ СО АН СССР, 1977. – С. 5-17.

86. Попырин Л.С., Каплун С.М., Аврутик С.В. Оптимизация дискретных параметров теплоэнергетических установок // Изв. АН СССР: Энергетика и транспорт. – 1970. - №3. – С. 81-88.

87. Попырин Л.С., Каплун С.М., Аврутик С.В. Применение градиентного метода при экономической оптимизации сложных технологических систем (на примере теплосиловых установок) // Экономика и математические методы, 1969. - Вып.4. – С. 54-61.

88. Попырин Л.С., Наумов Ю.В. Оптимизация теплосиловой части АЭС с водоохлаждаемыми реакторами // Изв. АН СССР: Энергетика и транспорт, 1972. - №2. – С. 140-149.

89. Попырин Л.С., Самусев В.И., Эпельштейн В.В. Автоматизация математического моделирования теплоэнергетических установок. – М.: Наука, 1981. – 236 с.

90. Постановление Правительства от 11 июля 2001 г. № 526 "О реформировании электроэнергетики Российской Федерации".

91. Правила оптового рынка электрической энергии и мощности (с изменениями от 23 августа 2014 г.), утвержденный постановлением Правительства РФ от 27 декабря 2010 г. № 1172, 2010. – 212 с.

92. Применение математического моделирования при выборе параметров теплоэнергетических установок // Под ред. Левенталя Г.Б., Попырина Л.С. – М.: Наука, 1966. – 175 с.

93. Проект долгосрочного рынка мощности, представленный Минэнерго РФ [Электронный ресурс] // РБК ЭКОНОМИКА 29.07.2009. – Режим доступа:
http://www.top.rbc.ru/economics/29/07/2009/318541.shtml.

94. Проект постановления правительства от 15 февраля 2010 года «О внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации по вопросам организации торговли мощностью на оптовом рынке электрической энергии и мощности».

95. Пшеничников С., Сумской И. Физический износ энергетического оборудования ТЭС. Рейтинг ДЗО РАО «ЕЭС России» [Электронный ресурс] – 2005. - 12. – Режим доступа: http://www.e-m.ru/er/2005-12/22870/?phrase_id=333686

96. Пыхтина И.Н., Скрипицына Т.А. Полномасштабный ввод рынка электроэнергии – условие поступления крупных частных инвестиций в энергии // Вестник МЭИ, 2008 г. - № 3. – С. 108-112.

97. Реклейтис Г., Рейвиндран А., Рэгсдел К. Оптимизация в технике: в 2-х кн. – М.: 1986. – Кн.1. – 352 с. - Кн.2. – 320 с.

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

99. Сидулов М.В., Мартынов В.А., Кудрявцев Н.Ю. и др. Математическое моделирование и оптимизация режимов работы ТЭЦ // М.: Теплоэнергетика, 1993. - №10. – С.2-25.

100. Соколов Е.Я., Корнеичев А.И., Скловская Е.Г., Фридман М.О. Выбор оптимального состава оборудования промышленно-отопительных ТЭЦ // Теплоэнергетика, 1970. - №10. – С. 25-28.

101. Тукенов А.А. Рынок электроэнергии: от монополии к конкуренции. – М.: Энергоатомиздат, 2007. – 416 с.

102. Урин В.Д. Энергетические характеристики для оптимизации режима электростанций и энергосистем // В.Д. Урин, П.П. Кутлер – М.: Энергия, 1974. – 136 с.

103. Федчишин В.В., Кудряшов А.Н., Чалбышев А.В. Долгосрочный рынок мощности (ДРМ): формирование, основные цели и принципы // Вестник ИрГТУ, 2010. - № 6 (46). – С. 236-242.

104. Федчишин В.В., Кудряшов А.Н., Чалбышев А.В. Новый оптовый рынок электроэнергии и мощности: реформирование, структура и целевая модель // Вестник ИрГТУ, 2010. - № 5 (45). – С. 266-272.

105. Фиакко А., Мак-Кормик Г. Нелинейное программирование. Методы последовательной безусловной минимизации. – М.: Мир, 1972. – 240 с.

106. Форма статистической отчетности 6ТП [Электронный ресурс] // Федеральная служба государственной статистики, 2013 г. – Режим доступа: http://www.gks.ru/wps/wcm/connect/rosstat_main/rosstat/ru/statistics/enterprise/industrial.

107. Хедли Дж. Нелинейное и динамическое программирование. – М.: Мир, 1967. – 506 с.

108. Химмельблау Д. Прикладное нелинейное программирование. – М.: Мир, 1975. – 536 с.

109. Хлебалин Ю.М. Эксергетический метод выбора экономичного режима совместной работы энергетического оборудования // Изв. вузов, Энергетика, 1973. - № 4. – С. 48-54.

110. Чалбышев А.В. Оптимизация режимов работы ТЭЦ при работе на оптовом рынке электроэнергии // Системные исследования в энергетике: Труды молодых ученых ИСЭМ СО РАН. Вып. 43. Отв. ред. А.С. Максимов. – Иркутск, 2013. – С. 213-215

111. Шевкоплясов П.М. Ценообразование на рынках энергии: учебное пособие, 2-е изд., перераб. и доп. – СПб.: ПЭИПК, 2008. – 396 с.

112. Школьников А. Идеальная модель рынка: как ее найти? [Электронный ресурс] // Журнал «ЭнергоРынок», 2004. - № 12. – Режим доступа:

http://www.e-m.ru/er/2004-12/22642/

113. Шмидт Р.А., Левин Л.А. Алгоритмы оптимизации тепловых схем ТЭЦ на ЭЦВМ методом кусочно-линейного программирования // Теплоэнергетика. - 1971. - № 5. – С. 10-14.

114. Шубенко-Шубин Л.А., Познахиров В.Ф., Антипцев Ю.П., Тарелин А.А. Аналитический метод оптимизации параметров последней ступени при минимуме потерь энергии с выходной скоростью // Теплоэнергетика. – 1976. - № 7. – С. 61-65.

115. Щинников П.А., Ноздренко Г.В., Боруш О.В. и др. Оптимизация режимов работы энергоблоков ТЭЦ // Известия РАН. Энергетика. – 2014. - №3. – С. 54-60.

116. Analysis Off-Design Perfomance and Phased Construction of Integrated-Gasification-Combyned-Cycle Power Plant. Findreport for RP 2029-12, prepared by Standford University, February, 1987. - ERPI AP – 50027.

117. Dekanova N.P., Kler A.M., Moskalenko L.F., Shchegoleva T.P. Mathematical modeling and study of integrated gasification – combined – cycle power plants // Proc. of the Int. Forum «Mathematical modeling and computer simulation in energy engineering». – London, Sarajevo: Tayler and Francis, 1989. – P.210-216.

118. El-Masri M.A. A Modofied, high-efficiency Gas TurbiCycle // ASME Journal of Engineering for Gas Turbines and Power, 1988. - №2. – P. 233-250.

119. El-Masri M.A. Gascan on Interactive Code for Thermal Analysis of Gas Turbine Systems // ASME Journal of Engineering for Gas Turbines and Power, 1988. - Vol.110. – P. 201-207.

120. ESteam brochure [Электронный ресурс]. - Режим доступа: http://www.veritechenergy.com/files/veritech_esteam.pdf.

121. Grkovic V. Selection of optimal extraction pressure for steam from a condensation-expraction turbine // Energy. - 1990. – Vol.15. - № 5. – P.459-465.

122. Hooman Ghalami, Sajad Khamis Abadi, Mohammad H. Khoshgoftar Manesh, Taher Sadib, Majid Amidpour, Mohammad H. Hamedi , Steam Turbine Network Synthesis Using Total Site Analysis and Exergoeconomic Optimization, Chemical Engineering Transactions, Vol. 29, 2012.

123. Hotes H. Die Durchrechnung des Warmekreisprozesses von Dampfkraft mit digiralen Rechenautomaten. – AEG Mitteilungen, 1960, vol. 50, N 6/7, P. 277-283.

124. Kler A.M., Mai V.A., Skripkin S.K. A system for Computer-Based Creation of Static and Dynamic Mathematical Models of Thermal Power Plants // Expert System and Computer Simulation in Energy Engineering. – Erlangen, Germany. - 1992. – P. (22-4-1)-(22.4.3).

125. Linhoff B., Flanis F.J. Integration of a New Process Into an Existion Site: Case Study in the Application of Pinch Technology // ASME Journal of Engineering for Gas Turbines and Power, 1991. – Vol.113. April. – P. 159-169.

126. Navratil P., Pekar L. Possible approach to creation and utilization of linear mathematical model of heat source for optimization of combined production of heat and electric energy. – International journal of mathematical models and methods in applied sciences, 2012. – Issue 8, volume 6. – P. 943-954.

127. Pechtl, P., Dieleman, M. And others Integrated Thermal Power and Desalination Plant Optimization. Paper No. 110 presented at the PowerGen Middle East Conference, Abu Dhabi. – Oct., 2003.

128. Stojiljkovic, M., et al.: Mathematical modeling and optimization of tri-Generation systems with reciprocating engines. THERMAL SCIENCE: Year 2010, Vol. 14. - No. 2. – P. 541-553.

129. Takeya K., Yasui H. Perfomance of the Integrated Gas and steam Cycle (IGSC) for Reheat Gas Turbine / ASME Journal of Engineering for Gas Turbines and Power, 1988. - № 2. - P. 220-232.

130. Tarton P.Y. Digital computer programmes for steam cycle analysis. – Mechanical Power, 1961. - N 10.

131. Zens R. Ein Programm system fur die electronische Berechnung von Kreis-prozessen bei Dempfturbinenanlagen. – Siemens-Zeitschrift, 1963, N 7/8, P. 521-527, 615-625.

Приложение 1

Расчетная схема турбоагрегата Т-175/210-130

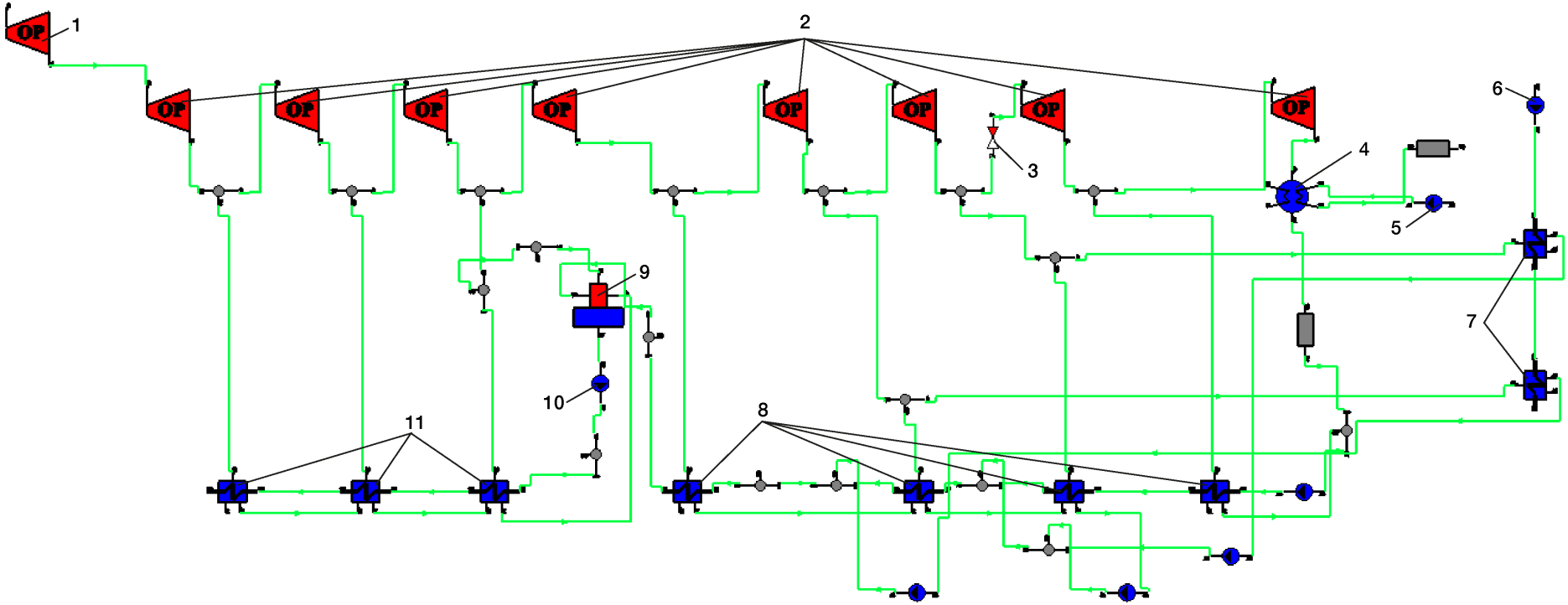

Рисунок П1.1. Расчетная схема турбоагрегата Т-175/210-130

1 – регулирующая ступень; 2 – отсеки проточной части; 3 – регулирующая диафрагма; 4 – конденсатор; 5 – циркуляционный насос; 6 – сетевой насос; 7 – сетевые подогреватели; 8 – подогреватели низкого давления; 9 – деаэратор; 10 – питательный электронасос; 11 – подогреватели высокого давления.

Приложение 2

Расчетная схема рассматриваемой ТЭЦ

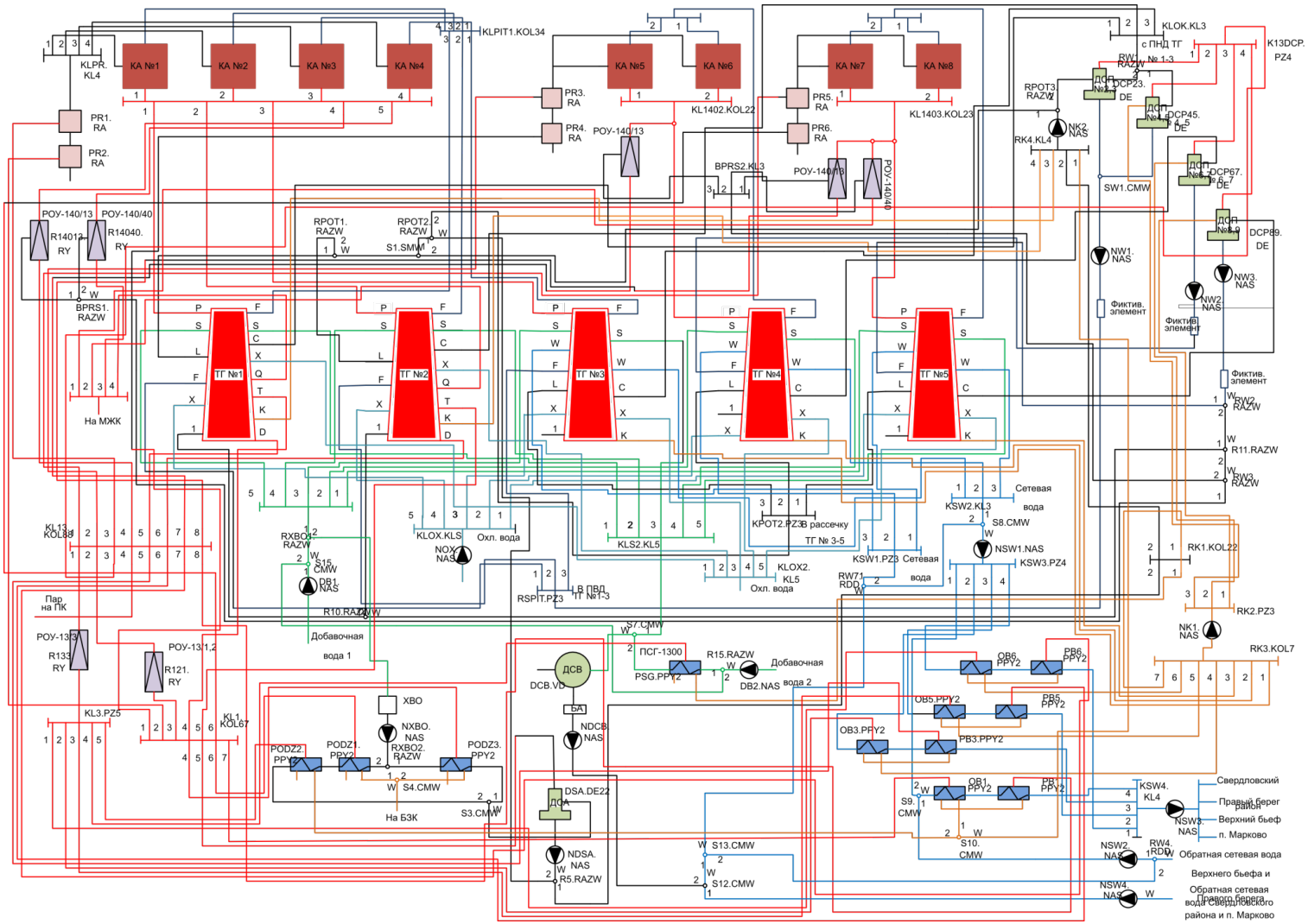

Рисунок П2.1. Расчетная схема рассматриваемой ТЭЦ

Приложение 3

Таблица П3.1

Список оптимизируемых параметров рассматриваемой ТЭЦ

№ п/п	*Описание*	*Ед. изм.*	*Мини-мум*	*Макси-мум*
1	Расход циркуляционной воды ТА ст.№1	*кг/с*	0	2000
2	Расход подпитки тепловой сети через встроенный пучок конденсатора ТА ст.№1	*кг/с*	0	1000
3	Расход основного конденсата на рециркуляцию ТА ст.№1	*кг/с*	0	100
4	Расход питательной воды ТА ст.№1	*кг/с*	0	200
5	Расход основного конденсата ТА ст.№1	*кг/с*	0	200
6	Расход пара из П-отбора ТА ст.№1	*кг/с*	0	200
7	Расход пара из Т-отбора ТА ст.№1	*кг/с*	0	200
8	Расход пара в конденсатор ТА ст.№1	*кг/с*	0	100
9	Расход циркуляционной воды ТА ст.№2	*кг/с*	0	2000
10	Расход подпитки тепловой сети через встроенный пучок конденсатора ТА ст.№2	*кг/с*	0	1000
11	Расход основного конденсата на рециркуляцию ТА ст.№2	*кг/с*	0	100
12	Расход питательной воды ТА ст.№2	*кг/с*	0	200
13	Расход основного конденсата ТА ст.№2	*кг/с*	0	200
14	Расход пара из П-отбора ТА ст.№2	*кг/с*	0	200
15	Расход пара из Т-отбора ТА ст.№2	*кг/с*	0	200
16	Расход пара в конденсатор ТА ст.№2	*кг/с*	0	100
17	Расход циркуляционной воды ТА ст.№3	*кг/с*	0	2000
18	Расход подпитки тепловой сети через встроенный пучок конденсатора ТА ст.№3	*кг/с*	0	2000
19	Расход питательной воды ТА ст.№3	*кг/с*	0	250
20	Расход основного конденсата ТА ст.№3	*кг/с*	0	240
21	Расход сетевой воды через бойлера ТА ст.№3	*кг/с*	0	2000
22	Давление на регулирующей диафрагме ТА ст.№3	*кгс/см^2*	0,6	3
23	Расход пара в конденсатор ТА ст.№3	*кг/с*	0	200
24	Расход циркуляционной воды ТА ст.№4	*кг/с*	0	2000
25	Расход подпитки тепловой сети через встроенный пучок конденсатора ТА ст.№4	*кг/с*	0	2000

Продолжение таблицы П3.1

№ п/п	*Описание*	*Ед. изм.*	*Мини-мум*	*Макси-мум*
26	Расход питательной воды ТА ст.№4	*кг/с*	0	250
27	Расход основного конденсата ТА ст.№4	*кг/с*	0	240
28	Расход сетевой воды через бойлера ТА ст.№4	*кг/с*	0	2000
29	Давление на регулирующей диафрагме ТА ст.№4	*кгс/см^2*	0,6	3
30	Расход пара в конденсатор ТА ст.№4	*кг/с*	0	200
31	Расход циркуляционной воды ТА ст.№5	*кг/с*	0	2000
32	Расход подпитки тепловой сети через встроенный пучок конденсатора ТА ст.№5	*кг/с*	0	2000
33	Расход питательной воды ТА ст.№5	*кг/с*	0	250
34	Расход основного конденсата ТА ст.№5	*кг/с*	0	240
35	Расход сетевой воды через бойлера ТА ст.№5	*кг/с*	0	2000
36	Давление на регулирующей диафрагме ТА ст.№5	*кгс/см^2*	0,5	2
37	Расход пара в конденсатор ТА ст.№5	*кг/с*	0	200
38	Доля расхода острого пара от котла ст. № 2	*доля*	0	1
39	Доля расхода острого пара от котла ст. № 4	*доля*	0	1
40	Доля расхода острого пара от котла ст. № 6	*доля*	0	1
41	Доля расхода острого пара от котла ст. № 8	*доля*	0	1
42	Расход пара от РОУ 140/13 ст. № 3	*кг/с*	0	500
43	Расход пара от РОУ 140/13 ст. № 4	*кг/с*	0	500
44	Расход пара от РОУ 140/13 ст. № 5	*кг/с*	0	500
45	Расход байпасируемой сетевой воды	*кг/с*	0	5000

Приложение 4

Таблица П4.1

Список ограничений-неравенств, используемых при оптимизации

№ п/п	*Описание*	*Ед. изм.*	*Ми-ни-мум*	*Мак-си-мум*
1	Расход подпитки цикла ТА ст.№1	кг/с	0	100
2	Расход пара через частично открытый клапан регулирующей ступени ТА ст.№1	кг/с	0	--
3	Расход пара через полностью открытый клапан регулирующей ступени ТА ст.№1	кг/с	0	--
4	Ограничение на расход пара в конденсатор ТА ст.№1	кг/с	0	--
5	Ограничение на разность энтальпий цирк. воды на входе и выходе из конденсатора ТА ст.№1	ккал/кг	0	--
6	Ограничение на разность давлений между конденсатом на выходе из конденсатора и рециркуляции ТА ст.№1	кгс/м^2	0	--
7	Ограничение на кратность циркуляции конденсатора ТА ст.№1	--	0	--
8	Ограничение на максимальную скорость в основном пучке конденсатора ТА ст.№1	м/с	0	--
9	Ограничение на разность энтальпий воды встроенного пучка и пара на выходе из конденсатора ТА ст.№1	ккал/кг	0	--
10	Ограничение на разность энтальпий воды встроенного на входе и выходе из конденсатора ТА ст.№1	ккал/кг	0	--
11	Ограничение на максимальную скорость в основном пучке конденсатора ТА ст.№1	м/с	0	--
12	Ограничение на расход пара в ПВД-3 ТА ст.№1	кг/с	0	--
13	Ограничение на разность энтальпий воды на выходе и энтальпии воды на линии насыщения в ПВД-3 ТА ст.№1	ккал/кг	0	--
14	Ограничение на расход пара в ПВД-2 ТА ст.№1	кг/с	0	--
15	Ограничение на разность энтальпий воды на выходе и энтальпии воды на линии насыщения в ПВД-2 ТА ст.№1	ккал/кг	0	--
16	Ограничение на расход пара в ПВД-1 ТА ст.№1	кг/с	0	--
17	Ограничение на разность энтальпий воды на выходе и энтальпии воды на линии насыщения в ПВД-1 ТА ст.№1	ккал/кг	0	--

18	Ограничение на расход пара в ПНД-4 ТА ст.№1	кг/с	0	--
19	Ограничение на разность энтальпий воды на выходе и энтальпии воды на линии насыщения в ПНД-4 ТА ст.№1	ккал/кг	0	--
20	Ограничение на расход пара в ПНД-3 ТА ст.№1	кг/с	0	--
21	Ограничение на разность энтальпий воды на выходе и энтальпии воды на линии насыщения в ПНД-3 ТА ст.№1	ккал/кг	0	--
22	Ограничение на расход пара в ПНД-2 ТА ст.№1	кг/с	0	--
23	Ограничение на разность энтальпий воды на выходе и энтальпии воды на линии насыщения в ПНД-2 ТА ст.№1	ккал/кг	0	--
24	Ограничение на мощность конденсатного насоса ТА ст.№1	МВт	0	--
25	Ограничение на мощность дренажного насоса ТА ст.№1	МВт	0	--
26	Ограничение на мощность регулирующей ступени ТА ст.№1	МВт	0	--
27	Ограничение на мощность 1-го отсека ТА ст.№1	МВт	0	--
28	Ограничение на мощность 2-го отсека ТА ст.№1	МВт	0	--
29	Ограничение на мощность 3-го отсека ТА ст.№1	МВт	0	--
30	Ограничение на мощность 4-го отсека ТА ст.№1	МВт	0	--
31	Ограничение на мощность 5-го отсека ТА ст.№1	МВт	0	--
32	Ограничение на мощность 6-го отсека ТА ст.№1	МВт	0	--
33	Ограничение на мощность 7-го отсека ТА ст.№1	МВт	0	--
34	Перепад давлений на диафрагме после 3-го отсека ТА ст.№1	кгс/м^2	0	--
35	Перепад давлений на диафрагме после 6-го отсека ТА ст.№1	кгс/м^2	0	--
36	Ограничение на расход цирк. воды через конденсатор снизу ТА ст.№1	кг/с	0	--
37	Ограничение на расход цирк. воды через конденсатор сверху ТА ст.№1	кг/с	0	--
38	Ограничение на расход подпитки теплосети через встроенный пучок конденсатора снизу ТА ст.№1	кг/с	0	--
39	Ограничение на расход подпитки теплосети через встроенный пучок конденсатора сверху ТА ст.№1	кг/с	0	--
40	Ограничение на расход питательной воды снизу ТА ст.№1	кг/с	0	--
41	Ограничение на расход питательной воды сверху ТА ст.№1	кг/с	0	--
42	Ограничение на расход острого пара снизу ТА ст.№1	кг/с	0	--

43	Ограничение на расход острого пара сверху ТА ст.№1	кг/с	0	--
44	Ограничение на расход пара в конденсатор снизу ТА ст.№1	кг/с	0	--
45	Ограничение на расход пара в конденсатор сверху ТА ст.№1	кг/с	0	--
46	Ограничение на электрическую мощность ТА ст.№1снизу	МВт	0	--
47	Ограничение на электрическую мощность ТА ст.№1сверху	МВт	0	--
48	Ограничение на давление в конденсаторе снизу ТА ст.№1	кгс/ $м^2$	0	--
49	Ограничение на давление в конденсаторе сверху ТА ст.№1	кгс/ $м^2$	0	--
50	Ограничение на расход пара из отбора 40 ата. снизу ТА ст.№1	кг/с	0	--
51	Ограничение на расход пара из отбора 40 ата. сверху ТА ст.№1	кг/с	0	--
52	Ограничение на расход пара из отбора 13 ата. снизу ТА ст.№1	кг/с	0	--
53	Ограничение на расход пара из отбора 13 ата. сверху ТА ст.№1	кг/с	0	--
54	Ограничение на расход пара из отбора 1,2 ата. снизу ТА ст.№1	кг/с	0	--
55	Ограничение на расход пара из отбора 1,2 ата. сверху ТА ст.№1	кг/с	0	--
56	Ограничение на отношение расхода питательной воды к расходу острого пара снизу ТА ст.№1	--	0	--
57	Ограничение на отношение расхода питательной воды к расходу острого пара сверху ТА ст.№1	--	0	--
58	Ограничение на расход основного конденсата по отношению к расходу питательной воды ТА ст.№1	кг/с	0	--
59	Ограничение на расход рециркуляции основного конденсата по отношению к общему расходу ТА ст.№1	кг/с	0	--
60	Расход подпитки цикла ТА ст.№2	кг/с	0	100
61	Расход пара через частично открытый клапан регулирующей ступени ТА ст.№2	кг/с	0	--
62	Расход пара через полностью открытый клапан регулирующей ступени ТА ст.№2	кг/с	0	--
63	Ограничение на расход пара в конденсатор ТА ст.№2	кг/с	0	--

64	Ограничение на разность энтальпий цирк. воды на входе и выходе из конденсатора ТА ст.№2	ккал/кг	0	--
65	Ограничение на разность давлений между конденсатом на выходе из конденсатора и рециркуляции ТА ст.№2	кгс/м^2	0	--
66	Ограничение на кратность циркуляции конденсатора ТА ст.№2	--	0	--
67	Ограничение на максимальную скорость в основном пучке конденсатора ТА ст.№2	м/с	0	--
68	Ограничение на разность энтальпий воды встроенного пучка и пара на выходе из конденсатора ТА ст.№2	ккал/кг	0	--
69	Ограничение на разность энтальпий воды на входе и выходе из конденсатора ТА ст.№2	ккал/кг	0	--
70	Ограничение на максимальную скорость в основном пучке конденсатора ТА ст.№2	м/с	0	--
71	Ограничение на расход пара в ПВД-3 ТА ст.№2	кг/с	0	--
72	Ограничение на разность энтальпий воды на выходе и энтальпии воды на линии насыщения в ПВД-3 ТА ст.№2	ккал/кг	0	--
73	Ограничение на расход пара в ПВД-2 ТА ст.№2	кг/с	0	--
74	Ограничение на разность энтальпий воды на выходе и энтальпии воды на линии насыщения в ПВД-2 ТА ст.№2	ккал/кг	0	--
75	Ограничение на расход пара в ПВД-1 ТА ст.№2	кг/с	0	--
76	Ограничение на разность энтальпий воды на выходе и энтальпии воды на линии насыщения в ПВД-1 ТА ст.№2	ккал/кг	0	--
77	Ограничение на расход пара в ПНД-4 ТА ст.№2	кг/с	0	--
78	Ограничение на разность энтальпий воды на выходе и энтальпии воды на линии насыщения в ПНД-4 ТА ст.№2	ккал/кг	0	--
79	Ограничение на расход пара в ПНД-3 ТА ст.№2	кг/с	0	--
80	Ограничение на разность энтальпий воды на выходе и энтальпии воды на линии насыщения в ПНД-3 ТА ст.№2	ккал/кг	0	--
81	Ограничение на расход пара в ПНД-2 ТА ст.№2	кг/с	0	--
82	Ограничение на разность энтальпий воды на выходе и энтальпии воды на линии насыщения в ПНД-2 ТА ст.№2	ккал/кг	0	--
83	Ограничение на мощность конденсатного насоса ТА ст.№2	МВт	0	--
84	Ограничение на мощность дренажного насоса ТА-2	МВт	0	--

85	Ограничение на мощность регулирующей ступени ТА ст.№2	МВт	0	--
86	Ограничение на мощность 1-го отсека ТА ст.№2	МВт	0	--
87	Ограничение на мощность 2-го отсека ТА ст.№2	МВт	0	--
88	Ограничение на мощность 3-го отсека ТА ст.№2	МВт	0	--
89	Ограничение на мощность 4-го отсека ТА ст.№2	МВт	0	--
90	Ограничение на мощность 5-го отсека ТА ст.№2	МВт	0	--
91	Ограничение на мощность 6-го отсека ТА ст.№2	МВт	0	--
92	Ограничение на мощность 7-го отсека ТА ст.№2	МВт	0	--
93	Перепад давлений на диафрагме после 3-го отсека ТА ст.№2	кгс/ $м^2$	0	--
94	Перепад давлений на диафрагме после 6-го отсека ТА ст.№2	кгс/ $м^2$	0	--
95	Ограничение на расход цирк. воды через конденсатор снизу ТА ст.№2	кг/с	0	--
96	Ограничение на расход цирк. воды через конденсатор сверху ТА ст.№2	кг/с	0	--
97	Ограничение на расход подпитки теплосети через встроенный пучок конденсатора снизу ТА ст.№2	кг/с	0	--
98	Ограничение на расход подпитки теплосети через встроенный пучок конденсатора сверху ТА ст.№2	кг/с	0	--
99	Ограничение на расход питательной воды снизу ТА ст.№2	кг/с	0	--
100	Ограничение на расход питательной воды сверху ТА ст.№2	кг/с	0	--
101	Ограничение на расход острого пара снизу ТА ст.№2	кг/с	0	--
102	Ограничение на расход острого пара сверху ТА ст.№2	кг/с	0	--
103	Ограничение на расход пара в конденсатор снизу ТА ст.№2	кг/с	0	--
104	Ограничение на расход пара в конденсатор сверху ТА ст.№2	кг/с	0	--
105	Ограничение на электрическую мощность ТА ст.№2 снизу	МВт	0	--
106	Ограничение на электрическую мощность ТА ст.№2 сверху	МВт	0	--
107	Ограничение на давление в конденсаторе снизу ТА ст.№2	кгс/ $м^2$	0	--
108	Ограничение на давление в конденсаторе сверху ТА ст.№2	кгс/ $м^2$	0	--
109	Ограничение на расход пара из отбора 40 ата. снизу ТА ст.№2	кг/с	0	--

110	Ограничение на расход пара из отбора 40 ата. сверху ТА ст.№2	кг/с	0	--
111	Ограничение на расход пара из отбора 13 ата. снизу ТА ст.№2	кг/с	0	--
112	Ограничение на расход пара из отбора 13 ата. сверху ТА ст.№2	кг/с	0	--
113	Ограничение на расход пара из отбора 1,2 ата. снизу ТА ст.№2	кг/с	0	--
114	Ограничение на расход пара из отбора 1,2 ата. сверху ТА ст.№2	кг/с	0	--
115	Ограничение на отношение расхода питательной воды к расходу острого пара снизу ТА ст.№2	--	0	--
116	Ограничение на отношение расхода питательной воды к расходу острого пара сверху ТА ст.№2	--	0	--
117	Ограничение на расход основного конденсата по отношению к расходу питательной воды ТА ст.№2	кг/с	0	--
118	Ограничение на расход рециркуляции основного конденсата по отношению к общему расходу ТА ст.№2	кг/с	0	--
119	Расход подпитки цикла ТА ст.№3	кг/с	0	100
120	Расход пара через частично открытый клапан регулирующей ступени турбины ТА ст.№3	кг/с	0	--
121	Расход пара через полностью открытый клапан регулирующей ступени ТА ст.№3	кг/с	0	--
122	Ограничение на расход пара в конденсатор ТА ст.№3	кг/с	0	--
123	Ограничение на разность энтальпий цирк. воды на входе и выходе из конденсатора ТА ст.№3	ккал/кг	0	--
124	Ограничение на разность давлений между конденсатом на выходе из конденсатора и рециркуляции ТА ст.№3	кгс/$м^2$	0	--
125	Ограничение на кратность циркуляции конденсатора ТА ст.№3	--	0	--
126	Ограничение на максимальную скорость в основном пучке конденсатора ТА ст.№3	м/с	0	--
127	Ограничение на разность энтальпий воды встроенного пучка и пара на выходе из конденсатора ТА ст.№3	ккал/кг	0	--
128	Ограничение на разность энтальпий воды на входе и выходе из конденсатора ТА ст.№3	ккал/кг	0	--
129	Ограничение на максимальную скорость в основном пучке конденсатора ТА ст.№3	м/с	0	--
130	Ограничение на расход пара в ПВД-3 ТА ст.№3	кг/с	0	--

131	Ограничение на разность энтальпий воды на выходе и энтальпии воды на линии насыщения в ПВД-3 ТА ст.№3	ккал/кг	0	--
132	Ограничение на расход пара в ПВД-2 ТА ст.№3	кг/с	0	--
133	Ограничение на разность энтальпий воды на выходе и энтальпии воды на линии насыщения в ПВД-2 ТА ст.№3	ккал/кг	0	--
134	Ограничение на расход пара в ПВД-1 ТА ст.№3	кг/с	0	--
135	Ограничение на разность энтальпий воды на выходе и энтальпии воды на линии насыщения в ПВД-1 ТА ст.№3	ккал/кг	0	--
136	Ограничение на расход пара в ПНД-4 ТА ст.№3	кг/с	0	--
137	Ограничение на разность энтальпий воды на выходе и энтальпии воды на линии насыщения в ПНД-4 ТА ст.№3	ккал/кг	0	--
138	Ограничение на расход пара в ПНД-3 ТА ст.№3	кг/с	0	--
139	Ограничение на разность энтальпий воды на выходе и энтальпии воды на линии насыщения в ПНД-3 ТА ст.№3	ккал/кг	0	--
140	Ограничение на расход пара в ПНД-2 ТА ст.№3	кг/с	0	--
141	Ограничение на разность энтальпий воды на выходе и энтальпии воды на линии насыщения в ПНД-2 ТА ст.№3	ккал/кг	0	--
142	Ограничение на расход пара в ПНД-1 ТА ст.№3	кг/с	0	--
143	Ограничение на разность энтальпий воды на выходе и энтальпии воды на линии насыщения в ПНД-1 ТА ст.№3	ккал/кг	0	--
144	Ограничение на расход пара в СБ-2 ТА ст.№3	кг/с	0	--
145	Ограничение на разность энтальпий воды на выходе и энтальпии воды на линии насыщения в СБ-2 ТА ст.№3	ккал/кг	0	--
146	Ограничение на расход пара в СБ-1 ТА ст.№3	кг/с	0	--
147	Ограничение на разность энтальпий воды на выходе и энтальпии воды на линии насыщения в СБ-1 ТА ст.№3	ккал/кг	0	--
148	Перепад давлений на диафрагме после 7-го отсека ТА ст.№3	кгс/м^2	0	--
149	Ограничение на мощность конденсатного насоса ТА ст.№3	МВт	0	--
150	Ограничение на мощность дренажного насоса ПНД-3 ТА ст.№3	МВт	0	--
151	Ограничение на мощность дренажного насоса СБ-2 ТА ст.№3	МВт	0	--

152	Ограничение на мощность дренажного насоса СБ-1 ТА ст.№3	МВт	0	--
153	Ограничение на мощность регулирующей ступени ТА ст.№3	МВт	0	--
154	Ограничение на мощность 1-го отсека ТА ст.№3	МВт	0	--
155	Ограничение на мощность 2-го отсека ТА ст.№3	МВт	0	--
156	Ограничение на мощность 3-го отсека ТА ст.№3	МВт	0	--
157	Ограничение на мощность 4-го отсека ТА ст.№3	МВт	0	--
158	Ограничение на мощность 5-го отсека ТА ст.№3	МВт	0	--
159	Ограничение на мощность 6-го отсека ТА ст.№3	МВт	0	--
160	Ограничение на мощность 7-го отсека ТА ст.№3	МВт	0	--
161	Ограничение на мощность 8-го отсека ТА ст.№3	МВт	0	--
162	Ограничение на расход цирк. воды через конденсатор снизу ТА ст.№3	кг/с	0	--
163	Ограничение на расход цирк. воды через конденсатор сверху ТА ст.№3	кг/с	0	--
164	Ограничение на расход подпитки теплосети через встроенный пучок конденсатора снизу ТА ст.№3	кг/с	0	--
165	Ограничение на расход подпитки теплосети через встроенный пучок конденсатора сверху ТА ст.№3	кг/с	0	--
166	Ограничение на расход питательной воды снизу ТА ст.№3	кг/с	0	--
167	Ограничение на расход питательной воды сверху ТА ст.№3	кг/с	0	--
168	Ограничение на расход сетевой воды через собственные бойлера турбины снизу ТА ст.№3	кг/с	0	--
169	Ограничение на расход сетевой воды через собственные бойлера турбины сверху ТА ст.№3	кг/с	0	--
170	Ограничение на расход острого пара снизу ТА ст.№3	кг/с	0	--
171	Ограничение на расход острого пара сверху ТА ст.№3	кг/с	0	--
172	Ограничение на расход пара в конденсатор снизу ТА ст.№3	кг/с	0	--
173	Ограничение на расход пара в конденсатор сверху ТА ст.№3	кг/с	0	--
174	Ограничение на электрическую мощность ТА ст.№3 снизу	МВт	0	--
175	Ограничение на электрическую мощность ТА ст.№3 сверху	МВт	0	--
176	Ограничение на тепловую нагрузку собственных подогревателей сетевой воды ТА ст.№3 снизу	Гкал/кг	0	--

177	Ограничение на тепловую нагрузку собственных подогревателей сетевой воды ТА ст.№3 сверху	Гкал/кг	0	--
178	Ограничение на давление в конденсаторе снизу ТА ст.№3	кгс/м^2	0	--
179	Ограничение на давление в конденсаторе сверху ТА ст.№3	кгс/м^2	0	--
180	Ограничение на отношение расхода питательной воды к расходу острого пара снизу ТА ст.№3	--	0	--
181	Ограничение на отношение расхода питательной воды к расходу острого пара сверху ТА ст.№3	--	0	--
182	Ограничение на расход основного конденсата по отношению к расходу питательной воды ТА ст.№3	кг/с	0	--
183	Ограничение на расход рециркуляции основного конденсата по отношению к общему расходу ТА ст.№3	кг/с	0	--
184	Расход подпитки цикла ТА ст.№4	кг/с	0	100
185	Расход пара через частично открытый клапан регулирующей ступени ТА ст.№4	кг/с	0	--
186	Расход пара через полностью открытый клапан регулирующей ступени ТА ст.№4	кг/с	0	--
187	Ограничение на расход пара в конденсатор ТА ст.№4	кг/с	0	--
188	Ограничение на разность энтальпий цирк. воды на входе и выходе из конденсатора ТА ст.№4	ккал/кг	0	--
189	Ограничение на разность давлений между конденсатом на выходе из конденсатора и рециркуляции ТА ст.№4	кгс/м^2	0	--
190	Ограничение на кратность циркуляции конденсатора ТА ст.№4	--	0	--
191	Ограничение на максимальную скорость в основном пучке конденсатора ТА ст.№4	м/с	0	--
192	Ограничение на разность энтальпий воды встроенного пучка и пара на выходе из конденсатора ТА ст.№4	ккал/кг	0	--
193	Ограничение на разность энтальпий воды встроенного на входе и выходе из конденсатора ТА ст.№4	ккал/кг	0	--
194	Ограничение на максимальную скорость в основном пучке конденсатора ТА ст.№4	м/с	0	--
195	Ограничение на расход пара в ПВД-3 ТА ст.№4	кг/с	0	--
196	Ограничение на разность энтальпий воды на выходе и энтальпии воды на линии насыщения в ПВД-3 ТА ст.№4	ккал/кг	0	--

197	Ограничение на расход пара в ПВД-2 ТА ст.№4	кг/с	0	--
198	Ограничение на разность энтальпий воды на выходе и энтальпии воды на линии насыщения в ПВД-2 ТА ст.№4	ккал/кг	0	--
199	Ограничение на расход пара в ПВД-1 ТА ст.№4	кг/с	0	--
200	Ограничение на разность энтальпий воды на выходе и энтальпии воды на линии насыщения в ПВД-1 ТА ст.№4	ккал/кг	0	--
201	Ограничение на расход пара в ПНД-4 ТА ст.№4	кг/с	0	--
202	Ограничение на разность энтальпий воды на выходе и энтальпии воды на линии насыщения в ПНД-4 ТА ст.№4	ккал/кг	0	--
203	Ограничение на расход пара в ПНД-3 ТА ст.№4	кг/с	0	--
204	Ограничение на разность энтальпий воды на выходе и энтальпии воды на линии насыщения в ПНД-3 ТА ст.№4	ккал/кг	0	--
205	Ограничение на расход пара в ПНД-2 ТА ст.№4	кг/с	0	--
206	Ограничение на разность энтальпий воды на выходе и энтальпии воды на линии насыщения в ПНД-2 ТА ст.№4	ккал/кг	0	--
207	Ограничение на расход пара в ПНД-1 ТА ст.№4	кг/с	0	--
208	Ограничение на разность энтальпий воды на выходе и энтальпии воды на линии насыщения в ПНД-1 ТА ст.№4	ккал/кг	0	--
209	Ограничение на расход пара в СБ-2 ТА ст.№4	кг/с	0	--
210	Ограничение на разность энтальпий воды на выходе и энтальпии воды на линии насыщения в СБ-2 ТА ст.№4	ккал/кг	0	--
211	Ограничение на расход пара в СБ-1 ТА ст.№4	кг/с	0	--
212	Ограничение на разность энтальпий воды на выходе и энтальпии воды на линии насыщения в СБ-1 ТА ст.№4	ккал/кг	0	--
213	Перепад давлений на диафрагме после 7-го отсека ТА ст.№4	кгс/м^2	0	--
214	Ограничение на мощность конденсатного насоса ТА ст.№4	МВт	0	--
215	Ограничение на мощность дренажного насоса ПНД-3 ТА ст.№4	МВт	0	--
216	Ограничение на мощность дренажного насоса СБ-2 ТА ст.№4	МВт	0	--
217	Ограничение на мощность дренажного насоса СБ-1 ТА ст.№4	МВт	0	--

218	Ограничение на мощность регулирующей ступени ТА ст.№4	МВт	0	--
219	Ограничение на мощность 1-го отсека ТА ст.№4	МВт	0	--
220	Ограничение на мощность 2-го отсека ТА ст.№4	МВт	0	--
221	Ограничение на мощность 3-го отсека ТА ст.№4	МВт	0	--
222	Ограничение на мощность 4-го отсека ТА ст.№4	МВт	0	--
223	Ограничение на мощность 5-го отсека ТА ст.№4	МВт	0	--
224	Ограничение на мощность 6-го отсека ТА ст.№4	МВт	0	--
225	Ограничение на мощность 7-го отсека ТА ст.№4	МВт	0	--
226	Ограничение на мощность 8-го отсека ТА ст.№4	МВт	0	--
227	Ограничение на расход цирк. воды через конденсатор снизу ТА ст.№4	кг/с	0	--
228	Ограничение на расход цирк. воды через конденсатор сверху ТА ст.№4	кг/с	0	--
229	Ограничение на расход подпитки теплосети через встроенный пучок конденсатора снизу ТА ст.№4	кг/с	0	--
230	Ограничение на расход подпитки теплосети через встроенный пучок конденсатора сверху ТА ст.№4	кг/с	0	--
231	Ограничение на расход питательной воды снизу ТА ст.№4	кг/с	0	--
232	Ограничение на расход питательной воды сверху ТА ст.№4	кг/с	0	--
233	Ограничение на расход сетевой воды через собственные бойлера ТА ст.№4 снизу	кг/с	0	--
234	Ограничение на расход сетевой воды через собственные бойлера ТА ст.№4 сверху	кг/с	0	--
235	Ограничение на расход острого пара снизу ТА ст.№4	кг/с	0	--
236	Ограничение на расход острого пара сверху ТА ст.№4	кг/с	0	--
237	Ограничение на расход пара в конденсатор снизу ТА ст.№4	кг/с	0	--
238	Ограничение на расход пара в конденсатор сверху ТА ст.№4	кг/с	0	--
239	Ограничение на электрическую мощность ТА ст.№4снизу	МВт	0	--
240	Ограничение на электрическую мощность ТА ст.№4сверху	МВт	0	--
241	Ограничение на тепловую нагрузку собственных подогревателей сетевой воды ТА ст.№4 снизу	Гкал/кг	0	--
242	Ограничение на тепловую нагрузку собственных подогревателей сетевой воды ТА ст.№4 сверху	Гкал/кг	0	--

243	Ограничение на давление в конденсаторе снизу ТА ст.№4	кгс/ $м^2$	0	--
244	Ограничение на давление в конденсаторе сверху ТА ст.№4	кгс/ $м^2$	0	--
245	Ограничение на отношение расхода питательной воды к расходу острого пара снизу ТА ст.№4	--	0	--
246	Ограничение на отношение расхода питательной воды к расходу острого пара сверху ТА ст.№4	--	0	--
247	Ограничение на расход основного конденсата по отношению к расходу питательной воды ТА ст.№4	кг/с	0	--
248	Ограничение на расход рециркуляции основного конденсата по отношению к общему расходу ТА ст.№4	кг/с	0	--
249	Расход подпитки цикла ТА ст.№5	кг/с	0	100
250	Расход пара через частично открытый клапан регулирующей ступени ТА ст.№5	кг/с	0	--
251	Расход пара через полностью открытый клапан регулирующей ступени ТА ст.№5	кг/с	0	--
252	Ограничение на расход пара в конденсатор ТА ст.№5	кг/с	0	--
253	Ограничение на разность энтальпий цирк. воды на входе и выходе из конденсатора ТА ст.№5	ккал/ кг	0	--
254	Ограничение на разность давлений между конденсатом на выходе из конденсатора и рециркуляции ТА ст.№5	кгс/ $м^2$	0	--
255	Ограничение на кратность циркуляции конденсатора ТА ст.№5	--	0	--
256	Ограничение на максимальную скорость в основном пучке конденсатора ТА ст.№5	м/с	0	--
257	Ограничение на разность энтальпий воды встроенного пучка и пара на выходе из конденсатора ТА ст.№5	ккал/ кг	0	--
258	Ограничение на разность энтальпий воды встроенного на входе и выходе из конденсатора ТА ст.№5	ккал/ кг	0	--
259	Ограничение на максимальную скорость в основном пучке конденсатора ТА ст.№5	м/с	0	--
260	Ограничение на расход пара в ПВД-3 ТА ст.№5	кг/с	0	--
261	Ограничение на разность энтальпий воды на выходе и энтальпии воды на линии насыщения в ПВД-3 ТА ст.№5	ккал/ кг	0	--
262	Ограничение на расход пара в ПВД-2 ТА ст.№5	кг/с	0	--

263	Ограничение на разность энтальпий воды на выходе и энтальпии воды на линии насыщения в ПВД-2 ТА ст.№5	ккал/кг	0	--
264	Ограничение на расход пара в ПВД-1 ТА ст.№5	кг/с	0	--
265	Ограничение на разность энтальпий воды на выходе и энтальпии воды на линии насыщения в ПВД-1 ТА ст.№5	ккал/кг	0	--
266	Ограничение на расход пара в ПНД-4 ТА ст.№5	кг/с	0	--
267	Ограничение на разность энтальпий воды на выходе и энтальпии воды на линии насыщения в ПНД-4 ТА ст.№5	ккал/кг	0	--
268	Ограничение на расход пара в ПНД-3 ТА ст.№5	кг/с	0	--
269	Ограничение на разность энтальпий воды на выходе и энтальпии воды на линии насыщения в ПНД-3 ТА ст.№5	ккал/кг	0	--
270	Ограничение на расход пара в ПНД-2 ТА ст.№5	кг/с	0	--
271	Ограничение на разность энтальпий воды на выходе и энтальпии воды на линии насыщения в ПНД-2 ТА ст.№5	ккал/кг	0	--
272	Ограничение на расход пара в ПНД-1 ТА ст.№5	кг/с	0	--
273	Ограничение на разность энтальпий воды на выходе и энтальпии воды на линии насыщения в ПНД-1 ТА ст.№5	ккал/кг	0	--
274	Ограничение на расход пара в СБ-2 ТА ст.№5	кг/с	0	--
275	Ограничение на разность энтальпий воды на выходе и энтальпии воды на линии насыщения в СБ-2 ТА ст.№5	ккал/кг	0	--
276	Ограничение на расход пара в СБ-1 ТА ст.№5	кг/с	0	--
277	Ограничение на разность энтальпий воды на выходе и энтальпии воды на линии насыщения в СБ-1 ТА ст.№5	ккал/кг	0	--
278	Перепад давлений на диафрагме после 7-го отсека ТА ст.№5	кгс/м^2	0	--
279	Ограничение на мощность конденсатного насоса ТА ст.№5	МВт	0	--
280	Ограничение на мощность дренажного насоса СБ-2 ТА ст.№5	МВт	0	--
281	Ограничение на мощность дренажного насоса СБ-1 ТА ст.№5	МВт	0	--
282	Ограничение на мощность регулирующей ступени ТА ст.№5	МВт	0	--
283	Ограничение на мощность 1-го отсека ТА ст.№5	МВт	0	--
284	Ограничение на мощность 2-го отсека ТА ст.№5	МВт	0	--

285	Ограничение на мощность 3-го отсека ТА ст.№5	МВт	0	--
286	Ограничение на мощность 4-го отсека ТА ст.№5	МВт	0	--
287	Ограничение на мощность 5-го отсека ТА ст.№5	МВт	0	--
288	Ограничение на мощность 6-го отсека ТА ст.№5	МВт	0	--
289	Ограничение на мощность 7-го отсека ТА ст.№5	МВт	0	--
290	Ограничение на мощность 8-го отсека ТА ст.№5	МВт	0	--
291	Ограничение на расход цирк. воды через конденсатор снизу ТА ст.№5	кг/с	0	--
292	Ограничение на расход цирк. воды через конденсатор сверху ТА ст.№5	кг/с	0	--
293	Ограничение на расход подпитки теплосети через встроенный пучок конденсатора снизу ТА ст.№5	кг/с	0	--
294	Ограничение на расход подпитки теплосети через встроенный пучок конденсатора сверху ТА ст.№5	кг/с	0	--
295	Ограничение на расход питательной воды снизу ТА ст.№5	кг/с	0	--
296	Ограничение на расход питательной воды сверху ТА ст.№5	кг/с	0	--
297	Ограничение на расход сетевой воды через собственные бойлера ТА ст.№5 снизу	кг/с	0	--
298	Ограничение на расход сетевой воды через собственные бойлера ТА ст.№5 сверху	кг/с	0	--
299	Ограничение на расход острого пара снизу ТА ст.№5	кг/с	0	--
300	Ограничение на расход острого пара сверху ТА ст.№5	кг/с	0	--
301	Ограничение на расход пара в конденсатор снизу ТА ст.№5	кг/с	0	--
302	Ограничение на расход пара в конденсатор сверху ТА ст.№5	кг/с	0	--
303	Ограничение на электрическую мощность ТА ст.№5 снизу	МВт	0	--
304	Ограничение на электрическую мощность ТА ст.№5 сверху	МВт	0	--
305	Ограничение на тепловую нагрузку собственных подогревателей сетевой воды турбины снизу ТА ст.№5	Гкал/кг	0	--
306	Ограничение на тепловую нагрузку собственных подогревателей сетевой воды турбины сверху ТА ст.№5	Гкал/кг	0	--
307	Ограничение на давление в конденсаторе снизу ТА ст.№5	кгс/м^2	0	--

308	Ограничение на давление в конденсаторе сверху ТА ст.№5	кгс/ $м^2$	0	--
309	Ограничение на отношение расхода питательной воды к расходу острого пара снизу ТА ст.№5	--	0	--
310	Ограничение на отношение расхода питательной воды к расходу острого пара сверху ТА ст.№5	--	0	--
311	Ограничение на расход основного конденсата по отношению к расходу питательной воды ТА ст.№5	кг/с	0	--
312	Ограничение на расход рециркуляции основного конденсата по отношению к общему расходу ТА ст.№5	кг/с	0	--
313	Ограничение на паропроизводительность КА-1 снизу	т/ч	0	--
314	Ограничение на паропроизводительность КА-1 сверху	т/ч	0	--
315	Ограничение на разность давлений острого пара и питательной воды КА-1	кгс/ $м^2$	0	--
316	Ограничение на паропроизводительность КА-2 снизу	т/ч	0	--
317	Ограничение на паропроизводительность КА-2 сверху	т/ч	0	--
318	Ограничение на разность давлений острого пара и питательной воды КА-2	кгс/ $м^2$	0	--
319	Ограничение на паропроизводительность КА-3 снизу	т/ч	0	--
320	Ограничение на паропроизводительность КА-3 сверху	т/ч	0	--
321	Ограничение на разность давлений острого пара и питательной воды КА-3	кгс/ $м^2$	0	--
322	Ограничение на паропроизводительность КА-4 снизу	т/ч	0	--
323	Ограничение на паропроизводительность КА-4 сверху	т/ч	0	--
324	Ограничение на разность давлений острого пара и питательной воды КА-4	кгс/ $м^2$	0	--
325	Ограничение на паропроизводительность КА-5 снизу	т/ч	0	--
326	Ограничение на паропроизводительность КА-5 сверху	т/ч	0	--
327	Ограничение на разность давлений острого пара и питательной воды КА-5	кгс/ $м^2$	0	--
328	Ограничение на паропроизводительность КА-6 снизу	т/ч	0	--

329	Ограничение на паропроизводительность КА-6 сверху	т/ч	0	--
330	Ограничение на разность давлений острого пара и питательной воды КА-6	кгс/ $м^2$	0	--
331	Ограничение на паропроизводительность КА-7 снизу	т/ч	0	--
332	Ограничение на паропроизводительность КА-7 сверху	т/ч	0	--
333	Ограничение на разность давлений острого пара и питательной воды КА-7	кгс/ $м^2$	0	--
334	Ограничение на паропроизводительность КА-8 снизу	т/ч	0	--
335	Ограничение на паропроизводительность КА-8 сверху	т/ч	0	--
336	Ограничение на разность давлений острого пара и питательной воды КА-8	кгс/ $м^2$	0	--
337	Ограничение на минимальную производительность РОУ-140/13 № 1	т/ч	0	--
338	Ограничение на максимальную производительность РОУ-140/13 № 1	т/ч	0	--
339	Ограничение на минимальную производительность РОУ-140/40	т/ч	0	--
340	Ограничение на максимальную производительность РОУ-140/40	т/ч	0	--
341	Ограничение на минимальную производительность РОУ-140/13 № 3	т/ч	0	--
342	Ограничение на максимальную производительность РОУ-140/13 № 3	т/ч	0	--
343	Ограничение на минимальную производительность РОУ-140/13 № 4	т/ч	0	--
344	Ограничение на максимальную производительность РОУ-140/13 № 4	т/ч	0	--
345	Ограничение на минимальную производительность РОУ-140/13 № 5	т/ч	0	--
346	Ограничение на максимальную производительность РОУ-140/13 № 5	т/ч	0	--
347	Ограничение на минимальную производительность РОУ-13/3	т/ч	0	--
348	Ограничение на максимальную производительность РОУ-13/3	т/ч	0	--
349	Ограничение на минимальную производительность РОУ-13/1,2	т/ч	0	--

350	Ограничение на максимальную производительность РОУ-13/1,2	т/ч	0	--
351	Ограничение на расход греющего пара пиковых подогревателей сетевой воды бойлерной ст. № 5, 6	кг/с	0	--
352	Ограничение на расход нагреваемой воды через пиковые подогреватели ст. № 5,6 снизу	т/ч	0	--
353	Ограничение на расход нагреваемой воды через пиковые подогреватели ст. № 5,6 сверху	т/ч	0	--
354	Ограничение на тепловую нагрузку пиковых подогревателей ст. № 5,6 снизу	Гкал/кг	0	--
355	Ограничение на тепловую нагрузку пиковых подогревателей ст. № 5,6 сверху	Гкал/кг	0	--
356	Ограничение на разность энтальпий воды на выходе и энтальпии воды на линии насыщения в пиковых подогревателях ст. № 5, 6	ккал/кг	0	--
357	Ограничение на расход греющего пара основных подогревателей сетевой воды бойлерной ст. № 5, 6	кг/с	0	--
358	Ограничение на расход нагреваемой воды через основных подогреватели ст. № 5,6 снизу	т/ч	0	--
359	Ограничение на расход нагреваемой воды через основных подогреватели ст. № 5,6 сверху	т/ч	0	--
360	Ограничение на тепловую нагрузку основных подогревателей ст. № 5,6 снизу	Гкал/кг	0	--
361	Ограничение на тепловую нагрузку основных подогревателей ст. № 5,6 сверху	Гкал/кг	0	--
362	Ограничение на разность энтальпий воды на выходе и энтальпии воды на линии насыщения в основных подогревателях ст. № 5, 6	ккал/кг	0	--
363	Ограничение на расход греющего пара пиковых подогревателей сетевой воды бойлерной ст. № 3	кг/с	0	--
364	Ограничение на расход нагреваемой воды через пиковые подогреватели ст. № 3 снизу	т/ч	0	--
365	Ограничение на расход нагреваемой воды через пиковые подогреватели ст. № 3 сверху	т/ч	0	--
366	Ограничение на тепловую нагрузку пиковых подогревателей ст. № 3 снизу	Гкал/кг	0	--
367	Ограничение на тепловую нагрузку пиковых подогревателей ст. № 3 сверху	Гкал/кг	0	--
368	Ограничение на разность энтальпий воды на выходе и энтальпии воды на линии насыщения в пиковых подогревателях ст. № 3	ккал/кг	0	--

369	Ограничение на расход греющего пара основных подогревателей сетевой воды бойлерной ст. № 5, 6	кг/с	0	--
370	Ограничение на расход нагреваемой воды через основных подогреватели ст. № 3 снизу	т/ч	0	--
371	Ограничение на расход нагреваемой воды через основных подогреватели ст. № 3 сверху	т/ч	0	--
372	Ограничение на тепловую нагрузку основных подогревателей ст. № 3 снизу	Гкал/кг	0	--
373	Ограничение на тепловую нагрузку основных подогревателей ст. № 3 сверху	Гкал/кг	0	--
374	Ограничение на разность энтальпий воды на выходе и энтальпии воды на линии насыщения в основных подогревателях ст. № 3	ккал/кг	0	--
375	Ограничение на расход греющего пара пиковых подогревателей сетевой воды бойлерной ст. № 1	кг/с	0	--
376	Ограничение на расход нагреваемой воды через пиковые подогреватели ст. № 1 снизу	т/ч	0	--
377	Ограничение на расход нагреваемой воды через пиковые подогреватели ст. № 1 сверху	т/ч	0	--
378	Ограничение на тепловую нагрузку пиковых подогревателей ст. № 1 снизу	Гкал/кг	0	--
379	Ограничение на тепловую нагрузку пиковых подогревателей ст. № 1 сверху	Гкал/кг	0	--
380	Ограничение на разность энтальпий воды на выходе и энтальпии воды на линии насыщения в пиковых подогревателях ст. № 1	ккал/кг	0	--
381	Ограничение на расход греющего пара основные подогревателей сетевой воды бойлерной ст. № 5, 6	кг/с	0	--
382	Ограничение на расход нагреваемой воды через основные подогреватели ст. № 1 снизу	т/ч	0	--
383	Ограничение на расход нагреваемой воды через основные подогреватели ст. № 1 сверху	т/ч	0	--
384	Ограничение на тепловую нагрузку основных подогревателей ст. № 1 снизу	Гкал/кг	0	--
385	Ограничение на тепловую нагрузку основных подогревателей ст. № 1 сверху	Гкал/кг	0	--
386	Ограничение на разность энтальпий воды на выходе и энтальпии воды на линии насыщения в основных подогревателях ст. № 1	ккал/кг	0	--
387	Ограничение на расход греющего пара подогревателя подпитки основного цикла	кг/с	0	--

388	Ограничение на расход нагреваемой воды через подогреватели подпитки основного цикла снизу	т/ч	0	--
389	Ограничение на расход нагреваемой воды через подогреватели подпитки основного цикла сверху	т/ч	0	--
390	Ограничение на расход греющего пара подогревателя подпитки теплосети	кг/с	0	--
391	Ограничение на расход нагреваемой воды через подогреватели подпитки теплосети снизу	т/ч	0	--
392	Ограничение на расход нагреваемой воды через подогреватели подпитки теплосети сверху	т/ч	0	--
393	Ограничение на расход пара на входе в деаэратор подпитки основного цикла	кг/с	0	--
394	Ограничение на разность давлений пара на входе и воды на выходе из деаэратора подпитки основного цикла	кгс/ $м^2$	0	--
395	Ограничение на разность давлений воды на входе и выходе деаэратора подпитки основного цикла	кгс/ $м^2$	0	--
396	Ограничение на расход пара на входе в деаэратор питательной воды	кг/с	0	--
397	Ограничение на разность давлений пара на входе и воды на выходе из деаэратора питательной воды	кгс/ $м^2$	0	--
398	Ограничение на разность давлений конденсата на входе и воды на выходе из деаэратора питательной воды	кгс/ $м^2$	0	--
399	Ограничение на разность давлений воды на входе и выходе деаэратора питательной воды	кгс/ $м^2$	0	--
400	Ограничение на расход греющей воды в деаэратор подпитки теплосети	кг/с	0	--
401	Ограничение на разность давлений нагреваемой воды на входе выходе из деаэратора подпитки теплосети	кгс/ $м^2$	0	--
402	Ограничение на разность давлений греющей воды на входе и выходе из деаэратора подпитки теплосети	кгс/ $м^2$	0	--
403	Ограничение на разность энтальпий воды на выходе и нагреваемой воды на входе в деаэратор подпитки теплосети	ккал/ кг	0	--
404	Ограничение на неотрицательность расхода питательной воды на турбины из общестанционного коллектора питательной воды	кг/с	0	--
405	Ограничение на неотрицательность расхода питательной воды, идущей на впрыски котлов, из общестанционного коллектора питательной воды	кг/с	0	--

406	Ограничение на неотрицательность расхода байпасируемой питательной воды идущей на ТГ-1,2,3	кг/с	0	--
407	Ограничение на неотрицательность расхода байпасируемой питательной воды идущей на ТГ-4	кг/с	0	--
408	Ограничение на неотрицательность расхода байпасируемой питательной воды идущей на ТГ-5	кг/с	0	--
409	Ограничение на неотрицательность суммарного расхода байпасируемой питательной воды	кг/с	0	--
410	Ограничение на неотрицательность расхода возвращаемого конденсата от общестанционных подогревателей	кг/с	0	--
411	Ограничение на минимальную электрическую мощность ТЭЦ	МВт	0	--
412	Ограничение на максимальную электрическую мощность ТЭЦ	МВт	0	--
413	Ограничение на неотрицательность расхода байпасируемой сетевой воды	кг/с	0	--
414	Ограничение на минимальный расход циркуляционной воды ТЭЦ с учетом работы градирен	т/ч	0	--
415	Ограничение на максимальный расход циркуляционной воды ТЭЦ с учетом работы градирен	т/ч	0	--
416	Ограничение на расход сетевой воды через общестанционные бойлера ст. № 1	кг/с	0	--
417	Ограничение на энтальпию прямой сетевой воды снизу	ккал/кг	0	--
418	Ограничение на энтальпию прямой сетевой воды сверху	ккал/кг	0	--
419	Ограничение снизу на переток между коллекторами острого пара ТГ-1,2 и ТГ-3	т/ч	0	--
420	Ограничение сверху на переток между коллекторами острого пара ТГ-1,2 и ТГ-3	т/ч	0	--
421	Ограничение на стоимость отпускаемой электроэнергии на балансирующем рынке электроэнергии	руб/МВтч	0	--

Пояснение: в ячейках таблицы, где проставлен прочерк, ограничения-неравенства не выставляются.