

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ
КАЗАХСТАН
НЕКОММЕРЧЕСКОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
«АЛМАТИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ЭНЕРГЕТИКИ И СВЯЗИ»
Институт Теплоэнергетики и теплотехники
Кафедра Тепловых энергетических установок

«ДОПУЩЕН К ЗАЩИТЕ»
Зав. кафедрой ТЭУ, профессор,
_____ Кибарин А.А.
« ____ » _____ 2020г.

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Оптимизация нагрузки паротурбинных агрегатов ТЭЦ-2 АО «АлЭС

Специальность: 6М071700 – Теплоэнергетика (специализация - Тепловые электрические станции)

Магистрант _____ Олжабаев М.С. группа МТЭ(ТЭС)нп-18

Научный руководитель: _____ Кибарин А.А. к.т.н., профессор АУЭС

« ____ » _____ 2020г.

Рецензент: _____

« ____ » _____ 2020г.

Алматы 2020

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ
КАЗАХСТАН
НЕКОММЕРЧЕСКОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
«АЛМАТИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ЭНЕРГЕТИКИ И СВЯЗИ»

Институт Теплоэнергетики и теплотехники

Кафедра Теплоэнергетические установки

Специальность: 6М071700 – Тепловые электрические станции
(специализация Тепловые электрические станции)

ЗАДАНИЕ

на выполнение магистерской диссертации

Магистрант: Олжабаев Мурат

Тема диссертации:

Оптимизация нагрузки паротурбинных агрегатов ТЭЦ-2 АО «АлЭС

Утверждена приказом по университету № 122 от « 25 » октября 2018 г.

Срок сдачи законченного проекта «15» июня 2019г.

Цель исследования:

Исследование возможностей по оптимизации распределения тепловой нагрузки параллельно работающих турбин ТЭЦ-2 АО «АлЭС. Разработка инженерной методики расчета распределения тепловой нагрузки паротурбинных агрегатов ТЭЦ-2 АО «АлЭС.

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

1. Анализ энергетической эффективности генерации тепла и электроэнергии на ТЭЦ-2;
2. Способы оптимизации режимов производства электрической и тепловой энергии на ТЭЦ;
3. Исследование энергетической эффективности ТЭЦ-2 и решение задачи оптимизации режимов ее работы;
4. Техничко-экономическая оценка оптимизации режимов работы паротурбинных агрегатов ТЭЦ-2.

ГРАФИК
подготовки магистерской диссертации

Наименование разделов, перечень разрабатываемых вопросов	Сроки представления научному руководителю	Примечание
Роль и место ТЭЦ-2 в системе централизованного теплоснабжения г.Алматы	12.10.2019г.	выполнено
Способы оптимизации режимов производства электрической и тепловой энергии на ТЭЦ	23.11.2019 г.	выполнено
Обзор литературных источников по оптимизации режимов работы паротурбинных установок	14.01.2020 г.	выполнено
Анализ методов определения энергетической эффективности режимов работы ТЭЦ	18.02.2020 г.	выполнено
Алгоритм оптимизации режимов работы оборудования ТЭЦ -2 и распределения нагрузок между теплофикационными турбинами	03.03.2020	выполнено
Исследование энергетической эффективности ТЭЦ-2 и решение задачи оптимизации режимов ее работы	03.04.2020	выполнено
Технико-экономическая оценка оптимизации режимов работы паротурбинных агрегатов ТЭЦ-2	10.05.2020	выполнено

Дата выдачи задания «10» сентября 2018 г.

Заведующие кафедрой _____ Кибарин А.А.

Научный руководитель диссертации _____ Кибарин А.А.

Задание принял к исполнению магистрант _____ Олжабаев М.К.

Аннотация

На данный момент разработанные методики по оптимизации режимов работы паротурбинных установок не всегда учитывают состояние паротурбинных установок связанные со старением и моральным износом основных узлов турбоустановки, а нормативно-энергетические характеристики турбин не всегда совпадают с фактическими характеристиками. Планирование объемов производства выполняются по макетам расчета нормативных характеристик, что не всегда совпадают с реальностью. И определение точной прогнозной нагрузки и ожидаемых ТЭП не представляется возможным.

Для снижения топливных затрат путем повышения эффективности управления работающими паротурбинными установками с учетом фактического состояния оборудования заключается данная диссертационная работа.

Андамна

Қазіргі уақытта бу турбиналық қондырғыларының жұмыс режимдерін оңтайландырудың әзірленген әдістері турбиналық қондырғының негізгі компоненттерінің қартаюымен және моральдық тозуымен байланысты бу турбиналық қондырғылардың жағдайын әрдайым ескере бермейді, ал турбиналардың нормативтік және энергетикалық сипаттамалары әрқашан нақты сипаттамаларға сәйкес келе бермейді. Өндіріс көлемін жоспарлау әрдайым шындыққа сәйкес келмейтін нормативтік сипаттамаларды есептеудің негізінде жасалады. Нақты болжамды жүктеме мен күтілетін ОСК анықтау мүмкін емес.

Жабдықтың нақты жағдайын ескере отырып, жұмыс істеп тұрған бу турбиналық қондырғыларды басқару тиімділігін арттыру арқылы отын шығынын азайту үшін диссертация аяқталды.

Abstract

At present, the developed methods for optimizing the operation modes of steam turbine plants do not always take into account the state of steam turbine plants associated with aging and moral deterioration of the main components of the turbine unit, and the normative and energy characteristics of turbines do not always coincide with the actual characteristics. Planning of production volumes is carried out according to the mock-ups of calculating regulatory characteristics, which do not always coincide with reality. And the determination of the exact predicted load and the expected TEC is not possible.

To reduce fuel costs by increasing the efficiency of managing operating steam turbine plants, taking into account the actual condition of the equipment, this dissertation is concluded.

Содержание

Введение.....	6
Аналитическая часть	
1 Анализ энергетической эффективности генерации тепла и электроэнергии на ТЭЦ-2.....	9
1.1 Роль и место ТЭЦ-2 в системе централизованного теплоснабжения г.Алматы.....	9
1.2 Существующее состояние теплоснабжение города.....	11
1.3 Состояние теплоснабжения зоны АО «АлЭС».....	13
1.4 Существующие тепловые нагрузки зоны АО «АлЭС»	16
1.5 Способы оптимизации режимов производства электрической и тепловой энергии на ТЭЦ.....	19
1.6 Оценка разделения затрат топлива при теплофикационной выработке тепла и электроэнергии на ТЭЦ.....	21
2 Исследование энергетической эффективности ТЭЦ-2 и решение задачи оптимизации режимов ее работы.....	25
2.1 Анализ методов определения энергетической эффективности режимов работы ТЭЦ.....	25
2.2 Постановка задачи оптимизации нагрузки паротурбинных агрегатов ТЭЦ-2 в условиях недостатка тепловой нагрузки	30
3 Техничко-экономическая оценка оптимизации режимов работы паротурбинных агрегатов ТЭЦ-2.....	32
3.1 Состав и характеристика основного оборудования ТЭЦ-2.....	32
3.2 Анализ технико-экономических показателей Алматинской ТЭЦ-2.....	39
3.3 Использование энергетических характеристик оборудования ТЭЦ-2 для расчета режимов работы теплофикационных турбоустановок.....	46
Расчетная часть	
4 Методика определение энергетической эффективности режимов работы оборудования ТЭЦ-2.....	47
5 Техничко-экономическая оценка результатов оптимизации.....	57
Заключение.....	61
Список литературы.....	62

Введение

В настоящее время традиционная энергетика Казахстана находится в сложной стадии своего развития, поскольку энергетическая политика Казахстана направлена в большей степени на развитие и поддержание «зеленой экономики», и огромные денежные средства направлены на развитие и строительство ВИЭ. При этом основная доля выработки электрической и тепловой энергии приходится на тепловые электрические станции.

Промышленное производство в городе Алматы значительно сократилось. Большинство производственных предприятий, потреблявших технологический пар была остановлена, что привело к потере у ТЭЦ потребителей пара. ТЭЦ-2 вынуждена работать по непроектной тепловой схеме, загружая производственные отборы турбин для производства горячей воды. Тепловые сети в целях снижения тепловых потерь и более корректного ведения учета теплового потребления, массово оснастило жилой и производственный сектор приборами учета тепла, что привело к снижению потерь и более рациональному использованию тепловой энергии. Введение вышеуказанных мероприятий в результате привело к снижению потребления тепловой энергии от ТЭЦ. Низкая тепловая нагрузка приводит к ограничениям электрической мощности станции. Все это приводит к снижению эффективности ТЭЦ как комбинированного источника тепла и электроэнергии.

Таким образом, для мощных ТЭЦ необходимо обратить внимание на оптимизацию режимов эксплуатации энергетического оборудования, которая позволит улучшить технико-экономические показатели ТЭЦ. Основная проблема существующих и эксплуатируемых на данный момент теплофикационных турбин в том, что турбины типа ПТ, Т работают в с большой долей конденсационной выработки, что приводит к увеличению удельного расхода тепла (брутто) на турбину. Увеличение расхода тепла брутто турбины приводит к увеличению удельных расходов топлива на отпуск продукции, то есть к нерациональному использованию топливно-энергетических ресурсов.

Актуальность темы исследования.

На Алматинской ТЭЦ-2 в соответствии с ТЭО «Реконструкция и расширение Алматинской ТЭЦ-2 АО «АлЭС». третьей очередь» для покрытия роста электрических нагрузок Алматы и области выполнены работы по реконструкции вентиляторных градирен ст. №1-6, что позволило снять ограничение электрической мощности на 98,8 МВт. Сегодня реализованы проекты по вводу соединительной магистрали ТЭЦ-2 – ТЭЦ-1, пиковой бойлерной и ввод котлоагрегата ст.№8 на ТЭЦ-2. Выполненные работы позволили сократить фактические удельные расходы условного топлива на отпуск электроэнергии и тепла с 360 г/кВтч и 220 кг/Гкал в 2012 г. до 322 г/кВтч и 204 кг/Гкал в 2017 г. соответственно. Потребность региона в электроэнергии и отсутствие в достаточном количестве тепловых потребителей

привело к тому, что выработка электроэнергии по конденсационному циклу остается большой (выработка электроэнергии на тепловом потреблении не превышает 60 %). Значительную часть времени паровые турбины работают с недогруженными отборами, а в ряде случаев и с отключенными, что приводит к перерасходу топлива. В этих условиях задача оптимизации распределения тепловой нагрузки между паровыми турбинами ТЭЦ является актуальной.

Целью работы: разработка методики энергоэффективности работы паротурбинных установок ТЭЦ-2, данная методика будут применяться для решения по оптимальному распределению нагрузок между агрегатами по тепловой и электрической энергии. Методика должна быть максимально простой и удобной для использования при различных задаваемых диспетчером нагрузках по тепловой и электрической энергии.

Для осуществления поставленной цели необходимо решить следующие задачи:

1. провести анализ методов определения энергетической эффективности режимов работы ТЭЦ;
2. разработать алгоритм оптимизации режимов работы паротурбинных установок по разработанной методике;
3. разработать новую методику определения энергетических показателей станции на основе энергетических характеристик;
4. опробовать результаты теоретических исследований и расчетов на практике, то есть на действующем оборудовании Алматинской ТЭЦ-2;
5. разработать макет расчета по оптимальному выбору оборудования и прогнозу технико-экономических показателей с оперативной технико-экономической и финансовой отчетности ТЭЦ.

Методы исследования: Анализ и обобщение литературных источников по оптимизации режимов работы паротурбинного оборудования, расчетный анализ решений по оптимизации загрузки оборудования, технико-экономический анализ.

Полученные результаты, их новизна, практическая значимость:

- Проведен анализ режимов работы оборудования ТЭЦ-2 тепловых схем ПГУ и ГТУ надстроек для реконструкции ТЭЦ-2. Определены расчетные значения расхода топлива для различных значений отпуска электрической и тепловой энергии в регулируемом диапазоне нагрузок паротурбинных установок. С помощью разработанного алгоритма рассчитаны три основных режима: номинальный, базовый и конденсационный в летний период. Разработан механизм оперативного и прогнозного планирования режимов работы паротурбинных установок по заданным диспетчерским выходным данным по отпуску электрической и тепловой энергии. С учетом использования

режимных карт и расчетного комплекса, с возможностью корректировки данных по изменению состояния паротурбинных установок, выполнены прогнозные расчеты оптимального изменения и распределения нагрузок по выработке электрической и тепловой энергии между паротурбинными установками с возможностью определения энергетической эффективности.

Личное участие автора: выполнено аналитическое исследование по оптимизации режимов работы паротурбинных агрегатов ТЭЦ-2 АО «АлЭС», постановка задачи оптимизации нагрузки паротурбинных агрегатов ТЭЦ-2 в условиях недостатка тепловой нагрузки, с учетом энергетических характеристик выполнены расчеты оптимального распределения нагрузок по выработке электрической и тепловой энергии между паротурбинными установками.

Апробация работы и публикации по теме диссертации:

Результаты работы были доложены на научно-практической конференции магистрантов на кафедре ТЭУ АУЭС в 2019 г. По теме диссертации опубликованы две статьи в сборниках международных конференций:

1. Олжабаев М.С., Кенжебаев А.Р., Искаков Д.О. Оптимизация схемы включения насосов пиковых сетевых подогревателей первой очереди ПСВ №1-4 ТЭЦ-2 АО «АлЭС»//Междисциплинарный вектор развития современной науки: теория, методология, практика: сборник статей II Международной научно-практической конференции (3 мая 2020 г.) – Петрозаводск : МЦНП «Новая наука», 2020. –С.98-104

2. Олжабаев М.С., Кенжебаев А.Р., Коробков М.С., Торгаев А.А., Кибарин А.А. повышение эффективности работы ТЭЦ при оптимизации распределения нагрузки паротурбинных агрегатов на примере ТЭЦ-2 АО «АлЭС»//Advances in Science and Technology. Сборник статей XXVIII международной научно-практической конференции, часть I. Москва: «Научно-издательский центр «Актуальность.РФ», 2020. –С. 118-120

Структура и объем работы: Диссертация состоит из введения, 5 глав, заключения, списка литературы из 41 наименований, 16 таблиц, 30 рисунков.

1 Анализ энергетической эффективности генерации тепла и электроэнергии на ТЭЦ-2

1.1 Роль и место ТЭЦ-2 в системе централизованного теплоснабжения г.Алматы

ТЭЦ-2 АО «АлЭС» является основным энергоисточником г.Алматы и базовым теплоисточником зоны теплоснабжения АО «АлЭС». Установленная электрическая мощность существующей ТЭЦ-2 510 МВт, установленная тепловая мощность 1411 Гкал/ч. Располагаемая электрическая мощность существующей ТЭЦ-2 430 МВт, располагаемая тепловая мощность 1153 Гкал/ч.

Режим работы существующей ТЭЦ-2 осуществляется по тепловому графику с комбинированной выработкой электроэнергии и тепла и дополнительной выработкой электроэнергии по электрическому графику с фактическим отпуском тепла от ТЭЦ-2 – 620 Гкал/ч, по трем тепломагистралям:

- ТМ «ТЭЦ-2 -ЗТК», 1Ду1000+1Ду800 (в однотрубном режиме) – 360 Гкал/ч;
- ТМ «ТЭЦ-2 –ТЭЦ-1», 2 Ду1000 (в двухтрубном режиме) – 230 Гкал/ч;
- ТМ в Алатауский район, 2 Ду800 – 30 Гкал/ч.

ТЭЦ-2 как основной энергоисточник работает в базовом режиме совместно с Западным тепловым комплексом (ЗТК), который работает в пиковом режиме. Система горячего водоснабжения потребителей – открытая. Температурный график теплосети - 136/70°С.

Повышение комбинированной выработки на ТЭЦ -2 в перспективе предусматривается за счет использования «запертой» тепловой мощности ТЭЦ-2 при реализации проекта «Реконструкция с полной перекладкой тепломагистрали ТЭЦ-2-ЗТК». В соответствие с ТЭО тепломагистраль переводится в двухтрубный режим (2Ду1000 (ПВ)+1Ду800(ОВ)), повышается отпуск тепла по существующим тепломагистралям ТМ «ТЭЦ-2 –ТЭЦ-1» и ТМ в Алатауский район, 2 Ду800.

ТЭЦ, как правило, работают в смешанном режиме: основной режим по тепловому графику с довыработкой электроэнергии в конденсационном режиме по условиям обеспечения потребности региона в электроэнергии.

Часть производимой тепловой энергии затрачивается на собственные нужды. Виды потребителей и источники тепла, относимые к расходу тепла на собственные нужды при производстве электрической и тепловой энергии представлены в таблице 1.1.

Таблица 1.1 Расход тепла на собственные нужды

Наименование потребителя	Источник теплоснабжения
Расход тепла, связанный со сливом и хранением и подготовкой мазута к	Отбирается из общестанционного коллектора пара 13 кгс/см ² .

сжиганию.	Коллектор подключен к четырем источникам – 3 турбины ПТ-80 (промотбор), турбина Р-50 (противодавление), резервные РОУ (2 шт.).
Расход тепла на эжектора и охлаждение мазутных форсунок котлоагрегатов.	
Расход тепла на размораживание топлива	Трубопроводы подключены к выходным коллекторам до приборов взаиморасчета с ТОО «АлТС». Предусмотрен контроль параметров теплоносителя.
Расход тепла на отопление топливоподачи и помещений котельного и турбинного оборудования, помещений основных и вспомогательных цехов, подача воды для душевых устройств бытового корпуса и пр.	

Учитывая статус ТЭЦ-2 как базового источника тепла необходимо обеспечивать надежность его функционирования и поддерживать эффективность его работы. По паротурбинному оборудованию ТЭЦ-2 имеются проблемы, влияющие на эффективность и надежность:

- Износ последних ступеней рабочих и направляющих аппаратов по причине работы турбоустановок в условиях низкого вакуума;
- Износ регулирующих ступеней давления ЦВД и ЦСД по причине высокого давления в производственных отборах;
- Большой расход тепла брутто на турбину в связи с вынужденным работой в конденсационном режиме;
- Практически не используемый турбоагрегат №4 Р-50, в связи с отсутствием потребителей технологического пара;
- Исчерпанный парковый ресурс паровых турбин ПТ-80-130.

1.2 Существующее состояние теплоснабжение города

Действующая система теплоснабжения г. Алматы представлена двумя основными направлениями:

- система централизованного теплоснабжения (СЦТ) на базе теплофикации от теплоисточников АО «АлЭС»: ТЭЦ-1, ТЭЦ-2 (комбинированная выработка электро- и теплоэнергии), ЗТК и на базе отпуска тепла от крупных котельных ТОО «АТКЭ»: РКО (Орбита), ЮРК (Южная), ЮВРК (Юго-Восточная), Аккент, Кокжиек, Премьера (Елимай), Международный аэропорт Алматы, СВК, Жас Канат;
- система децентрализованного теплоснабжения (СДЦТ) от индивидуальных источников тепла (промышленные и коммунальные котельные, автономные системы отопления, отопительные печи).

В настоящее время услуги по теплоснабжению потребителей в системе централизованного теплоснабжения г. Алматы оказывают три основных поставщика:

- АО «Алматинские Электрические Станции» (АО «АлЭС») – энергопроизводящая организация, осуществляющая деятельность по производству тепла и электроэнергии в г. Алматы и Алматинской области. АО «АлЭС» обеспечивает электроэнергией и теплом население и промышленные предприятия.

- ТОО «Алматытеплокоммунэнерго» (ТОО «АТКЭ»), осуществляющее производство тепловой энергии в виде горячей воды и пара в котельных.

- ТОО «Алматинские тепловые сети» (ТОО «АлТС»), осуществляющее передачу и распределение тепловой энергии и все сопутствующие виды работ и услуг по транспортировке, а также реализации тепла и горячей воды в зоне ЦТ г. Алматы.

Зонирование территории г. Алматы по системам теплоснабжения представлено на рисунке 1.1. Как видно из рисунка зона теплоснабжения АО «АлЭС» самая большая в городе.

Теплофикация на базе комбинированной выработки тепла и электроэнергии от ТЭЦ-1, ТЭЦ-2 и котельной ЗТК АО «АлЭС» в системе теплоснабжения города получила преобладающее развитие (обеспечивает ~50% общей тепловой нагрузки города).

В состав АО «АлЭС» входят три теплоисточника: ТЭЦ-1, ТЭЦ-2 и котельные Западного теплового комплекса (ЗТК), работающие совместно на общие тепловые сети в одну систему магистральных тепловых сетей.

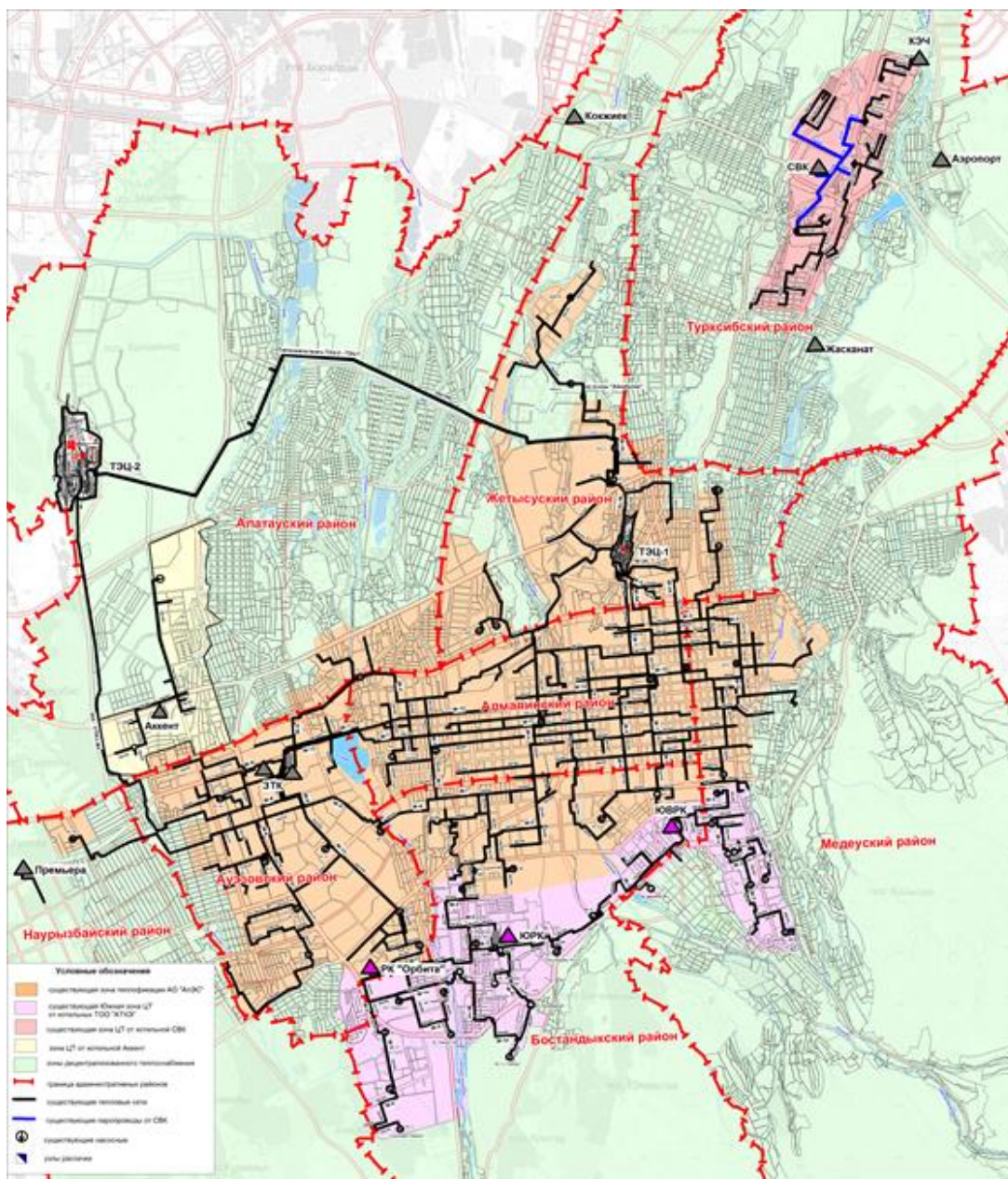


Рисунок 1.1. Зонирование территории г. Алматы по системам теплоснабжения

Основные характеристики наиболее крупных теплоисточников системы централизованного теплоснабжения представлены в таблице 1.2.

Таблица 1.2 Основные характеристики теплоисточников системы централизованного теплоснабжения г. Алматы на конец 2019 г.

Наименование	Установленная мощность		Располагаемая мощность	
	№, МВт	Qт, Гкал/ч	№, МВт	Qт, Гкал/ч
Зона теплофикации АО «АлЭС»	655	3 714	533	2 940
- ТЭЦ-1	145	1 203	103	957
- ТЭЦ-2	510	1 411	430	1153
- ЗТК		1 100		830

Наименование	Установленная мощность		Располагаемая мощность	
	№, МВт	Qt, Гкал/ч	№, МВт	Qt, Гкал/ч
Южная зона ЦТ ТОО «АТКЭ»		845		757
- РК «Орбита»		502		428
- ЮРК		135		134
- ЮВРК		208		195
Котельная СВК ТОО «АТКЭ»		90		76
Котельная Аккент ТОО «АТКЭ»		210		187
Котельная Премьера (Елимай) ТОО «АТКЭ»		112		90
Котельная Международный аэропорт Алматы		67		60
Котельная Жас Канат ТОО «АТКЭ»		65		56
Котельная Кокжиек ТОО «АТКЭ»		33		27
Всего по г. Алматы	655	5 136	533	4 193

1.3 Состояние теплоснабжения зоны АО «АлЭС»

По данным годовых отчетов АО «АлЭС» суммарная установленная (располагаемая) тепловая мощность энергоисточников АО «АлЭС» в настоящее время составляет 3 714 (2 940) Гкал/ч.

Значительная часть тепловой энергии, отпускаемой теплоисточниками АО «АлЭС», потребляется населением города (60%), промышленные предприятия потребляют порядка 25%, бюджетные организации – 15%.

Теплоисточники АО «АлЭС» соединены между собой крупными тепломагистралями диаметрами трубопроводов Ду1000÷Ду700 мм и каждый из них имеет схемную возможность принять на себя дополнительную тепловую нагрузку в случае снижения ее на других теплоисточниках.

В 2013 г. реализованы проекты по строительству соединительной тепломагистрали ТЭЦ-2–ТЭЦ-1, бойлерной на ТЭЦ-2 и приему тепла на ТЭЦ-1, что позволило осуществлять передачу тепла на ТЭЦ-1 от ТЭЦ-2 до 250 Гкал/час, задействовать запертую тепловую мощность ТЭЦ-2 с целью замещения тепловой мощности ТЭЦ-1 на дорогом газообразном топливе, а также снизить нагрузку на окружающую среду от ТЭЦ-1 за счет снижения загрузки оборудования.

ТЭЦ-2 является самым крупным городским теплоисточником. С сентября 2012 г. территория ТЭЦ-2 АО «АлЭС» включена в городскую черту, в настоящее время расположена в Алатауском районе г. Алматы.

Отпуск тепла от ТЭЦ-2 на ЗТК осуществляется в виде горячей воды по двум подающим трубопроводам Ду800 мм+ Ду 1000 мм, работающим по однострубно-безвозвратной схеме.

Располагаемая тепловая мощность ТЭЦ-2 при такой схеме работы определяется, прежде всего, количеством подпиточной воды, которая диктуется нагрузкой горячего водоснабжения городских потребителей.

Для повышения эффективности работы АО «АлЭС» часть тепла, через тепловые сети Центрального теплового района, передается по

распределительным сетям в Восточный тепловой район города Алматы в зону ТЭЦ-1. Это связано с необходимостью повышения загрузки ТЭЦ-2, работающей по однотрубной схеме и с работой тепловых сетей зоны ТЭЦ-1 и зоны ЗТК на общие тепловые сети.

В 2013 г., с использованием бюджетных средств, реализованы проекты по строительству соединительной магистрали ТЭЦ-2–ТЭЦ-1, бойлерной на ТЭЦ-2 и приему тепла на ТЭЦ-1. Выгоды от реализации этих проектов: ликвидация запертой тепловой мощности ТЭЦ-2 с целью замещения тепловой мощности ТЭЦ-1 на дорогом газообразном топливе, останов ТЭЦ-1 в летний период для проведения масштабной реконструкции и замены основного оборудования, снижение нагрузки на окружающую среду от ТЭЦ-1 за счет снижения загрузки оборудования.

21 сентября 2016 года состоялась официальная церемония пуска котлоагрегата № 8 в рамках реконструкции и расширения Алматинской ТЭЦ-2.

До запуска нового котла установленная мощность ТЭЦ-2 составляла: электрическая — 510 МВт; тепловая -1176 Гкал/ час. Ввод в действие котлоагрегата №8 увеличил тепловую мощность ТЭЦ-2 на 20 процентов - с 1176 до 1411 Гкал/час и обеспечил производство дополнительных 450 млн. кВтч электроэнергии в год.

В 2017 году была введена в эксплуатацию тепломагистраль ТЭЦ-2 – НСС-2 (Алатауский район) для обеспечения теплом объектов Универсиады - 2017 года и других объектов жилья.

Горячее водоснабжение потребителей зоны АлЭС в летнем режиме обеспечивается от ТЭЦ-2 через ЗТК и по соединительной тепломагистрали ТЭЦ-2 –ТЭЦ-1.

Для выработки тепла и электроэнергии в настоящее время на ТЭЦ-2 в эксплуатации находятся восемь энергетических котлов БКЗ-420-140-7С ст.№1-7 и Е-420-13,8-560КТ (ПК-100) ст.№ 8; паровые турбины: 3хПТ-80/100-130/13 ст.№ 1-3, Р-50/60-130/13-2 ст.№ 4 и 2хТ-110/120-130-5 ст.№ 5-6.

В качестве основного топлива для энергетических котлов используется Экибастузский каменный уголь, в качестве растопочного – мазут.

ТЭЦ-2 состоит из следующих основных объектов:

- главного корпуса с паровыми турбинами и котлами;
- топливоснабжения твердым и жидким топливом;
- золоулавливания и золошлакоудаления;
- ХВО для подготовки подпиточной воды котлов и теплосети;
- теплофикационной установки в составе сетевых подогревательных установок, насосов сетевой воды, системы подпитки теплосети;
- системы трансформирования и выдачи электрической мощности;
- системы циркуляционной охлаждающей воды с вентиляторными градирнями;
- комплекса насосных станций;
- комплекса площадочных технологических трубопроводов;
- ряда вспомогательных систем и подразделений.

Характерными особенностями компоновки главного корпуса ТЭЦ-2 являются его заглубление и наличие "карманов" со стороны машинного и котельного отделений, что обусловлено сейсмичностью площадки и просадочностью грунтов. Тепловая схема ТЭЦ-2 выполнена с поперечными связями по основным и вспомогательным трубопроводам: трубопровод острого пара, трубопровод питательной воды и т.д.

Потери в основном цикле ТЭЦ обеспечиваются обессоленной водой подготовленного в химическом цехе. В качестве воды для подпитки котлов и теплосети используется вода питьевого качества.

Отпуск тепла от ТЭЦ-2 осуществляется в горячей воде для зоны теплофикации г. Алматы и в паре для промышленных предприятий, расположенных на прилегающей территории.

Эксплуатация станции более 30 лет привело к естественному износу основного и вспомогательного оборудования. Состояние оборудования удовлетворительное. Основные технико-экономические показатели работы ТЭЦ-2 АО «АлЭС» представлены в таблице 1.3.

Таблица 1.3 Основные технико-экономические показатели работы ТЭЦ-2 АО «АлЭС» за 2015 - 2019 гг.

Наименование показателей	Ед. измер.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.
Установленная мощность (на конец года)						
- электрическая	МВт	510	510	510	510	510
- тепловая	Гкал/ч	1176	1411	1411	1411	1411
в том числе по турбинам	Гкал/ч	1042	1042	1042	1042	1042
Располагаемая мощность (на конец года)						
- электрическая	МВт	410	425	445	430	445
- тепловая (расчетная)	Гкал/ч	841	1153	1153	1153	1153
в том числе по турбинам	"-	841	1042	1042	1042	1042
Фактический максимум тепловой нагрузки, всего	Гкал/ч	675	655	646	715	648
Годовая выработка электроэнергии, всего	млн.кВтч	2546	2632	2670	2683	2719
в том числе: на тепловом потреблении	млн.кВтч	1582	1586	1569	1666	1562
Годовой отпуск электроэнергии	млн.кВтч	2166	2244	2275	2280	2309
Годовой отпуск теплоэнергии	тыс.Гкал	3213	3221	3259	3449	3210
Число часов использования установленной электрической мощности	ч/год	4991	5161	5235	5260	5332
Удельный расход условного топлива						

Наименование показателей	Ед. измер.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.
- на отпущенную электроэнергию	г/кВтч	315,9	317,3	321,7	423,4*	435,5*
- на отпущенную теплоэнергию	кг/Гкал	205,1	204,9	203,6	129,8*	130,4*
Годовой расход условного топлива, всего, в том числе:	тыс. тут	1343	1372	1395	1413	1424
- уголь	тыс. тут	1336	1363	1386	1404	1416
- мазут	тыс. тут	7	9	9	9	8

*- эксергетический метод

1.4 Существующие тепловые нагрузки зоны АО «АлЭС»

Оценка существующих тепловых нагрузок зоны АО «АлЭС» выполнена на основании анализа базы данных ТОО «АлТС» по тепловым нагрузкам в горячей воде присоединенных потребителей. Анализ выполнен по следующим группам потребителей: юридические лица, промышленные предприятия, многоквартирные жилые дома (МЖД), частные жилые дома.

Анализ выполнен по видам теплопотребления: отопление, вентиляция, горячее водоснабжение.

В соответствии с СН РК 2-04-21-2004 «Энергопотребление и тепловая защита гражданских зданий» расчетная температура наружного воздуха для проектирования систем отопления для г. Алматы принимается минус 25°С (наиболее холодной пятидневки). С 2018 г. введены в действие СП РК 2.04-01-2017 «Строительная климатология», в которых расчетная температура наружного воздуха для проектирования систем отопления для г. Алматы принимаются как температура наружного воздуха наиболее холодной пятидневки минус 20,1°С.

В таблице 1.4 представлены тепловые нагрузки потребителей зоны АО «АлЭС». Расчеты выполнены для расчетной температуры минус 25 °С и минус 20,1°С. Средне-часовая нагрузка горячего водоснабжения определена по расходам подпиточной воды. Существующие тепловые нагрузки потребителей зоны АО «АлЭС» с учетом тепловых потерь составляют 2 310 Гкал/ч.

Таблица 1.4 Договорные тепловые нагрузки потребителей зоны АО «АлЭС»

Группа потребителей	Подключенная нагрузка, Гкал/ч		
	Отопление + вентиляция	Горячее водоснабжение	Всего
Договорная тепловая нагрузка при $t_p = -25^{\circ}\text{C}$, всего	2228	422(16%)	2650
в том числе			
• Юридические лица	1068	197	1265
• Промпредприятия	62	3	65
• Многоэтажные жилые дома (МЖД)	1083	221	1304
• Частные жилые дома	15	1	16

Группа потребителей	Подключенная нагрузка, Гкал/ч		
	Отопление + вентиляция	Горячее водоснабжение	Всего
Пересчитанная тепловая нагрузка при $t_p = -20,1^\circ\text{C}$, всего	1984	211 (10%)	2195
в том числе			
• Юридические лица	952	98	1050
• Промпредприятия	55	2	57
• Многоэтажные жилые дома (МЖД)	964	110	1074
• Частные жилые дома	13	1	14

1.5 Способы оптимизации режимов производства электрической и тепловой энергии на ТЭЦ

Рассматриваемые в работах [25-41, 32-42] 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 обеспечивается минимальный расход топлива.

При решении задач оптимизации ставятся разные конечные цели и выбираются разные оптимизируемые параметры.

В состав компонентов вектора 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 и т.д.

В [16] рассматривались две базовые задачи оптимизации режимов работы ТЭЦ. Кроме этих задач в [16] сформулированы две задачи по определению максимально-возможной и минимально-возможной мощностей ТЭЦ при заданном отпуске тепла.

Помимо «простой» задачи максимизации мощности ТЭЦ значительный интерес представляет задача максимизации мощности при работе по тепловому графику. 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 [35] предлагается искать оптимальный режим работы по тепловому графику.

Задача оптимизации состава оборудования ТЭЦ рассматривается как задача нелинейного математического программирования, часть оптимизируемых параметров которой изменяется непрерывно, а часть принимает целые значения [40].

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.

Оптимизационные исследования теплофикационных турбоустановок проводились разными научными коллективами в нескольких направлениях: оптимизация проточной части турбоустановок и оптимизация работы ТЭЦ в целом [41].

Одно из направлений оптимизационных исследований подразумевает рациональное распределение тепловых и электрических нагрузок между теплофикационными турбоагрегатами, определяющее наиболее экономичные режимы ТЭЦ. Это требует комплексного решения двух основных задач: с помощью с программных продуктов необходимо найти наиболее точное выражение энергетических характеристик турбин, а также выбрать или разработать и применить соответствующую методику распределения нагрузок между турбинами [41].

Другой методологический подход к оптимизации параметров и процессов в теплоэнергетических установках, основанный на составлении эксергетических балансов. Эксергетический метод и предлагаемый метод относительных приростов [40] полностью отражают технологию производства, но не отвечают рыночным условиям.

1.6 Оценка разделения затрат топлива при теплофикационной выработке тепла и электроэнергии на ТЭЦ

Основной причиной снижения эффективности производственной и коммерческой деятельности когенерационных установок по сравнению с конденсационными установками в годы рыночной трансформации является недостаточный учет экономических требований, что делает ТЭЦ неконкурентоспособными при формировании затрат на электрическую и тепловую энергию.

Наиболее важным вопросом формирования себестоимости энергии, вырабатываемой на ТЭЦ, является разработка экономически обоснованной методики распределения затрат топлива комбинированного производства между электрической и тепловой энергией и исчисление себестоимости единицы продукции [1].

Расчет затрат на теплоэлектростанциях и распределение совместного производства энергии на Западе основывается только на рыночных механизмах и не сочетается с технологией производственного процесса и распределением потребления топлива на тепловых электростанциях.

В немецкий метод, на основании которого рассчитывается себестоимость производства тепловой и электрической энергии на ТЭЦ, экономика является основным фактором, в отечественной литературе называется методом отдельной рентабельности [2].

В Дании используются 2 подхода [2]. Первый из них экономический и основан на сопоставлении альтернативной схемы производства тепловой и электроэнергии. Вторым подходом определяют, что электрическая мощность теплофикационной турбины при переходе от конденсационного режима работы в режим с отпуском тепла из отборов турбины для заданного часового расхода тепла и известных технических условиях уменьшается. Затем для турбоагрегата определяют коэффициент снижения номинальной мощности, то есть уменьшения электрической мощности при переходе к теплофикационному режиму на единицу тепла, из отбора турбины, при неизменном расходе пара в голову турбоагрегата. Метод используется для анализа эффективности работы электростанции, а для калькуляции стоимостных показателей выбирают первый метод.

Во Франции используются вышеупомянутые методы разделения затрат, когда задается цена электроэнергии и затем находится выручка от ее продажи, далее ее вычитают из издержек общего производства и остаток относят на тепло. Для оценки эффективности использования топлива на ТЭЦ применяется подход, при котором теплоту, вырабатываемую на ТЭЦ, приравнивают к производству тепла в котельной, то есть удельные расходы условного топлива на ТЭЦ и в котельной берут одинаковые. Другие же расходы топлива относят на электроэнергию. Таким образом весь эффект от комбинированного производства относится на электроэнергию. Метод соответствует «физическому методу».

При разнообразии подходов к разнесению затрат в комбинированном

цикле западное сообщество энергетиков демонстрирует полное единомыслие в отношении того, следует определять стоимостные показатели на ТЭЦ. Это везде осуществляется исключительно на основании рыночных механизмов и никак не связано с технологией процесса производства и с делением расхода топлива на ТЭЦ. В Казахстане законодательно закреплены технологические (физический и эксергетический)

Физический метод распределения затрат. В основу этого метода [3] положено распределение затрат пропорционально количеству топлива, израсходованного на каждый вид энергии на основе теплового баланса. При этом полагается, что на получение тепловой энергии из отборов турбин затрачивается такое же количество топлива, как и при отпуске теплоты непосредственно из котлоагрегатов.

Три стадии, которые включают:

- 1) топливно-транспортный цех, котельный, химический и цех ТАИ;
- 2) все затраты, связанные с производством электроэнергии по турбинному цеху и электромеханическому цеху;
- 3) общестанционные расходы.

По каждому цеху затраты распределяются между теплотой и электроэнергией, а затем суммируются по каждому виду энергии.

Метод электрических эквивалентов. При распределении затрат по этому методу рассчитывается доля каждого вида энергии в общем объеме производства [3]. Для сопоставимости все виды мощности и энергии выражаются в единицах электроэнергии, т.е. в кВт или кВтч. Используются различные коэффициенты - коэффициенты распределения для постоянных и переменных затрат. Затраты определяются составом оборудования энергопредприятия, его суммарной установленной мощностью. Этот метод применяется в упрощенном виде, когда все виды затрат распределяются пропорционально количеству энергии, без учета их зависимости от режимов работы оборудования. Аналогичный расчет производится по теплоте. К переменным затратам относятся топливные затраты, которые распределяются пропорционально количеству производимой за год энергии.

Метод отключения. Суть метода заключается в том, что из суммарных затрат комбинированного производства исключаются затраты на побочные продукты, принимаемые условно по возможной цене их реализации. На одной стороне треугольника откладывается себестоимость 1 кВт*ч электроэнергии, а на другой стороне 1 Гкал. Максимальная величина себестоимости 1 кВтч будет при отсутствии отпуска тепла, когда все затраты ТЭЦ относятся на электроэнергию. И, наоборот, при нулевом отпуске электроэнергии достигает максимум себестоимости отпущенного тепла. В соответствии с этими точками и строится треугольник. Задаваясь себестоимостью одного вида энергии можно определить себестоимость другого. В соответствии с этим методом один вид энергии считается основным, а другой - побочным продуктом производства.

Метод коэффициентов. Этот метод основывается на применении средних коэффициентов, которые рассчитываются с помощью различных

стоимостных, натуральных, технических и технологических показателей, характеризующих особенности комплексного производства или специфику получаемой в нем продукции [5]. Распределение общих затрат согласно данному методу происходит по коэффициентам удешевления, которые чаще всего принимаются пропорционально себестоимости продуктов при раздельном производстве или действующим оптовым ценам. Данный метод применялся при калькулировании себестоимости энергии на ТЭЦ. В соответствии с этим методом экономия от комбинированного производства тепловой и электрической энергии на ТЭЦ распределяется равномерно между обоими видами энергии по сравнению с их раздельным производством.

Достоинством данного является то, что оба вида энергии являются основными, поэтому получаемая на ТЭЦ экономия в равной степени относится как на тепловую энергию, так и на электрическую.

Недостатки:

1) трудность определения коэффициента удешевления и величины экономии вследствие высокой динамичности экономических показателей производства и транспортировки тепловой и электрической энергии, отпускаемых с ТЭЦ на разных этапах ее эксплуатации;

2) отсутствие учета экономии или перерасхода капиталовложений в ТЭЦ по сравнению с раздельным производством тепловой и электрической энергии;

3) условность величины коэффициента удешевления, т.к. размер экономии топлива на ТЭЦ зависит от технического уровня и мощности сравниваемых с ними конденсационных станций;

4) сложность расчетов при составлении нескольких раздельных калькуляций: себестоимости пара, тепловой и электрической энергии.

Эквивалентной ТЭЦ. Основывается на анализе влияния совместной выработки тепловой и электроэнергии на расход топлива и денежные затраты на энергетику страны в целом. Поскольку место сооружения ТЭЦ и ее мощность зависят от теплового потребления, то главным продуктом, по мнению разработчика метода, надо считать тепловую энергию. Использование ТЭЦ дает возможность отказаться от строительства и эксплуатации такой, которая была бы необходима для выработки соответствующего количества электроэнергии. Таким образом, себестоимость электроэнергии, производимой на ТЭЦ, нужно определять по замещенной КЭС.

Достоинства:

1) простота использования;

2) распределение схемы между производителями и потребителями энергии.

К недостаткам относят возможные трудности с созданием статистической отчетности по альтернативному варианту энергоснабжения.

Эксергетический метод. В качестве альтернативы физического метода ряд ученых, а именно Бродянский В.Н., Пуставалов Ю.В., Гладунцов А. И., Денисов В.Е., Кацнельсон Г.Г., Ипатов В. Б. Даукеев Г.Ж., Огай В.Д. и др.,

предлагали внедрить так называемый эксергетический метод. Данный метод основывается на втором законе термодинамики, характеризующим качество различных видов энергии. Основное отличие данного подхода от «физического» заключается в том, что при рассмотрении балансов энергоустановок принимаются во внимание не только количественные эквиваленты потоков энергии, но и потери ценности этой энергии в процессе ее преобразования [7].

Сущность метода сводится к пропорциональному разнесению затрат относительно доли эксергии отпущенной энергии, что позволяет:

- получить единый количественный подход ко всем видам потоков энергии;
- дифференцировать поток топлива на отпуск тепла в независимости от его параметров и технологии получения;
- проводить сравнительный анализ различных между собой тепловых электростанций, а также различных вариантов эксплуатации теплофикационного оборудования тепловых электростанций.

Но, несмотря на вышеперечисленные плюсы, эксергетический метод имеет много противников. С критикой данного подхода выступали Соколов Е.Я., Горшков А.С., Попырин Л.С., Денисов В.И. и др.

В Казахстане данный метод был предложен Даукеевым Г.Ж. и Огай В.Д. и опробован в 1998 году на Алматинских ТЭЦ-1, ТЭЦ-2 и ТЭЦ-3. АО «АлЭС» и в настоящее время использует этот метод при калькулировании себестоимости тепла и электроэнергии. В 2005 году Алматинским университетом энергетики и связи была разработана «Методика разделения затрат, доходов и задействованных активов при комбинированной выработке тепла и электроэнергии», которая была утверждена правительством Казахстана (Приказ Республики Казахстан 30.09.2005 № 289-ОД), в этой методике эксергетический метод выступает в качестве одного из основных.

Нормативный метод. Согласно ему разделение затрат в комплексном производстве происходит пропорционально соответствующим видам затрат при раздельном производстве заданных объемов тепловой и электрической энергии. Данный метод поддерживают Попырин Л.С, Денисов В.И. [9].

Однако Шицман С.Е. [1] считает, что невозможно определить значение расход топлива на стадии проектирования без использования «физического» метода. Пустовалов Ю.В. [1] считает, что данный метод «не имеет ничего общего с рыночными отношениями», поэтому считать его целесообразным для применения нет оснований» и называет этот метод распределением «всем сестрам по серьгам».

Экономический метод. Этот метод был предложен Сафоновым Л.П., Смолкиным Ю.В., Суворовым П.П. [10]. Авторы, критикуют основные подходы к распределению затрат - эксергетический и физический, указывая на их термодинамическую основу. Задача определения цен в комплексных производствах является «экономической задачей и поэтому может решаться только экономическими методами».

Критерий целесообразности комбинированного производства на ТЭЦ

определяется величиной экономического эффекта. Авторы при разработке данного метода основываются на теории относительного планирования В.В. Новожилова. Согласно ей «величина экономического эффекта в ценах оптимального плана для наилучшего варианта новой техники максимальна и равна нулю, а остальные варианты имеют отрицательный экономический эффект» [10]. По их мнению, стоимость электроэнергии и теплоты в условиях развитой рыночной экономики определяется величиной экономического эффекта у потребителей.

С критикой данного подхода выступили Шицман С.Е., Пустовалов Ю.В., Петров И.М. Например, Шицман С.Е. [11] называет предложенную авторами величину экономической эффективности прибылью и утверждает, что авторы произвольно приняли цену электроэнергии ТЭЦ равной цене на замещающей КЭС, а удельный расход топлива на электроэнергию ТЭЦ равным удельному расходу топлива на выработку электроэнергии по конденсационному циклу ТЭС. В свою очередь удельный расход топлива на теплоэнергию, был рассчитан по остаточной величине расхода топлива ТЭЦ. Петров И.М. [11] называет предлагаемый авторами экономический метод - обратным физическому методу, когда вся экономия относится не на электрическую, а на тепловую энергию.

Метод Денисова В.И. Он позволяет распределить суммарный расход топлива ТЭЦ между тепловой и электрической энергией [12]. При этом, расход топлива на производство электроэнергии равен сумме расходов по теплофикационному и конденсационному циклам. Расход топлива на производство тепловой энергии определяется как разница между суммарным расходом топлива на ТЭЦ и расходом топлива на производство электрической энергии

К достоинству данного метода можно отнести возможность разделения топлива, расходуемого на производство электрической энергии, между конденсационным и теплофикационным циклами. Это позволяет формировать тарифы с отдельной оценкой тарифных ставок за энергию, вырабатываемую по этим циклам. Кроме того, указанный способ отличается простотой калькулирования.

Одним из наиболее существенных недостатков этого метода являются затруднения с отнесением расхода топлива на холостой ход турбин и расходов электроэнергии на собственные нужды к конденсационному и теплофикационному циклам [13].

Энергетический метод. В 1995 году специалистами фирмы ОРГРЭС был разработан и введен с 1996 года новый метод [14]. Он изменил методику распределения израсходованного энергетическими котлами ТЭС топлива между отпускаемыми видами энергии: электроэнергией и теплом.

Распределение расхода топлива, израсходованного энергетическими котлами, согласно внедренному методу, производится пропорционально затратам тепла на выработку электроэнергии и отпуск тепла внешним потребителям при условии их отдельного производства на конкретной электростанции.

Основной причиной разработки этого метода стало то, что с одной стороны, всеми признана необходимость увеличения доли затрат, приходящейся на ТЭЦ на производство электроэнергии (и тем самым уменьшения затрат на тепло), а с другой стороны это должно происходить не так резко, как при применении эксергетического метода. Поэтому метод, предложенный фирмой ОРГРЭС, принят для использования в качестве переходного от физического метода к более совершенному. Но несмотря на это, в действительности оказалось, что при расчетах по данному методу доля отнесения затрат на электрическую энергию в некоторых случаях оказалась даже больше, чем в случае применения эксергетического метода. Одной из причин этого может являться высокая сложность вычислений [1].

Можно заметить, что большая часть термодинамических методов основывается на следующих принципах:

1. разнесении расхода топлива, между вырабатываемой электрической и тепловой видами энергии;

2. распределении условно-постоянных затрат пропорционально выбранной базе распределения.

Экономические методы чаще всего основываются на распределении суммарных затрат ТЭЦ между вырабатываемыми видами энергии исходя из положенных в основу подходов к исчислению себестоимости 1 кВтч электроэнергии и 1 Гкал тепловой [16].

Выбор метода распределения затрат между тепловой и электрической энергией оказывает существенное влияние на себестоимость выпускаемых видов продукции.

Можно сделать вывод, что при всем многообразии подходов к распределению затрат, до сих пор нет единого универсального способа решения проблемы. Проблема создания объективных показателей эффективности работы ТЭЦ при комбинированной выработке электрической и тепловой энергии в нашей стране до сих пор остается нерешенной.

Неэффективность рассмотренных методов подтверждается отсутствием практической возможности вывода ТЭЦ из кризисного состояния, возникшего в связи с падением спроса на вырабатываемую тепловую энергию.

Распределение затрат и объемов топлива на тепловую и электрическую энергию будут в конечном виде влиять и на оптимизацию распределения нагрузок при параллельной работе паровых турбин.

2 Исследование энергетической эффективности ТЭЦ-2 и решение задачи оптимизации режимов ее работы

2.1 Анализ методов определения энергетической эффективности режимов работы ТЭЦ

Задача распределения нагрузок между агрегатами ТЭЦ 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, которые рассчитываются и строятся для каждого агрегата и станции в целом. Оптимальным является режим, в котором 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 компьютеров и оптимизационных программно комплексов.

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. 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.

Задачи оптимизации режимов ТЭЦ использовались в работах Саратовского политехнического института, выполненных под руководством Хлебалина Ю.М. [25] и Андриющенко А.И. [4], где условия оптимальности выражались не через тепловые, а через энергетические относительные приросты. Этот же метод использовался в работе, выполненной во Всесоюзном теплотехническом институте Рузанковым В.Н. [36], 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. [16].

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], Алматинского университета энергетики и связи Даукеева Г.Ж.

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 [13], 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.

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.

Особо следует отметить разработанные во ВНИИЭ методiku 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.

При оптимизационных исследованиях сложных энергетических установок типичным является использование метода сплошного перебора заранее заданного множества вариантов схем и параметров [16, 18, 19, 21, 29], при этом оригинальные подходы используются в работах [21, 25, 29], 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, 23, 18, 19]. 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.

Анализ рассмотренных работ показывает, что в них отсутствуют постановки и решения оптимизационных задач, возникающих в процессе функционирования ТЭЦ на ОРЭМ РК, в том числе выбор состава включенного генерирующего оборудования в соответствии с конъюнктурой рынка..

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. 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, редуционно-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 [10]. 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.

В ходе эксплуатации оборудования ТЭЦ меняется фактическое состояние (по причине заноса солями проточной части турбины, загрязнения теплообменных поверхностей конденсатора, регенеративных подогревателей и др.) [9]. 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 [23-25, 35], 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 [29]. Исследования проводились на основе крупной промышленно-отопительной ТЭЦ Мосэнерго с блочной компоновкой. 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].

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]. В их работах рассмотрены подробные модели ТЭС со сложными схемами.

2.2 Постановка задачи оптимизации нагрузки паротурбинных агрегатов ТЭЦ-2 в условиях недостатка тепловой нагрузки

Для ТЭЦ-2 задачи оптимизации нагрузок паротурбинного оборудования оценивается по показателям удельного расхода топлива на отпуск электрической и тепловой энергии. Задача оптимизации работы ТЭЦ была решена с целью минимизации потребления условного топлива или минимизации затрат на топливо при условии, что были обеспечены заданная электрическая, паровая и тепловая нагрузка станции:

Таким образом, задача состояла в том, чтобы распределить заданную нагрузку ТЭЦ по параллельно работающим турбинам таким образом, чтобы потребление топлива или затраты на топливо были минимальными.

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

В настоящей работе рассмотрены актуальные недостатки задачи оптимизации работы ТЭЦ в данной постановке.

- 1) Недостаточно высокое качество диспетчеризации. Служба управления режимами работы оборудования при выполнении заданного графика нагрузки в ряде случаев исходит только из условия обеспечения надежности работы, которое может противоречить требованиям обеспечения эффективности работы ТЭЦ.
- 2) Несоответствие энергетических характеристик оборудования ТЭЦ фактическим режимам работы. Пересмотр нормативной базы один раз в пять лет не снимает данную проблему.
- 3) Недостаточно высокое качество контроля параметров режима работы оборудования. Отсутствие автоматизированных систем управления

технологическими процессами работы оборудования на большинстве ТЭЦ не позволяет вести детализированный контроль за изменениями технических параметров режима работы.

Выводы:

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

Оценки сокращения расхода топлива при решении задачи колеблются от 0,8 до 1,7% от общего расхода топлива. Указанные величины, с одной стороны, сравнимы с ошибкой измерения расхода топлива, а с другой — подтверждают, что сокращение расхода топлива возможно только при высоком соответствии фактического режима работы оборудования ТЭЦ плану загрузки агрегатов, полученному по итогам оптимизации, что далеко не всегда имеет место на практике (недостаточное качество диспетчеризации, недостаточное качество контроля параметров режима).

В результате решения задачи формируют детализированный план загрузки оборудования ТЭЦ, являющийся вспомогательной информацией для службы эксплуатации и управления режимами.

3 Технико-экономическая оценка оптимизации режимов работы паротурбинных агрегатов ТЭЦ-2

3.1 Состав и характеристика основного оборудования ТЭЦ

Энергетические характеристики турбин

Для построения нормативных характеристик использованы типовые энергетические характеристики турбин, а также действующие нормативные характеристики.

В объем характеристик турбин включены следующие зависимости:

- потери мощности и электромеханический КПД турбины;
- температура и энтальпия питательной воды;
- удельные расходы теплоты «брутто» на выработку электроэнергии при работе турбин с теплофикационным отбором и на конденсационном режиме;
- удельная выработка электроэнергии по теплофикационному циклу;
- поправки к удельному и полному расходам теплоты при работе турбин с Т-отбором и на конденсационном режимах;
- расход электроэнергии на собственные нужды турбин;
- расход тепла на собственные нужды турбин.

Основные характеристики турбин представлены в таблице 3.1.1

Таблица 3.1.1 - Характеристика турбин

№	Станционный номер, тип и завод-изготовитель	Год ввода в эксплуатацию	Параметры		Номинальная (установленная) мощность	Наработка на 01.08.2016 г, часов
			Давление, МПа	Температура, °С		
1	ст. №1, ПТ-80/100-130/13 (ЛМЗ)	1980	12,8	555	80	223 487
2	ст. №2, ПТ-80/100-130/13 ЛМЗ	1981	12,8	555	80	218 644
3	ст. №3 ПТ-80/100-130/13 ЛМЗ	1982	12,8	555	80	205 596
4	ст. №4 Р-50-130/13 ЛМЗ	1986	12,8	555	50	10 771
5	ст. №5 Т-110/120-130-5 УТЗ	1988	12,8	555	110	182 495
6	ст. №6 Т-110/120-130-5 УТЗ	1989	12,8	555	110	174 026

Характеристики турбин типа ПТ-80/100-130/13

Турбина паровая типа ПТ-80/100-130/13 конденсационная с двумя регулируемые отборами пара – производственным и 2-х ступенчатый теплофикационным отбором, номинальная мощность 80 МВт. Турбина представляет собой одновальный двух цилиндровый агрегат и предназначена

для непосредственного привода генератора переменного тока типа ТФВ-120-2 мощностью 120 МВт.

Основные параметры турбины ПТ-80/100-130/13 приведены в таблицы 3.1.2

Таблица 3.1.2 - Параметры турбины ПТ-80/100-130/13

Наименование показателей	Величина
Мощность номинальная, МВт	80
Мощность максимальная, МВт	100
Давления свежего пара (абс.), кгс/см ² (МПа)	130 (12,8)
Температура свежего пара, °С	555
Максимальный расход свежего пара, т/ч	470
Частота вращения ротора, об/мин	3000
Номинальный расход охлаждающей воды, проходящий через конденсаторы, м ³ /ч	8000
Номинальная температура охлаждающей воды на входе в конденсаторы, °С	20

Максимальный расход пара в конденсаторы – 220 т/час. Минимальный расчетный пропуск пара ЧНД при закрытой поворотной диафрагме примерно 10 т/час.

Давление пара в регулируемого отборе 13 ± 3 кгс/см² (абс.).

Давление пара в регулируемого теплофикационного отбора:

- верхний – $0,5 \div 3,5$ кгс/см² (абс.).

- нижний – $0,3 \div 1,0$ кгс/см² (абс.).

Максимальная мощность турбины при отключенных регулируемых отборах и полностью включенной регенерации – 80 МВт. Ориентировочный расход пара при этом – 305 т/час.

Максимальная мощность турбины – 100 МВт, получаемая при определенном сочетании производственного и теплофикационного отборов, определяется диаграммой режимов:

При номинальной мощности турбины 80 МВт и отсутствии производственного отбора максимальный расход на теплофикационный отбор составляет около 150 т/ч.

Максимальная величина производственного отбора при теплофикационных отборах равных нулю, составляет 300 т/ч, при этом мощность ТА составит около 70 МВт.

Расход пара в конденсатор на всех режимах не должен превышать 220 т/ч. Минимальный расчетный пропуск пара в ЧНД при полностью закрытой поворотной диафрагме примерно составляет 10 т/ч.

Характеристики турбин типа Р-50-130/13

Турбина паровая с противодавлением типа Р-50-130/13 предназначена для непосредственного привода генератора переменного тока типа ТВФ-63.

Номинальная мощность турбины составляет 50000 кВт. (50 МВт). Частота вращения ротора турбины 3000 об/мин.

Турбина рассчитана для работы при следующих основных номинальных параметрах:

- абсолютное давление свежего пара перед автоматическим затвором – 130 кгс/см².

- абсолютная температура свежего пара перед автоматическим затвором – 555 °С.

- абсолютное давление пара в выхлопном патрубке турбины (10÷18) ±3 кгс/см².

Ориентировочный максимальный расход пара составляет при начальных номинальных параметрах и противодавлении 12 кгс/см² – 380 т/ч.

Допускается длительная работа турбины с номинальной мощностью – 50 МВт при следующих отклонениях параметров от номинальных:

- при одновременном изменении начальных параметров свежего пара по давлению в пределах 130÷135 кгс/см²(абс), по температуре в пределах 555÷570 °С в любых сочетаниях при противодавлении 7÷21 кгс/см²;

- при одновременном понижении начальных параметров свежего пара по давлению в пределах 125÷130 кгс/см²(абс), по температуре в пределах 555÷565 °С в любых сочетаниях, но при противодавлении 7÷18 кгс/см² (абс);

- при давлении свежего пара 140 кгс/см² (абс) и температуре 575 °С допускается работа турбины в течение не более получаса, причем общая продолжительность работы турбины при этих параметрах не должна превышать 200 часов в год.

Характеристики турбина типа Т-110/120-130

Паровая теплофикационная турбина Т-110/120-130 с конденсационной установкой и регулируемые двумя отопительными отборами пара предназначена для непосредственного привода турбогенератора и отпуска тепла для нужд отопления.

Основные параметры турбины Т-110/120-130 приведены в таблице 3.1.3

Таблица 3.1.3 – Параметры турбины Т-110/120-130

Наименование показателей	Величина
Мощность номинальная, МВт	110
Мощность максимальная, МВт	120
Давление свежего пара (абс.), кгс/см ² (МПа)	130(12,8)
Температура свежего пара, °С	555
Тепловая нагрузка, Гкал/ч	
-номинальная (суммарная по обоим отборам)	175
-максимальная (при использовании тепла пара, поступающего в конденсатор)	184
Расход свежего пара, т/ч	
-номинальный	480
-максимальный	485
-на конденсационном режиме при номинальной мощности	398
-на конденсационном режиме при максимальной мощности	437
Частота вращения ротора, об/мин	3000
Номинальный расход охлаждающей воды, проходящий через конденсаторы, м ³ /ч	16000
Номинальная температура охлаждающей воды на входе в конденсаторы, °С	20

Расчетное абсолютное давление в конденсаторе на конденсационном режиме при номинальной мощности, кгс/см ² (МПа)	0,0057 (0,0056)
--	--------------------

При ступенчатом подогреве сетевой воды паром двух отопительных отборов регулирование поддерживает заданную температуру сетевой воды за верхним сетевым подогревателем.

Абсолютное давление в регулируемых отборах может изменяться в следующих пределах:

- В верхнем 0,6-2,5 кгс/см² (0,059-0,245 МПа) при включенных обоих отопительных отборов.

- В нижнем 0,5-2,0 кгс/см² (0,049-0,196 МПа) при выключенном верхнем отопительном отборе.

Максимальная мощность турбины 120 МВт достигается при отсутствии нерегулируемых отборов сверх отборов на регенерацию:

- при величинах отопительных отборов, определяемых по диаграмме режимов;

- на конденсационном режиме.

Расход электроэнергии на собственные нужды турбин

К расходам электроэнергии на собственные нужды турбин, связанным с производством электроэнергии, относятся:

- затраты электроэнергии на общецеховые «прочие» собственные нужды турбинного цеха;

- затраты электроэнергии на циркуляционные насосы и механизмы работающие для охлаждения циркулирующей воды;

- затраты электроэнергии на собственные нужды турбин.

Общестанционные расходы, не зависящие от нагрузки турбин:

- освещение машзала;

- вентиляторы, эксгаустер;

- дренажные насосы;

- насосы газоохладителей, смазки;

- собственные нужды электроцеха;

- потери в трансформаторах собственных нужд в размере 3% от величины собственных нужд турбинного отделения.

В расчет величины удельного расхода тепла «нетто» на выработку электроэнергии включены потери электроэнергии в главных трансформаторах.

Расчет расхода электроэнергии на собственные нужды турбинного цеха и турбин представлен в таблицах 19-22.

Расход тепла на собственные нужды турбинного цеха

К расходу тепла на собственные нужды турбинного цеха относятся:

- отопление и вентиляция помещений ТЦ;

- горячее водоснабжение помещений ТЦ;

- прачечные, душевые и пр.

Потребление тепла основными эжекторами турбин относится к расходу тепла на выработку электроэнергии, пусковыми эжекторами к пусковым затратам.

При различных температурах наружного воздуха тепловая нагрузка определена по формуле:

$$Q_{от.в} = Q_{от.в}^p \cdot (t_{в} - t_{нв}) / (t_{в} - t_{нв}^p),$$

где $t_{в}$ – усредненная температура воздуха внутри помещений $+16^{\circ}\text{C}$,
 $t_{нв}^p$, $t_{нв}$ – расчетная и текущая температура наружного воздуха.

Расход электроэнергии на собственные нужды теплофикационной установки

Отпуск тепла от ТЭЦ-2 осуществляется с горячей водой для зоны теплофикации г. Алматы.

Отпуск тепла в горячей воде предусматривается по трем направлениям.

В сторону ЗТК – по трубопроводам Ду 800 и Ду 1000 мм, однострунной схеме выдачи тепла с температурой сетевой (подпиточной) воды 135°C в отопительный период и 70°C в неотапливаемый период.

В сторону ТЭЦ-1 – по двухтрубной магистрали $2 \times \text{Ду}1000$ мм, график выдачи тепла специальный $135/70^{\circ}\text{C}$, с обеспечением подпиточной водой потребителей воды ТЭЦ-1.

Теплоснабжения объектов Универсиады в Алатауском районе - по двухтрубной схеме $2 \times \text{Ду}800$ мм, график выдачи тепла $135/70^{\circ}\text{C}$

Для обеспечения отопительной нагрузки и горячего водозабора на ТЭЦ-2 установлено следующее оборудование:

Таблица 3.1.4 – Вспомогательное оборудование турбинного цеха ТЭЦ-2

Тип механизма	Количество	ст. №	G, м ³ /ч	Напор, м	Примечание
300Д70	10	1-10	1 055	44	
300Д70В	4	11-14	1 080	48	
Ц-4-70 № 10	28	1-28	80 000		
Х-90/85 А	2	1-2	90	85	

-Механизмы ХВО подпитки теплосети

- Насосы сырой воды

Тип насоса	Количество	ст. №	G _{св} , т/ч	Напор, м	Примечание
300Д-90	4	1-4	1 250	65	1 очередь
Д-2500х65	4	5-8	2 500	65	2 очередь

- Насосы подпиточной воды

Тип насоса	Количество	ст. №	G _{под} , т/ч	Напор, м	Примечание
300Д-90	5	1-5	1 250	65	1 очередь
300Д-90	6	6-11	1 250	65	2 очередь
350Д63	3	12-14	1 300	65	3 очередь

К расходу электроэнергии на привод насосов теплофикационной установки отнесены затраты мощности на привод механизмов следующих групп потребителей:

- насосов водоподготовки для подпитки теплосети
- насосов подпитки теплосети и сетевых насосов
- конденсатных насосов теплофикационной установки.

Все расчеты, связанные с определением затрат на привод насосов и механизмов теплофикационной установки приведены в таблицах 24-34.

Относительные потери тепла при отпуске тепла внешним потребителям

К потерям тепла, связанным с отпуском тепла с горячей водой, относятся:

- потери тепла от трубопроводов сетевой и подпиточной воды;
- потери тепла на ХВО при подготовке воды для подпитки теплосети;
- потери тепла от охлаждения сетевых подогревателей.

Потери тепла в трубопроводах горячей воды

Расчет производится по / 13,14 / и приводится в таблице 35,36.

Нормативные значения среднегодовых тепловых потерь определяется по формуле:

$$Q_n = \sum \beta \cdot q_n \cdot l, \text{ Гкал/ч.}$$

где β - коэффициент местных тепловых потерь, учитывающий тепловые потери арматуры, опор и компенсаторов равен 1,15;

q_n - нормативное значение удельных тепловых потерь подающего и обратного трубопроводов тепловых водяных сетей при соответствующей прокладке для каждого диаметра труб, ккал/гч;

l - длина участков тепловой сети, м.

УПРОЩЕННАЯ ПРИНЦИПИАЛЬНАЯ СХЕМА “АлЭС” ТЭЦ-2

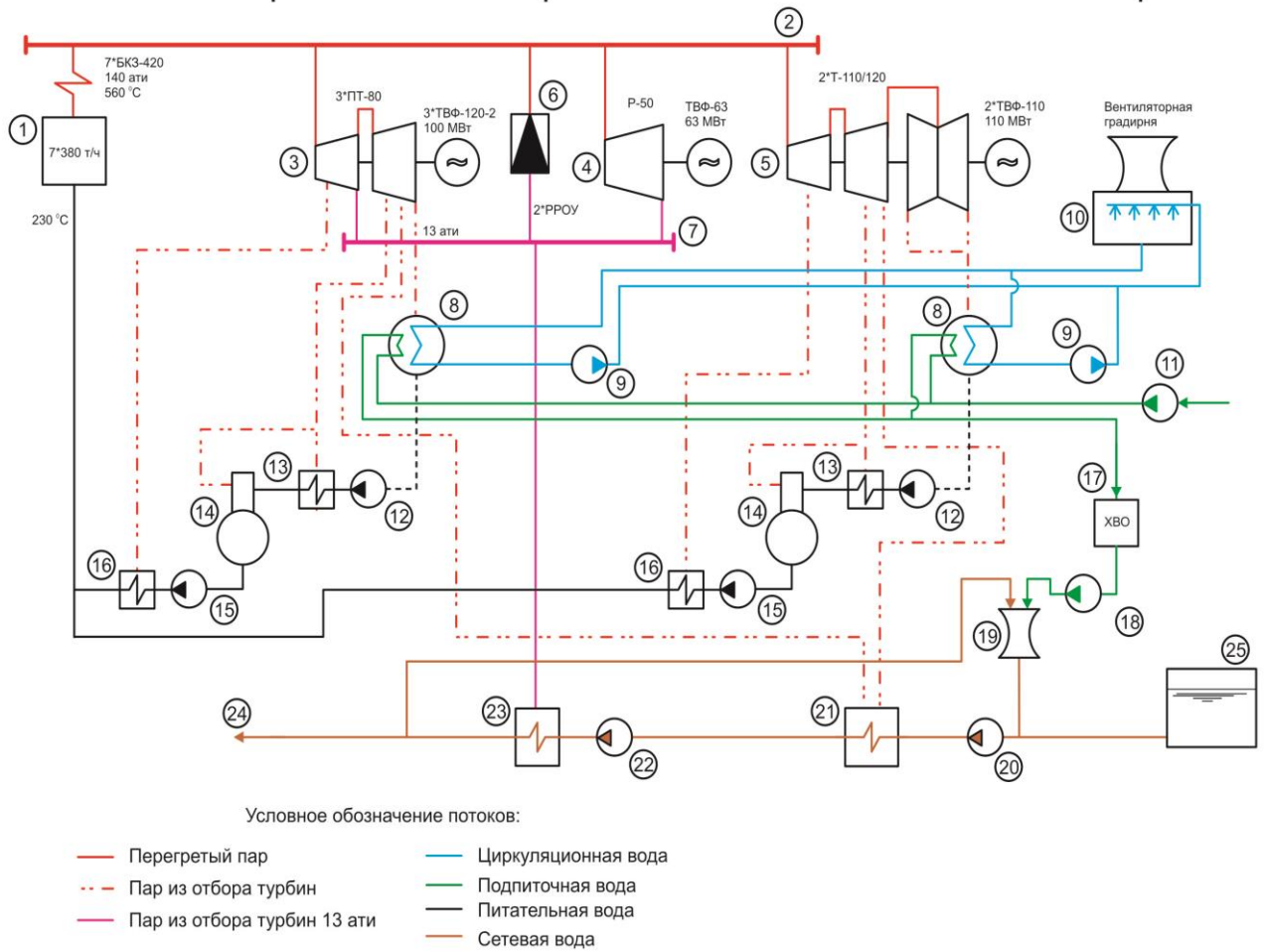


Рисунок 3.1 – Принципиальная тепловая схема

3.2 Анализ технико-экономических показателей Алматинской ТЭЦ-2

К экономическим показателям работы турбинного оборудования относится удельный расход тепла брутто на турбину, удельный расход условного топлива на отпуск электрической и тепловой энергии. Также бум анализировать отклонение давления пара в регулируемых отборах и конденсаторов турбин. Ниже в диаграммах Рис 3.2.1-3.2.8 представлены основные параметры работы паротурбинного оборудования ТЭЦ-2.

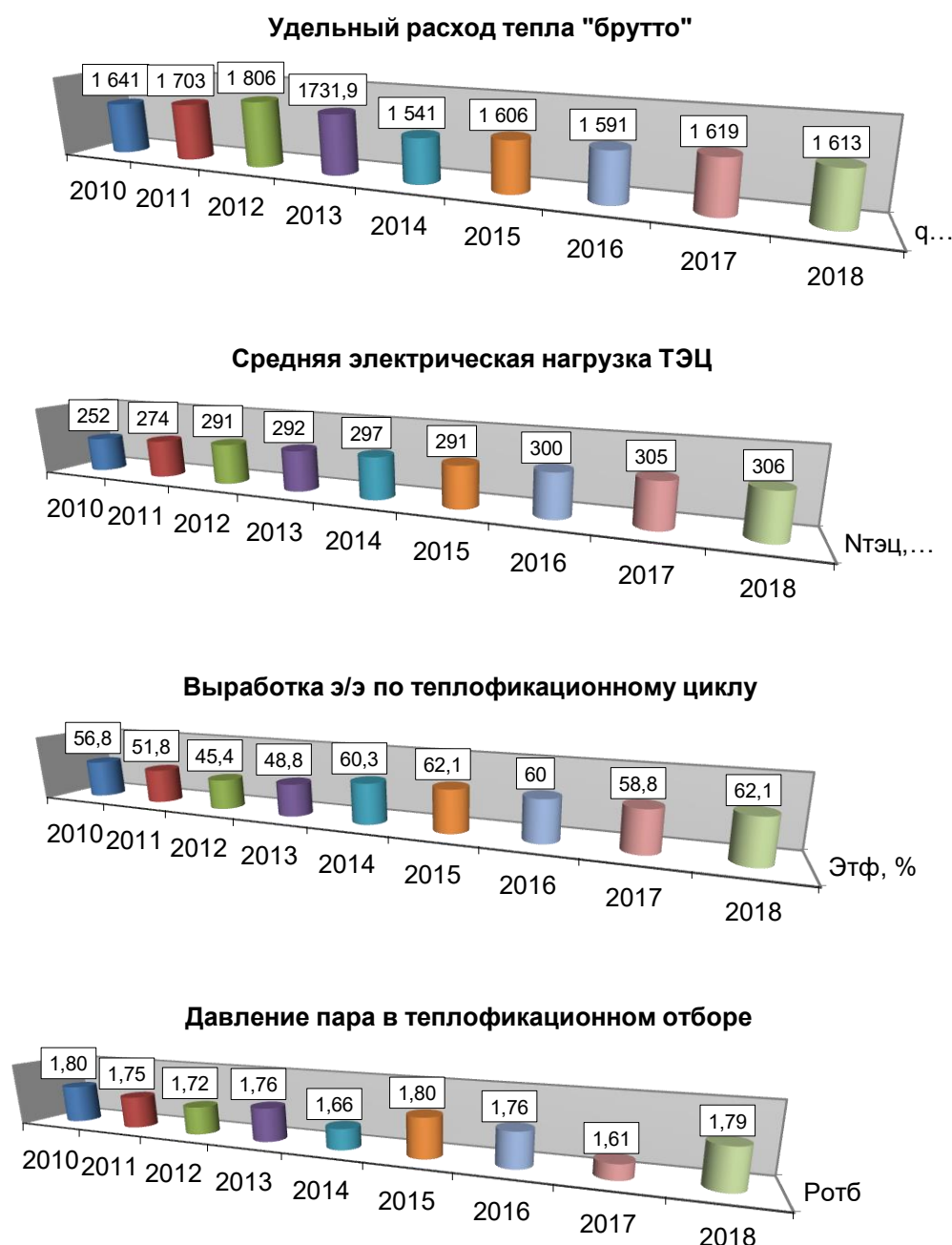


Рисунок 3.2.1- Основные параметры работы паротурбинного оборудования ТЭЦ-2

Если смотреть на диаграмму – видим, что удельный расход тепла "брутто" с 2011 по 2013 года в среднем составлял – 1750 ккал/кВт*ч. Это связано с тем, что в этот период были введены в работу новые вентиляторные градирни, увеличилась выработка электроэнергии по конденсационному циклу. Средняя электрическая нагрузка увеличилась с 252 МВт до 290 МВт.

Перерасход топлива в денежном выражении в тыс.тенге из-за отклонения давления в теплофикационных отборах и удельного расхода тепла брутто на турбины от нормативных значений представлены в Рисунок -4.2-4.3.

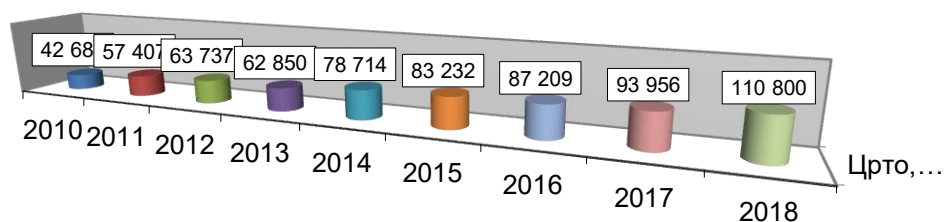


Рисунок 3.2.2 – Перерасход топлива из-за превышения давления в отборах турбин

Увеличение давления в теплофикационных отборах приводит к увеличению перерасхода топлива из-за превышения давления в отборах турбин от нормативных значений. С 2010 года по 2018 год перерасход составил около 60 млн.тенге. В конце 2013 года была введена в работу тепломагистраль ТЭЦ-2- ТЭЦ-1 с бойлерной установкой, что позволила увеличить отпуск тепла за счет нагрева обратной сетевой воды от ТЭЦ-1.

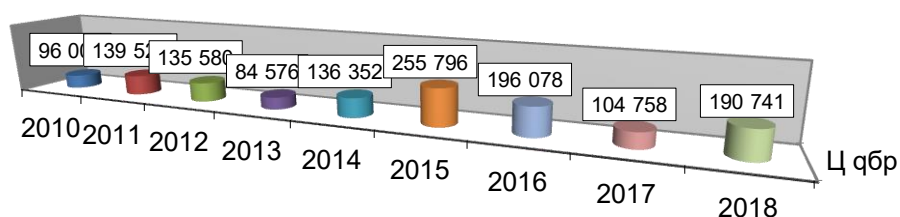


Рисунок 3.2.3 - Перерасход топлива из-за отклонения $q_{бр}$ от нормативного

Расход тепла брутто на выработку электроэнергии увеличивалась в два этапа: 1 этап – это этап внедрения вентиляторов градирен и увеличения выработки по конденсационному циклу; 2 этап – ввод в эксплуатацию новой бойлерной и тепломагистрали ТЭЦ-2-ТЭЦ-1.

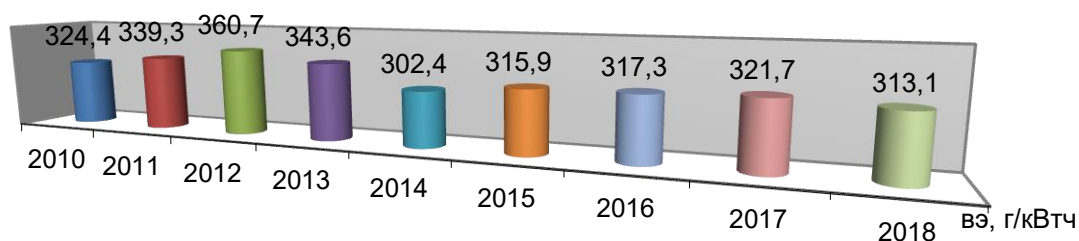


Рисунок 3.2.4 - Удельный расход топлива на отпущенную э/э

Удельный расход топлива на отпущенную электроэнергию с 2011 по 2013 год возрастает за счет увеличения выработки электроэнергии по конденсационному циклу. Снижение до 302,4 г/кВтч в 2014 году обусловлена с вводом новой бойлерной и увеличением теплофикационной выработки.

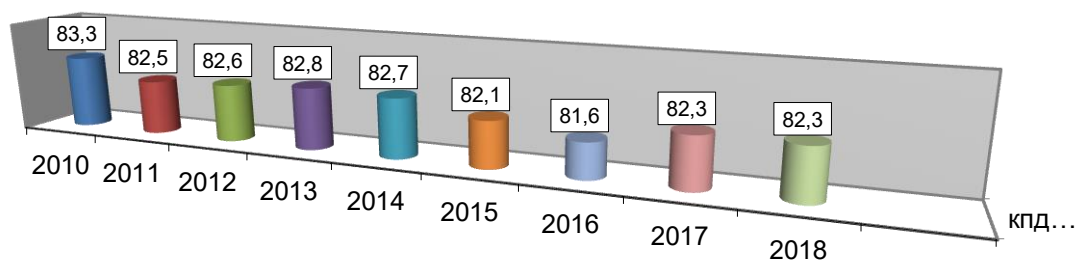


Рисунок 3.2.5 - КПД котлов «брутто»

КПД котлов «брутто», собственные нужды станции и котельного цеха особо не меняется

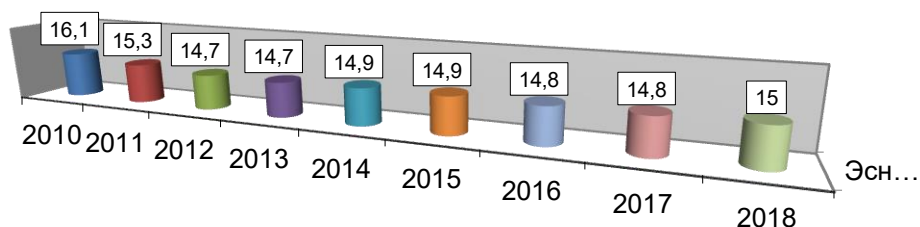


Рисунок 3.2.5 - Расход э/э на СН

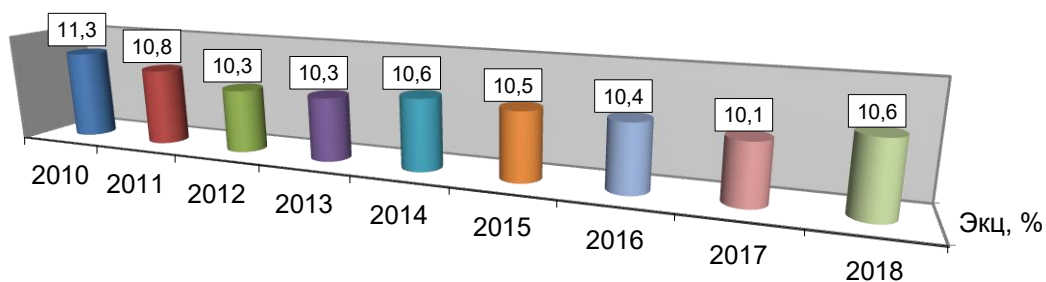


Рисунок 3.2.6 - Расход э/э на СН котельного цеха

Ниже представлены изменение параметров влияющие на удельный расход условного топлива на отпуск тепла.

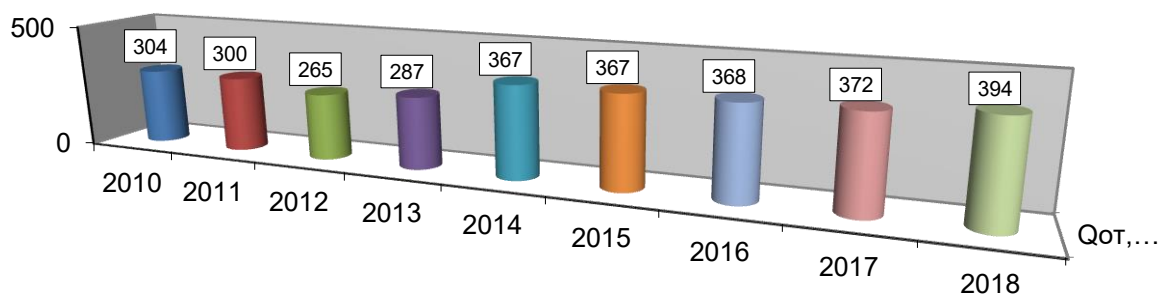


Рисунок 3.2.7- Среднегодовой отпуск теплоэнергии

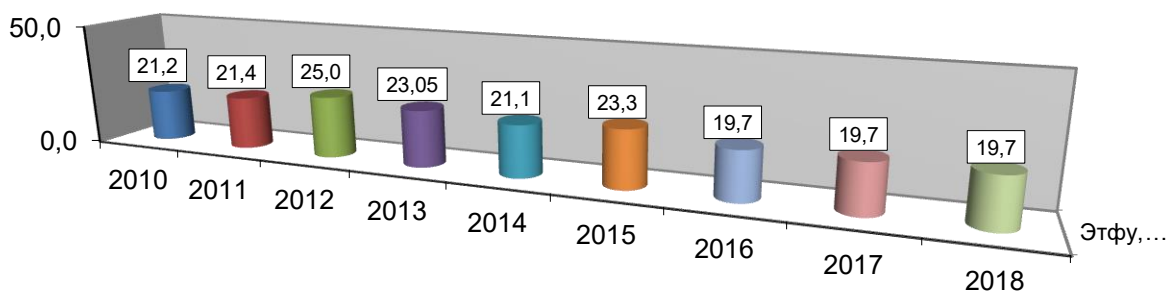


Рисунок 3.2.7- Расход электроэнергии на ТФУ кВт*ч/Гкал

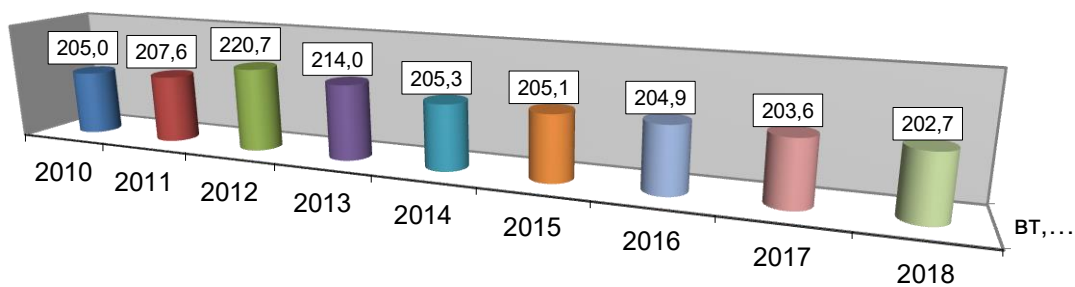


Рисунок 3.2.8- Удельный расход топлива на отпущенное тепловую энергию

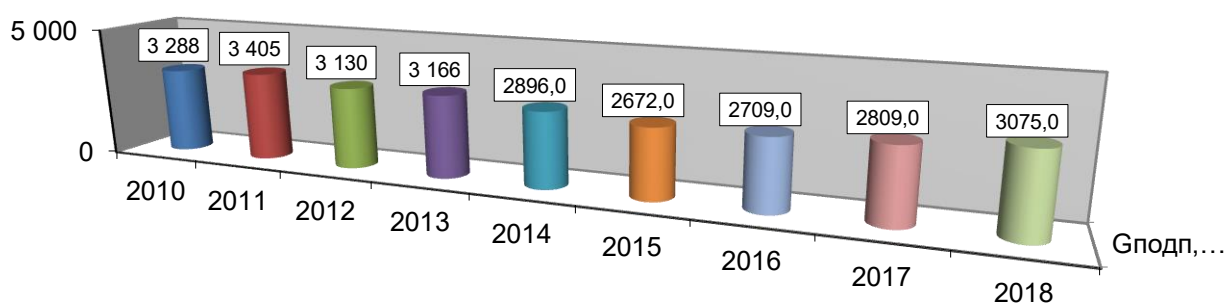


Рисунок 3.2.8- Среднегодовая подпиточная сетевая вода

Удельный расход условного топлива на отпуск тепла значительно снизился с вводом новой бойлерной и аналогичная ситуация с расходом электроэнергии с отпуском тепла, так как на сетевых насосах новой бойлерной установлены ЧРП.

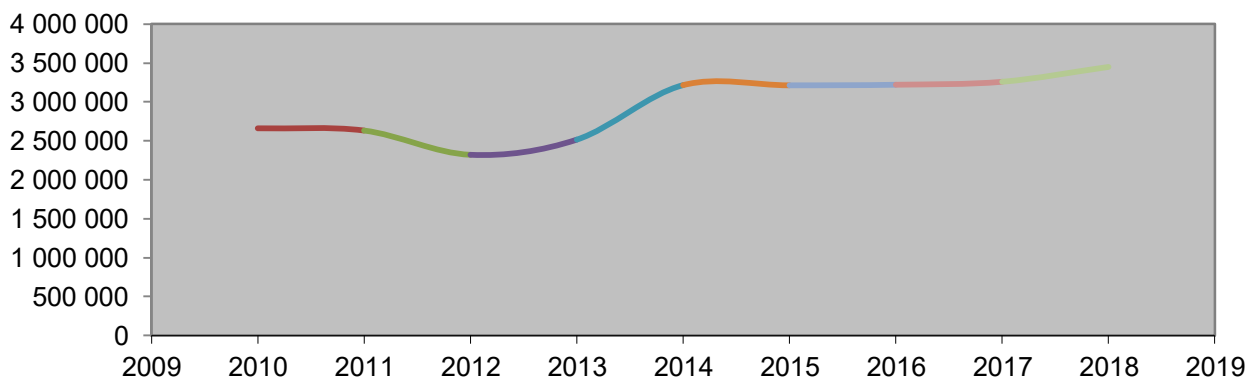


Рисунок 3.2.9-Отпуск тепла

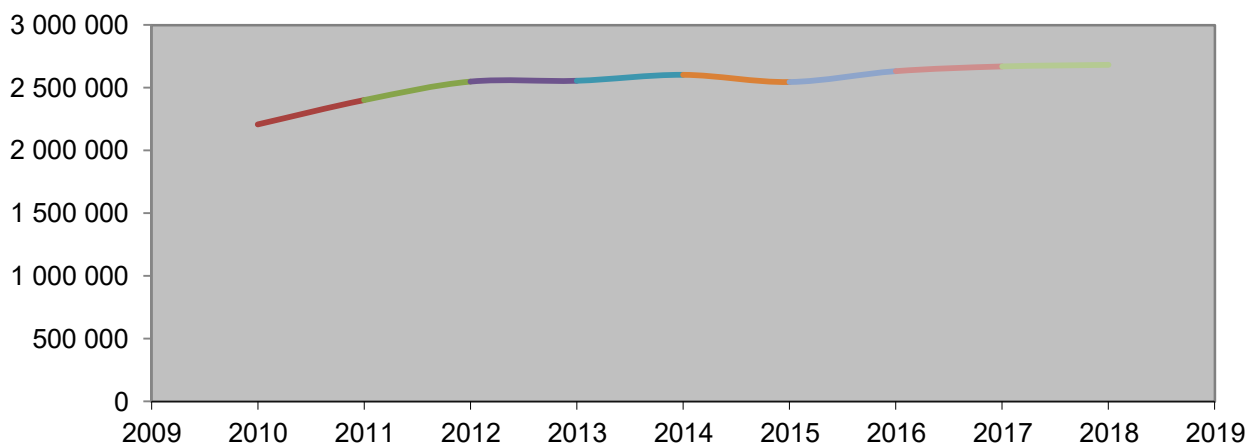


Рисунок 3.2.10-Выработка электроэнергии

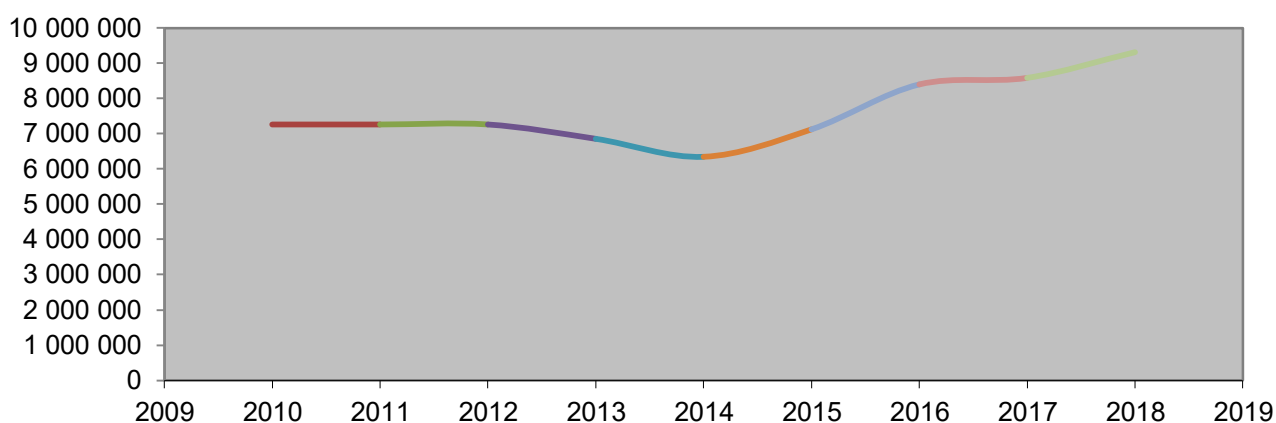


Рисунок 3.2.11- Расход воды на собственные нужды

Из Рисунок 3.2.9-3.2.11 наблюдается увеличения отпуска тепла, выработки электроэнергии и расхода воды на собственные нужды. Увеличение продукции связана с увеличением спроса на тепло и электроэнергии города. Расход воды на собственные нужды увеличилась по причине увеличения конденсационной выработки.

Выводы:

Основное и вспомогательное оборудование Алматинской ТЭЦ-2 ремонтируется и заменяется своевременно, согласно планам перспективного развития общества. В 2011 году выполнена реконструкция вентилляторов градирен, 2013 году ввели в эксплуатацию новую бойлерную третьей очереди и тепломагистраль ТЭЦ-2-ТЭЦ-1. В июле 2016 года был введен в эксплуатацию котлоагрегат ст.№8. В настоящее время ограничения электрической по непроектному топливу нет. Отпуск тепла задается диспетчерами АО «АлТЭС» согласно температурному графику и в зависимости температуры наружного воздуха.

Изменение удельных расходов топлива на отпуск продукции происходит за счет внедрения нового оборудования и изменения режимов работы станции. Парковый ресурс турбоагрегатов подходит к концу и ухудшается состояние проточной части турбин. Согласно нормативным документам при изменении режимов работы и ввода нового оборудования необходимо пересматривать нормативные характеристики основного и вспомогательного оборудования. Последний пересмотр был выполнен в 2016 году. Работы по оптимизации режимов работы паротурбинных агрегатов на ТЭЦ-2 не выполнялись.

3.3 Использование энергетических характеристик оборудования ТЭЦ-2 для расчета режимов работы теплофикационных турбоустановок

Согласно методическому указанию по составлению и содержанию энергетических характеристик оборудования тепловых электростанций должна отражать текущее состояние энергетического оборудования.

Планирование объемов производства и расходы топлива и электроэнергии на собственные нужды производится по макетам расчета удельных расходов топлива на опущенную продукцию.

В основу расчета будут использованы типовые характеристики турбоагрегатов, номограммы и зависимости параметром основного оборудования разработанного заводами изготовителями.

Дополнительно по известным данным мной будут разрабатываться математическая модель работы турбин.

4 Методика определение энергетической эффективности режимов работы оборудования ТЭЦ

По известным фактическим данным за прошедшие периоды мной был математическое моделирование и построены зависимости удельного расхода тепла на турбину при работе паротурбинного оборудования ТЭЦ-2. Ниже представлены зависимости удельного расхода тепла на турбину в зависимости от режима работы – конденсационная, теплофикационная с одним отбором, теплофикационная с двумя отборами. Поправки к удельному расходу тепла брутто на турбину. Расход тепла брутто на турбину является определяющим показателем эффективности работы турбин.

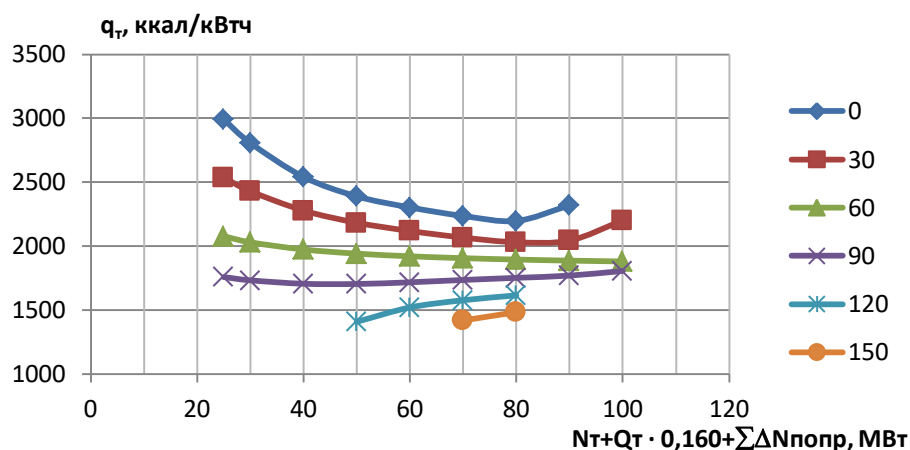


Рисунок 4.1 - Удельный расход теплоты при одноступенчатом подогреве сетевой воды турбоагрегата ПТ-80/100-130/13 ст. №1-3

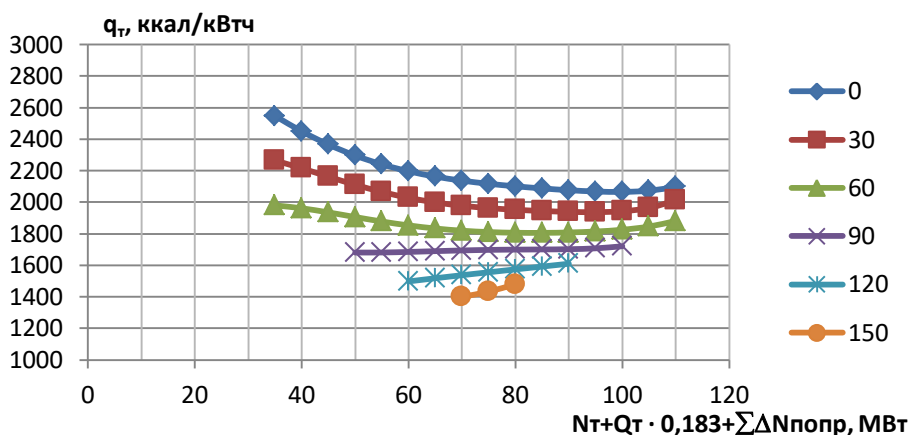


Рисунок 4.2 - Удельный расход теплоты при двухступенчатом подогреве сетевой воды турбоагрегата ПТ-80/100-130/13 ст. №1-3

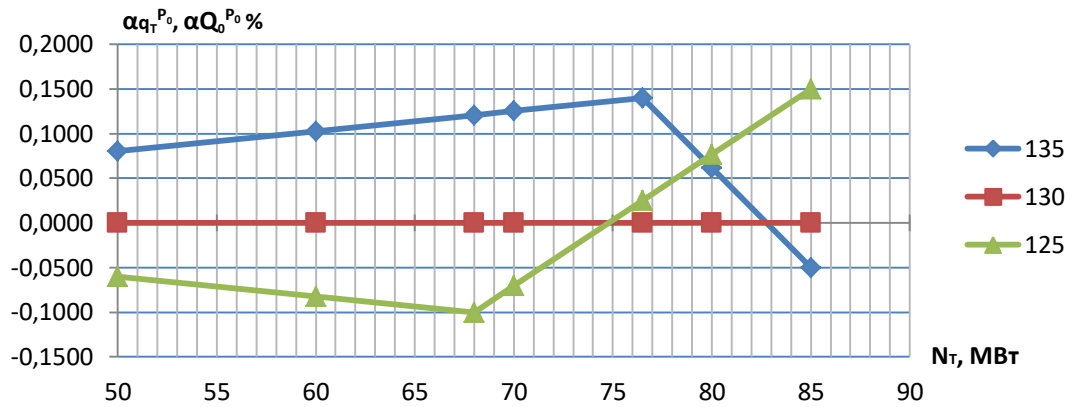


Рисунок 4.3 – Отклонение удельного расхода теплоты при конденсационном режиме, турбоагрегата ПТ-80/100-130/13 ст. №1-3

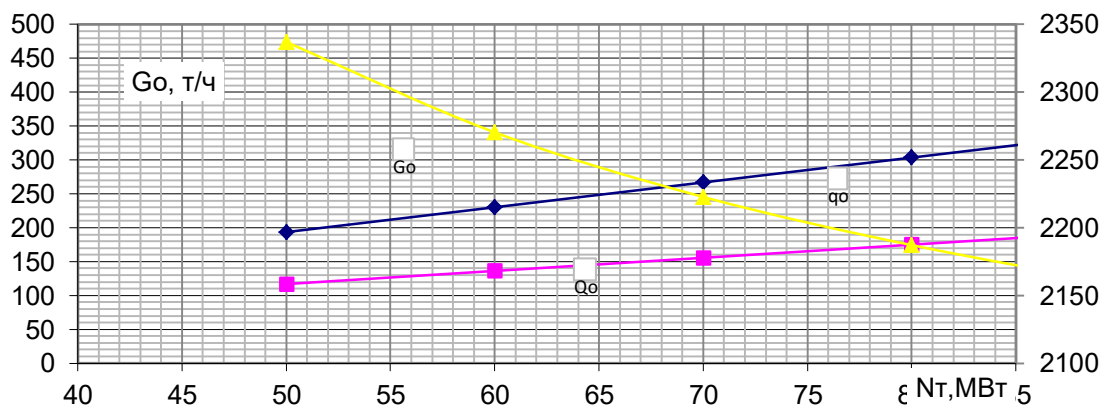


Рисунок 4.3 – Расход свежего пара, полный и удельный расход теплоты на выработку электроэнергии при конденсационном режиме турбоагрегата Т-110/120-130-5 ст. 5,6

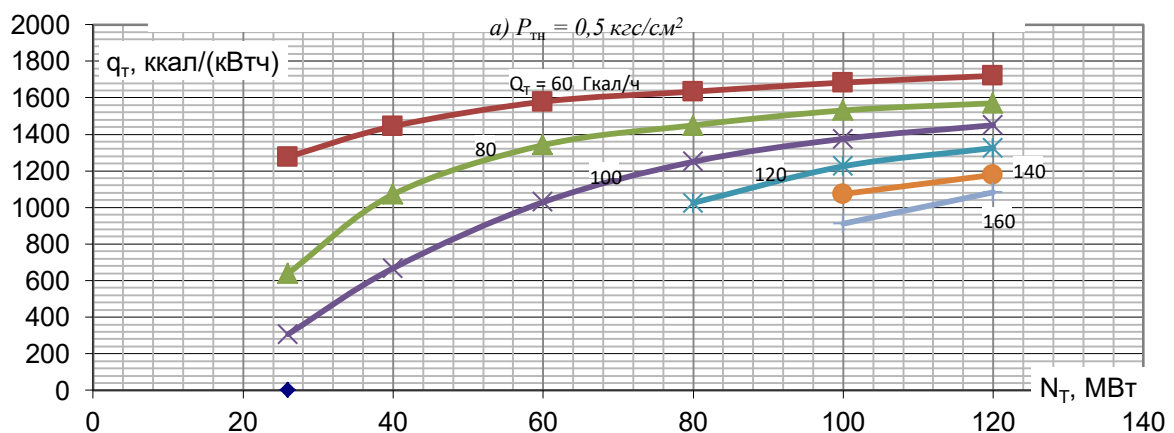


Рисунок 4.4 – Удельный расход тепла брутто при одноступенчатом подогреве сетевой воды Т-110/120-130-5 ст. №5,6

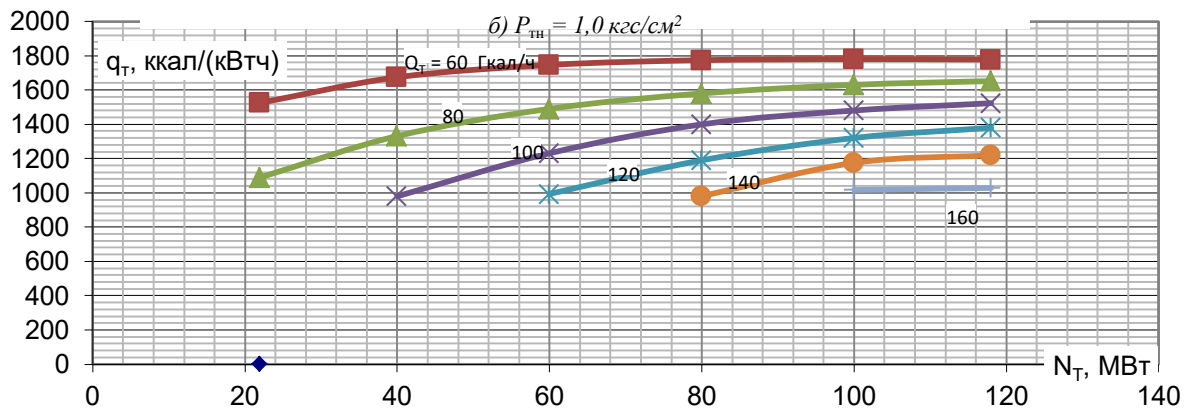


Рисунок 4.5 – Удельный расход тепла brutto при одноступенчатом подогреве сетевой воды Т-110/120-130-5 ст. №5,6

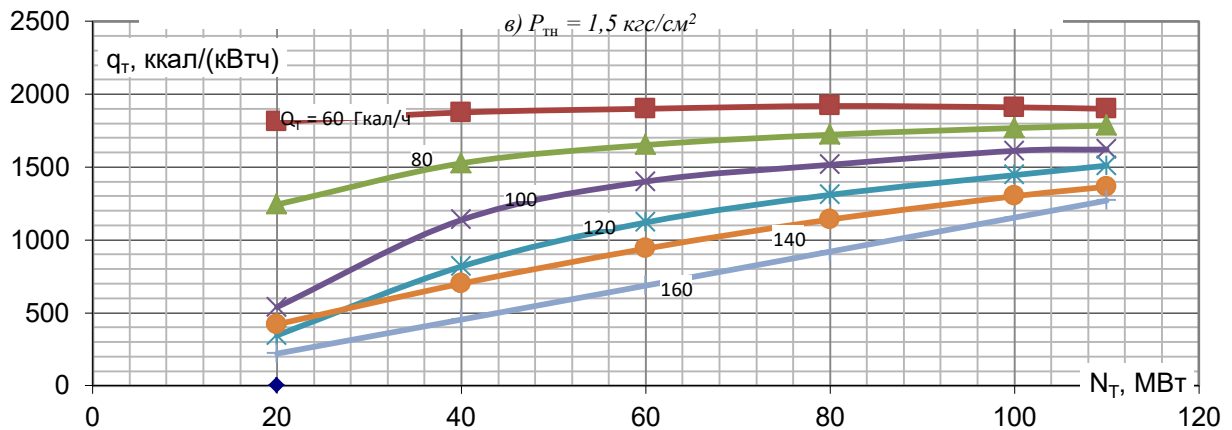


Рисунок 4.6 – Удельный расход тепла brutto при одноступенчатом подогреве сетевой воды Т-110/120-130-5 ст. №5,6

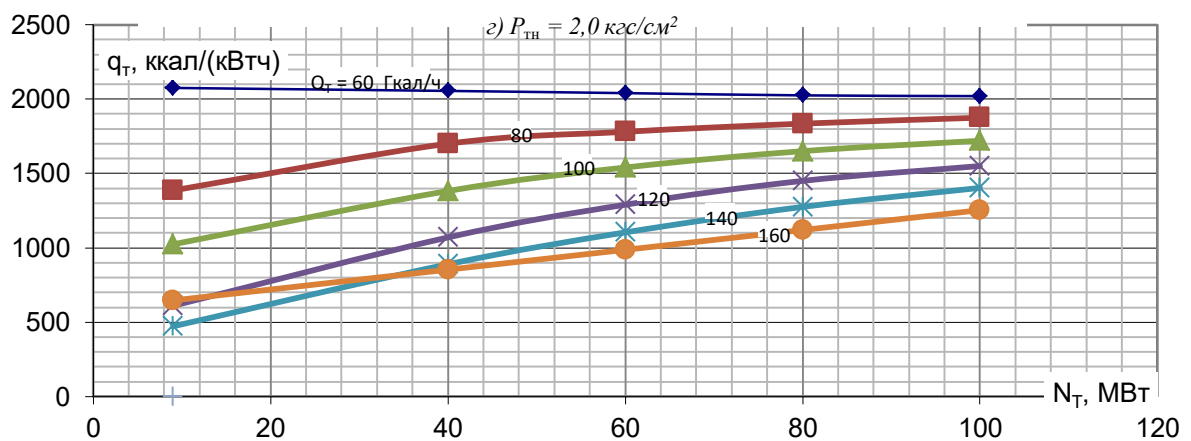


Рисунок 4.7 – Удельный расход тепла brutto при одноступенчатом подогреве сетевой воды Т-110/120-130-5 ст. №5,6

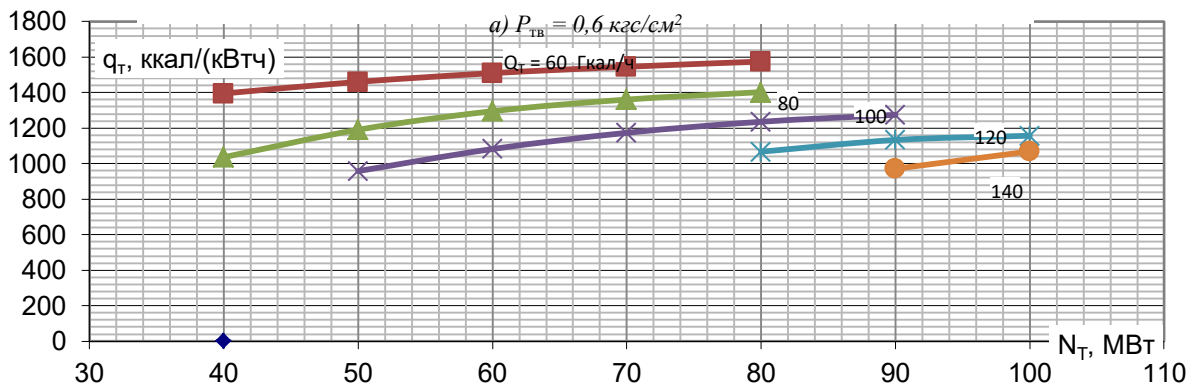


Рисунок 4.8 – Удельный расход тепла брутто при двухступенчатом подогреве сетевой воды Т-110/120-130-5 ст. №5,6

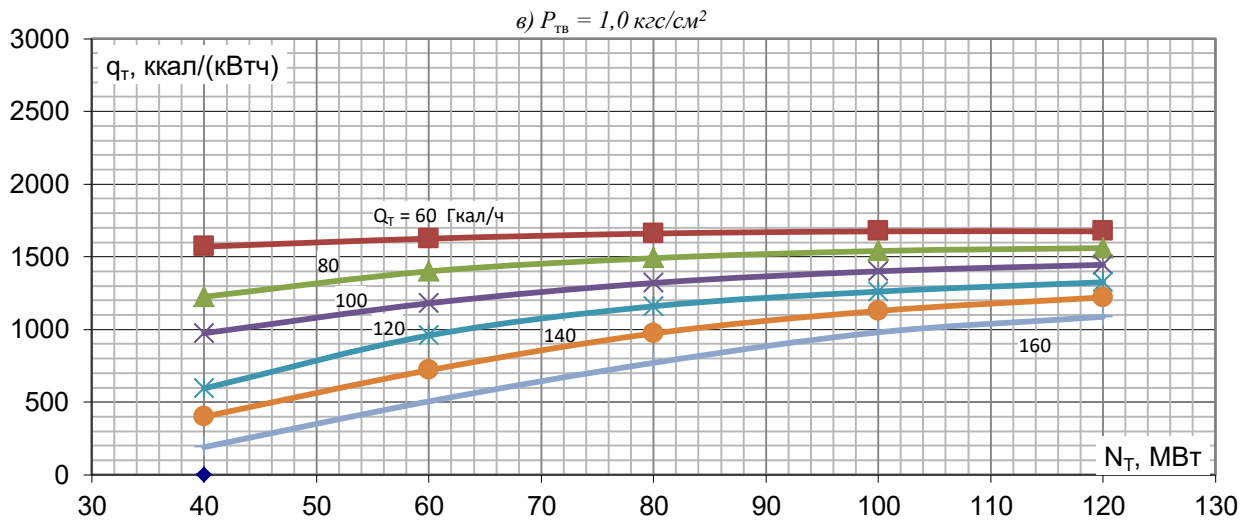


Рисунок 4.9 – Удельный расход тепла брутто при двухступенчатом подогреве сетевой воды Т-110/120-130-5 ст. №5,6

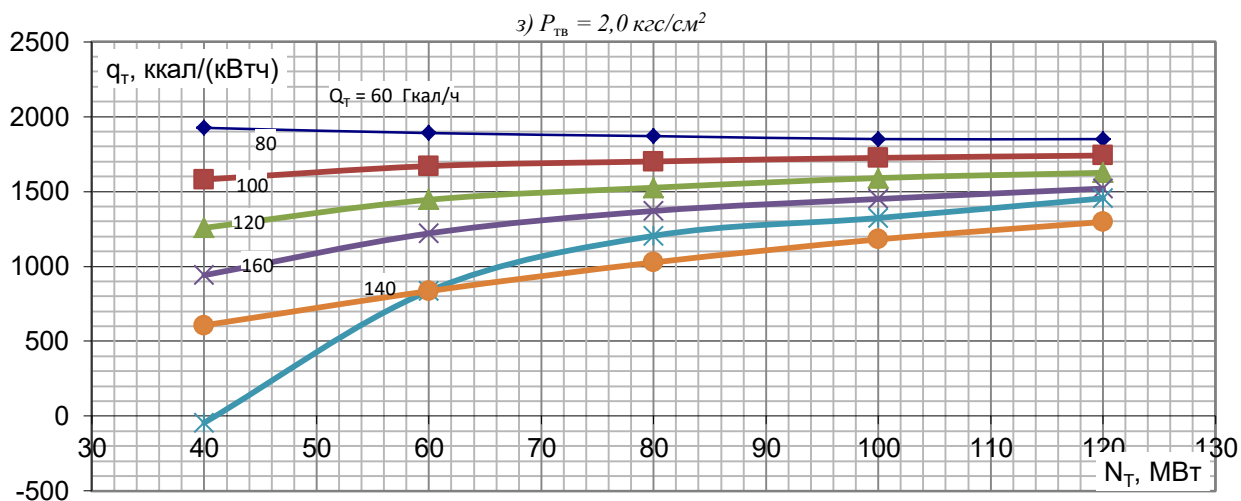


Рисунок 4.9 – Удельный расход тепла брутто при двухступенчатом подогреве сетевой воды Т-110/120-130-5 ст. №5,6

Основные исходные данные для расчета нагрузок представим в виде таблицы

Таблица 4.1- Ожидаемый состав оборудования

	Эвыр	Нэл, МВт	Qотп, Гкал	Qпар, Гкал	G, т	G, т/ч	Tпод, С	К-во т/а	К-во к/а
январь.16	290 904	391	443 032	15	2 467 363	3 316	135	5	6
февраль.16	270 048	388	405 385	15	2 223 976	3 195	135	5	6
март.16	250 728	337	409 670	30	2 327 165	3 128	135	5	6
15 апр	102 144	304	167 494	15	1 138 311	3 388	110	4	5
апр.16	79 488	207	72 776	15	1 300 926	3 388	66	3	3
май.16	181 536	244	130 814	30	2 471 573	3 322	63	2	3
июнь.16	165 600	230	128 305	30	2 339 578	3 249	65	3	3
июль.16	171 120	230	130 655	30	2 382 511	3 202	65	3	3
авг.16	155 496	209	133 025	30	2 425 986	3 261	65	3	3
сентябрь.16	162 720	226	136 235	30	2 484 709	3 451	65	2	3
15 окт	75 600	225	75 514	15	1 260 122	3 750	70	3	3
октябрь.16	136 680	335	234 956	15	1 220 148	2 991	135	4	6
ноябрь.16	267 840	372	439 164	30	1 882 720	2 615	135	5	7
декабрь.16	299 832	403	465 116	30	1 869 504	2 513	135	5	7

Таблица 4.2 - Ожидаемые тепловые нагрузки

	Qтс	Qзтк	Qтэц-1	Гпод, т	Гобр, тонн	Qпар, Гкал	Дпар, т	Qгв, Гкал	Ггв, т	Qхн, Гкал	Ггв, т
январь.16	442399	308352	134046	2466819	1641602	15	63	65,0	198	568,2	347
февраль.16	404779	277831	126948	2222647	1553510	15	116	115,1	986	491,0	343
март.16	409206	290733	118472	2325868	1448463	30	126	111,5	954	352,2	344
15 апр	167433	113790	53643	1 137 898	941447	15	68	26,2	239	34,6	173
апр.16	72715		72715	1 300 513		15	68	26,2	239	34,6	173
май.16	130793		130793	2471159		30	121	3,5	68	17,4	345
июнь.16	128284		128284	2339159		30	132	3,8	74	17,2	345
июль.16	130633		130633	2382092		30	131	3,8	70	17,5	349
авг.16	133002		133002	2425545		30	132	5,1	94	17,4	347
сентябрь.16	136212		136212	2484261		30	137	5,5	103	17,2	345
15 окт	75436		75436	1 259 505		15	71	35,4	443	42,4	174
октябрь.16	234878	152441	82437	1 219 531	1005330	15	71	35,4	443	42,4	174
ноябрь.16	438688	434370	4318	1881410	2485653	30	126	114,7	966	360,6	345
декабрь.16	463848	372105	92393	1868126	2816848	30	107	109,9	1032	508,9	347

Таблица 4.3- Примеры расчета нагрузок и технико-экономических характеристик

Наименование показателя	Обозн	Разм	Осень - зима	Зима	Зима-весна
<u>Исходные данные</u>					
Температура исходной воды	T _{исх}	С	10	10	10
Температура воды после встр. пучков	T _{2встр}	С	35	35	35
Температура воды перед ПСГ	T _{1псг}	С	53	53	53
Температура воды после ПСГ	T _{2псг}	С	110	110	110
Температура подпиточной воды	T _{под}	С	135	135	135
Температура наружного воздуха	T _{нв}	С	-6,8	-5,1	1,9
Температура обратной сетевой воды	T _{обр}	С	53	53	53
Температура прямой сетевой воды	T _{пр}	С	135	135	135
Подготовка воды по схеме Na-катион	Na	%			
Подготовка воды по схеме подкислен	подкис	%	100	100	100
Подготовка воды по схеме Иомс	Иомс	%	100	100	100
Подпитка теплосети в город	G _{под}	т/ч	3 316	3 195	3 128
Циркуляция внутренней теплосети	G _{мтс}	т/ч	300	300	300
Расход воды от ТЭЦ-1	G _{тэц1}	т/ч	2 206	2 312	1 947
С.Н. ХВО подпитки теплосети	G _{подсн}	%			
Расход обессоленной воды	G _{об}	т/ч	130	130	130
С.Н. ХВО подпитки обессол. установки	G _{обсн}	%	15	15	15
Отпуск тепла в местную теплосеть	Q _{т/с}	Гкал/ч	25	25	25
Потребность в паре 8-13 кгс/см ²	Q _п	Гкал/ч	60	60	50
Количество турбин в работе:					
ПТ-80	n _{пт}		3	3	3
Р-50	n _р				
Т-110	n _т		2	2	2
Давление острого пара	P ₀	кгс/см ²	130	130	130

Давление пара в П- отборе	$P_{п}$	кгс/см ²	13	13	13
Давление отработавшего пара	P_2	кгс/см ²	0,12	0,12	0,12
Давление пара в Т- отборе	$P_{т}$	кгс/см ²	2,4	2,4	2,3
Температура острого пара	T_0	С	550	550	550
Количество котлов в работе:	$n_{к}$		6	6	6
Количество чаш градирен в работе					
с вентиляторами	$n_{г}$		10	10	10
без вентиляторов	$n_{г}$		0	0	0
Охлаждающая способность градирен					
с вентиляторами	$dt_{г}$	С	8	8	8
без вентиляторов	$dt_{г}$	С	3	3	3
Расход воды через г/о турбин:					
Р-50	$G_{р(го)}$	т/ч	450	450	450
ПТ-80	$G_{пт(го)}$	т/ч	450	450	450
Т-110	$G_{т(го)}$	т/ч	700	700	700
Расход сырой воды через встр. пучки					
Всего	$G_{встр}$	т/ч	3466	3345	3277
ПТ-80	$G_{птвстр}$	т/ч	547	528	517
Т-110	$G_{твстр}$	т/ч	912	880	862
Расход тепла на встр. пучки турбин					
Всего	$Q_{встр}$	Гкал/ч	86,65	83,62	81,94
ПТ-80	$Q_{птвстр}$	Гкал/ч	13,68	13,20	12,94
Т-110	$Q_{твстр}$	Гкал/ч	22,80	22,01	21,56
Расход греющего потока на ВД	$G_{гп}$	т/ч	809	779	763
Расход воды через ПСГ					
Всего	$G_{псг}$	т/ч	6632	6586	6138
ПТ-80	$G_{птпсг}$	т/ч	1143	1136	1058
Т-110	$G_{тпсг}$	т/ч	1601	1590	1482
Отпуск тепла от ПСГ турбин					

Всего	Q_T	Гкал/ч	378,01	375,43	349,85
ПТ-80	$Q_{ПТ-ПСГ}$	Гкал/ч	65,17	64,73	60,32
Т-110	$Q_{Т-ПСГ}$	Гкал/ч	91,24	90,62	84,45
Отпуск тепла от ПБ	$Q_{ПБ}$	Гкал/ч	165,79	164,66	153,44
Отпуск тепла от П-отборов турбин	$Q_{П}$	Гкал/ч	225,79	224,66	203,44
Паропроизводительность котлов	D_K	т/ч	1939	1933	1786
Расход пара на турбины			323	322	298
ПТ-80	$D_{ПТ}$	т/ч	385	383	354
Р-50	D_P	т/ч	0	0	0
Т-110	D_T	т/ч	393	392	362
Расчетные данные турбин Р-50					
Эл. мощность при ном. параметрах	N_p'	МВт	0,0	0,0	0,0
Расход пара в П-отбор	$D_{ПР-50}$	т/ч	0	0	0
Отпуск тепла из П-отбора	$Q_{ПР-50}$	Гкал/ч	0,0	0,0	0,0
Поправки к эл. мощности на:					
Отклонение P_2	dN_{P_2}	%	0,0	0,0	0,0
Отклонение P_0	dN_{P_0}	%	0,0	0,0	0,0
Отклонение T_0	dN_{T_0}	%	0,0	0,0	0,0
Эл. мощность при факт. параметрах	N_p	МВт	0	0	0
Расчетные данные турбин ПТ-80					
Отпуск тепла из П-отбора	$Q_{ПТ-80}$	Гкал/ч	75,3	74,9	67,8
Эл. мощность турбины (фиктивная)	N_T^{Φ}	МВт	88,2	87,9	79,4
Недовыработка в ЧСД за счет Т-отб	dN_{Q_T}	МВт	11,9	11,8	11,0
Расход пара в ЧСД	$D_{ЧСД}^{ВХ}$	т/ч	191	190	173
Расход пара в ЧНД	$D_{ЧНД}^{ВХ}$	т/ч	42	43	37
Минимальное давление в Т-отборе	$P_{ВТО}^{МИН}$	кгс/см ²	1,06	1,06	0,98
Расчетная т-ра на входе в ПСГ	$T_{ПСГ}$	С	49	49	46

Поправка к мощности на $T_{1\text{псг}}$	$dN_{\text{ВТО}}$	МВт	0,00	0,00	0,00
Поправка к мощности на $P_{\text{ВТО}}$	$dN_{P_{\text{ВТО}}}$	МВт	0,04	0,07	4,06
Поправка к мощности на P_2	$dN_{\text{ВТО}}$	МВт	0,89	0,90	0,70
Поправка к мощности на T_0	dN_{T_0}	МВт	0,74	0,73	0,68
Эл. мощность турбины	N_T^ϕ	МВт	75	74	63
Расчетные данные турбины Т-100					
Охлаждающая способность градирен	Q_G	Гкал/ч	320	320	320
Тепло от г/о отводимое в градирнях	$Q_r(\text{го})$	Гкал/ч	20,0	20,0	20,0
Максим. расход пара в конденсатор	D_2	т/ч	292	289	296
Максим. р-д пара через 21-ю ступень	D_{21}	т/ч	468	464	459
Максим. расход пара на турбину	$D_{0\text{max}}$	т/ч	480	480	480
Принимаемый р-д пара на турбину	D_0	т/ч	393	392	362
Эл.мощность при макс. отпуске тепла	N_ϕ	МВт	78,70	78,45	71,73
Максим. возможный отпуск тепла	Q_{max}	Гкал/ч	147,5	147,6	133,1
Эл.мощность при факт. отпуске тепла	N_T	МВт	88,08	87,94	79,83
Отклонение P_2	dN_{P_2}	МВт	5,11	5,11	5,11
Отклонение P_0	dN_{P_0}	%	0,00	0,00	0,00
Отклонение T_0	dN_{T_0}	%	-0,34	-0,34	-0,33
Эл. мощность при факт. параметрах	N_T	МВт	83	83	74
Суммарная эл.мощность АТЭЦ-2	N_T	МВт	391,0	388,0	337,0
			323	322	298
	$Q_{\text{отп}}$		595,4728	588,9862	550,6312
			443,032	409,934	409,670
	Эвыр		290904	270048	250728
			290904	270048	250728

5 Технико-экономическая оценка результатов оптимизации

Все расчеты выполнялись в программе Excel и приведены в виде диаграмм.

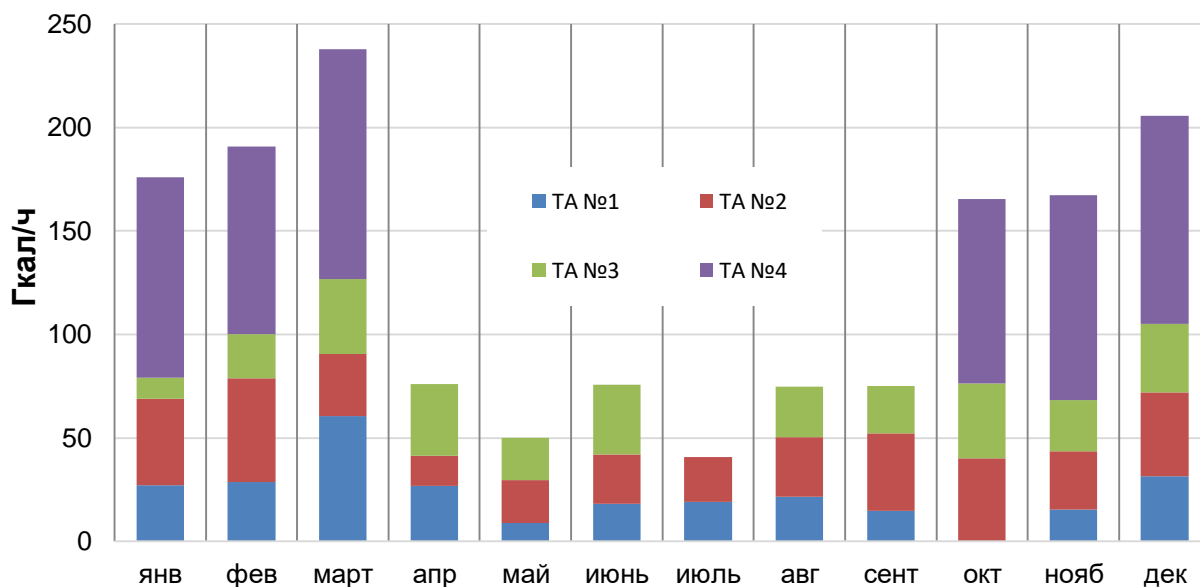


Рисунок 5.1 – Фактическая нагрузка производственных отборов и противодействия

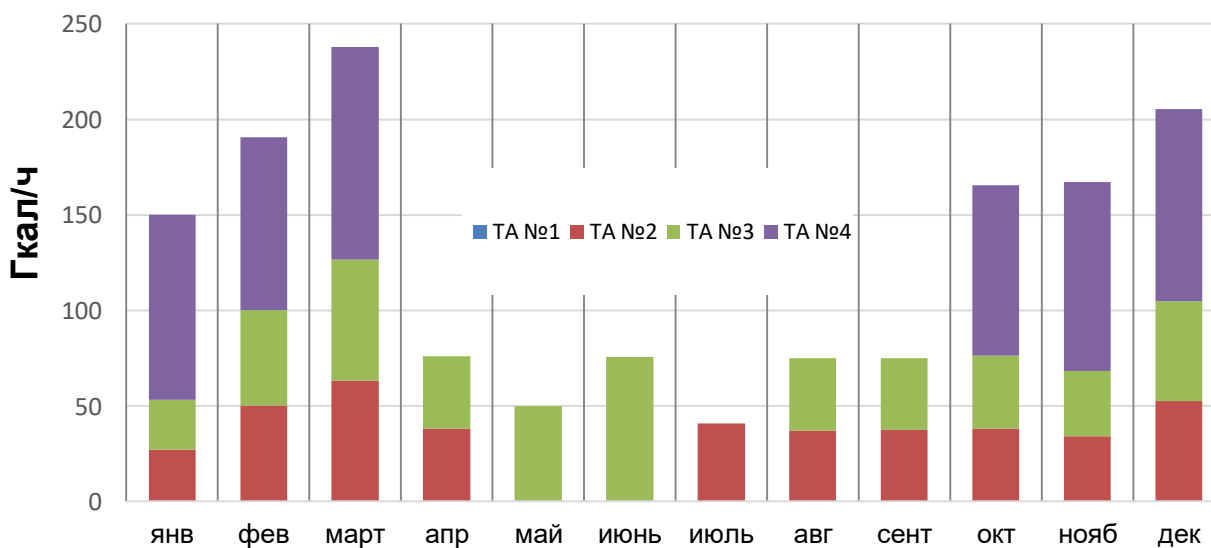


Рисунок 5.2 –Рекомендуемая распределение нагрузок условно принято, что турбина №1 работает без производственного отбора

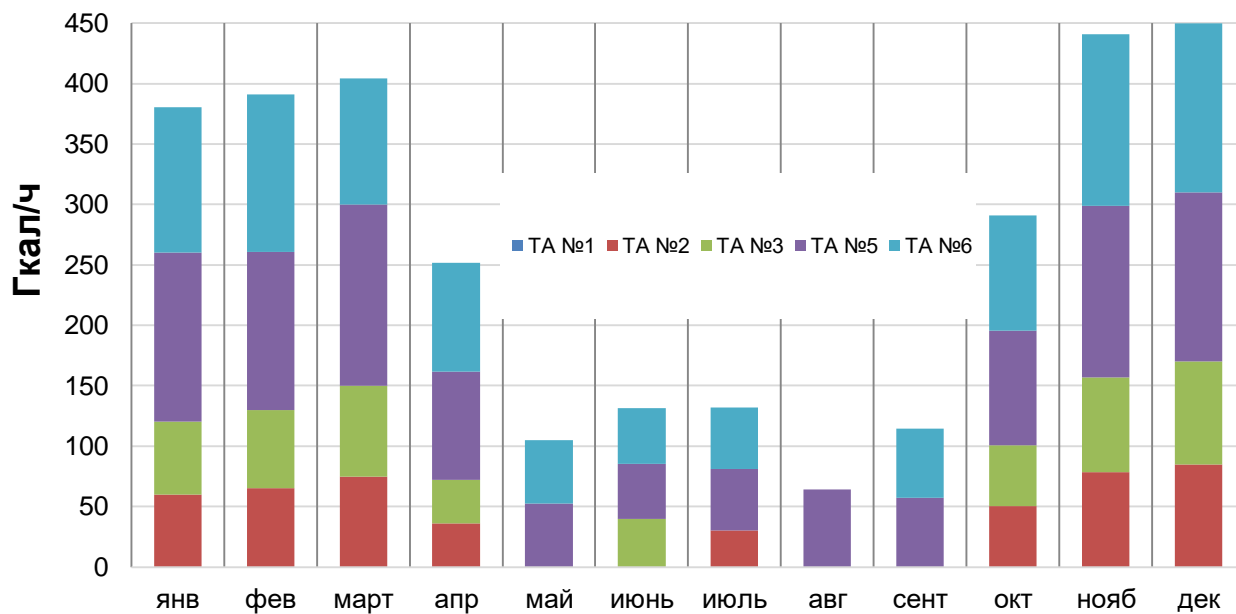


Рисунок 5.3 – Фактическая нагрузка теплофикационных отборов

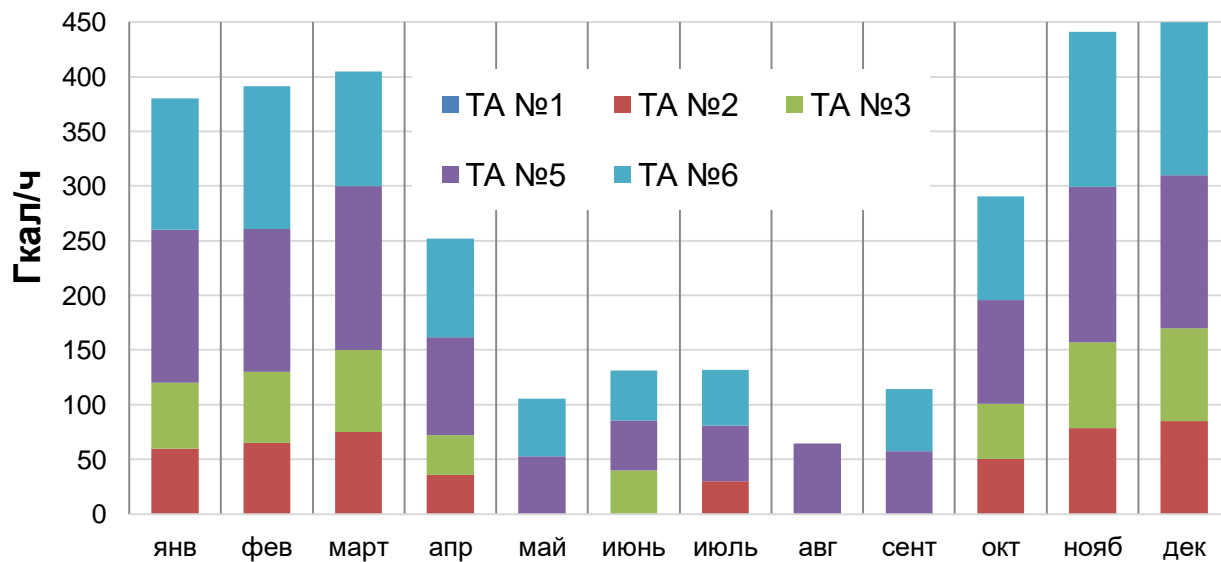


Рисунок 5.4 – Рекомендуемая распределение нагрузок условно принято, что турбина №1 работает в конденсационном режиме

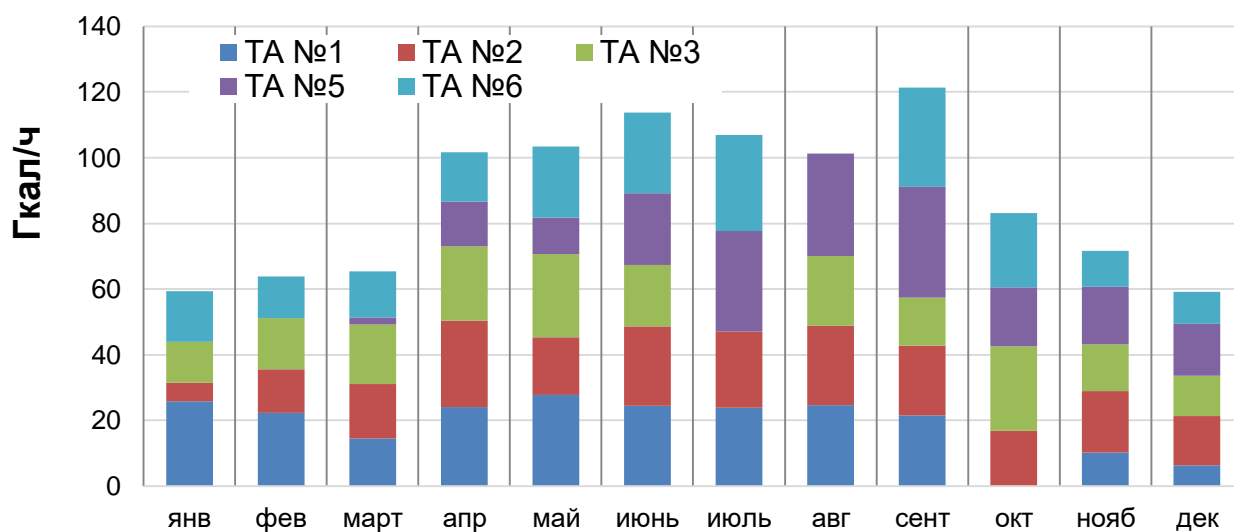


Рисунок 5.4 – Фактическая нагрузка встроенных пучков

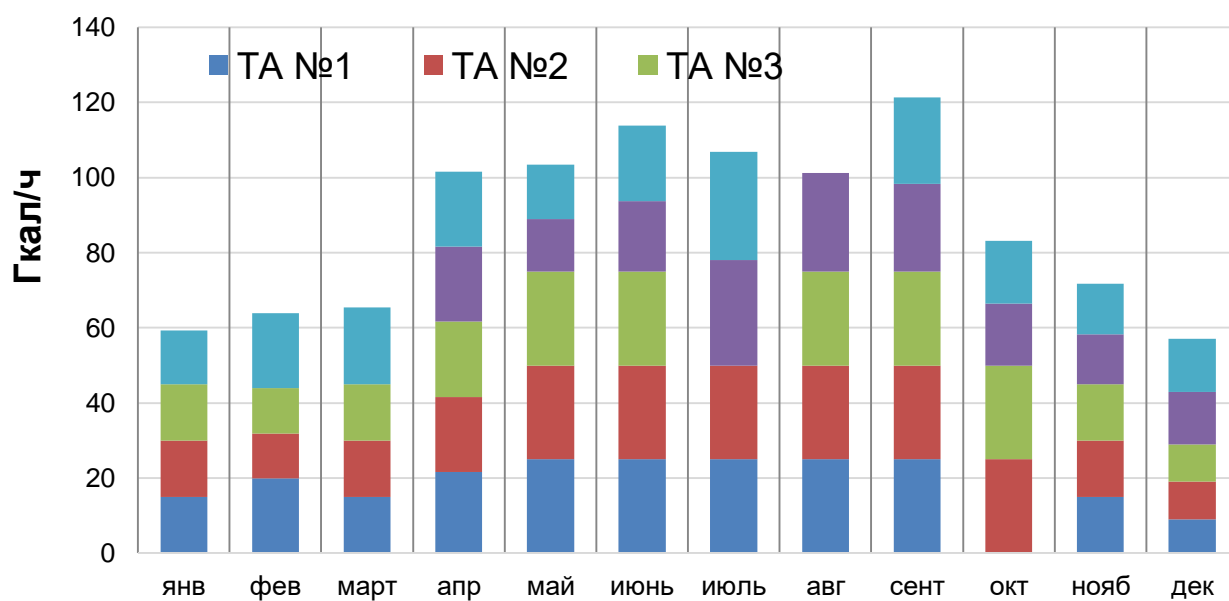


Рисунок 5.5 – Рекомендуемая нагрузка встроенных пучков

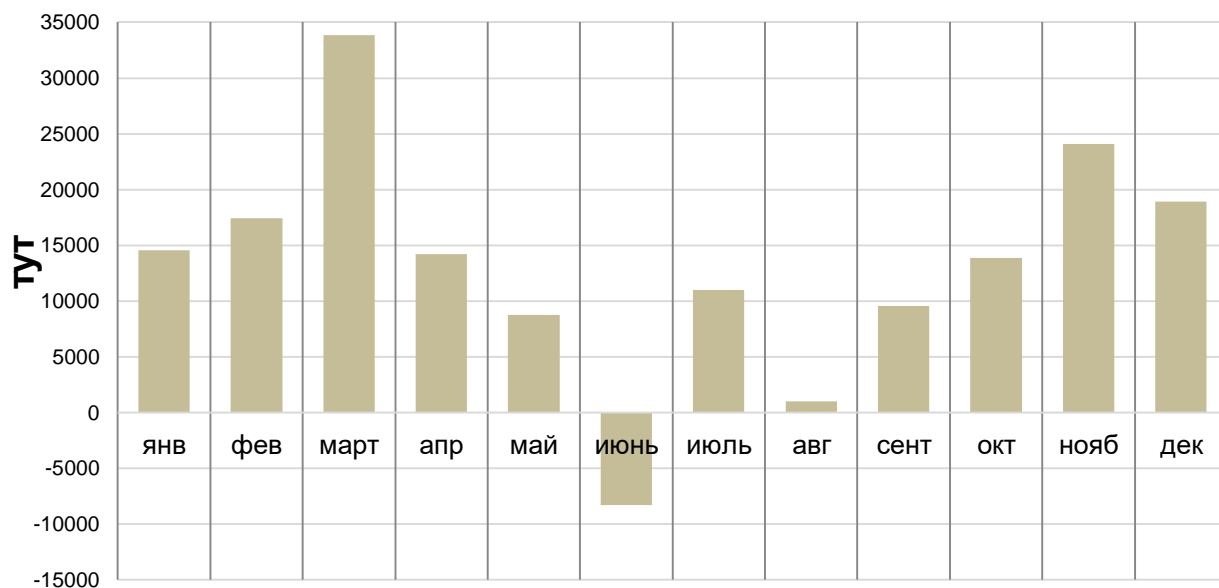


Рисунок 5.6 – Экономия условного топлива при распределении тепловых нагрузки между турбинами по данным 2018 года

Выводы:

1. Перераспределение тепловой нагрузки между ТА позволило бы получить экономию топлива 159 тыс. тут в 2018 году, при этом дополнительная выработка электроэнергии составила бы 118 млн. кВтч.

2. Параметры свежего пара и отборов, питательной и сетевой воды приняты по факту, отпуск тепловой энергии как по месяцам так и по году принят по факту.

3. График вывода основного оборудования в ремонт принят по факту.

4. Поскольку турбины ПТ-80/100-130/13 №1-3 практически одинаковые, с учетом что конденсационный режим рассчитывается иначе чем теплофикационный, для простоты расчета условно принят конденсационный режим для ТА №1, фактически может быть №2 и №3.

5. Останов на ремонт ТА №1 учтен в октябре, как и было фактически.

Заключение

Разработанная методика по оптимизации режимов работы паротурбинного оборудования ТЭЙ-2 включать в себя: 1.Выбор состава работающего оборудования; 2.Оптимизацию режимов работы паротурбинных агрегатов ТЭЦ-2; 3.Заполнение макета отчета ТЭЦ о тепловой экономичности 4. Прогнозирование удельных расходов топлива при прогнозных тепловых и электрических нагрузках.

В дальнейшем предполагается: 1. Использование методики для формирования ценовых заявок для участия на рынке мощности и ЭЭ РК на сутки вперед и определение эффективного режима работы на балансирующем рынке ЭЭ РК.

Оптимизационные расчеты ТЭЦ-2 (восемь котлоагрегатов и шесть турбоагрегатов) по выбору состава включенного основного оборудования. 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.

В результате проделанных расчетов по распределению нагрузок между параллельно работающих турбин по данным 2018 года снижение удельного расхода на отпуск электроэнергии составил 42,2 г/кВтч. В денежном выражении это составит 720 млн. тенге.

Список использованной литературы

- 1 Коростелева Т.С. Разработка процедуры распределения затрат при формировании себестоимости энергии на ТЭЦ в рыночных условиях хозяйствования. Диссертация на соискание ученой степени кандидата экономических наук. Самара, СГАУ, 2005. С.64-65.
- 2 Султанов М.М. Оптимизация режимов работы оборудования ТЭЦ по энергетической эффективности. Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук. Москва, МЭИ, 2010. С.26-27.
- 3 Аврух А.Я. Проблемы себестоимости и ценообразования в электроэнергетике. - М.: Энергия, 1977
- 4 Трусов А.Д. Калькулирование себестоимости продукции комплексных производств. М.: Финансы и статистика, 1983.
- 5 Денисов В.Е., Кацнельсон Г.Г. О преимуществах эксергетического подхода к оценке работы ТЭЦ// Электрические станции. -1989. -№ 11.- С.7-10.
- 6 Денисов В.И. Обоснование тарифов на электрическую и тепловую энергию ТЭЦ, выводимых на Федеральный (общероссийский) оптовый рынок электрической энергии (мощности) // Электрические станции. - 1999. - № 10. - С. 18-27.
- 7 Сухарева Е.В., Лисин Е.М. Анализ проблем снижения эффективности производственно-хозяйственной деятельности ТЭЦ в условиях энергорынка. Сборник научных трудов Социальная ответственность бизнеса. - Тольятти: Изд-во ТГУ, 2014. - С. 268-277
- 8 Андреев П.А., Гринман М.И., Смолкин Ю.В. Оптимизация теплоэнергетического оборудования АЭС. - М.: Атомиздат, 1975. - 224 с.
- 9 Андриющенко А.И., Аминов Р.З. Оптимизация режимов работы и параметров тепловых электростанций. - М.: Высш. шк., 1983. - 225 с.
- 10 Андриющенко А.И., Змачинский А.В., Понятов В.А. Оптимизация тепловых циклов и процессов. - М.: Высш. шк., 1974. - 279 с.
- 11 Аракелян Э.К., Андриюшин 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.
- 12 Бабаян ДМ. Методика наивыгоднейшего распределения электрических и тепловых нагрузок между турбоагрегатами ТЭЦ. - «Изв. ВУЗов. Энергетика», 1970. - №7. - С.63-68.
- 13 Баринов В.А., Савельев В.А., Сухарев М.Г. и др. Надежность либерализованных систем энергетики // Новосибирск: Наука, 2004. - 333 с.
- 14 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.
- 15 Боровков В.М., Казаров С.А., Кутахов А.Г. Моделирование на персональном компьютере стационарных режимов работы ПТУ // М.: Теплоэнергетика, 1991. - №11. - С.58-61.
- 16 Булатов В. П. Методы погружения в задачах оптимизации. Методы

оптимизации. - Иркутск: СЭИ СО АН СССР, 1974. - С. 3-68.

17 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.

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

19 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.

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

21 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.

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

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

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

25 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.

26 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.

27 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.

28 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.

29 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.

30 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

31 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.

32 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.

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

34 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.

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

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

37 Попырин Л. С. Математическое моделирование и оптимизация теплоэнергетических установок. - М.: Энергия, 1978. - 416 с.

38 Попырин Л.С. Методика выполнения оптимизационных расчетов энергетических объектов при неоднозначности исходной информации // Теплоэнергетика, 1980. - №2. - С. 27-32.

39 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.

40 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.

41 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.