

**МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ
КАЗАХСТАН**

**НЕКОММЕРЧЕСКОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
«АЛМАТИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ЭНЕРГЕТИКИ И СВЯЗИ»**

**Институт Теплоэнергетики и теплотехники
Кафедра Тепловые энергетические установки**

«ДОПУЩЕН К ЗАЩИТЕ»

Зав. кафедрой ТЭУ, к.т.н., доцент,

_____ Кибарин А.А.

« _____ » _____ 2020 г.

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Анализ схемных решений по реконструкции ТЭЦ-1 АО «АлЭС».

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

Магистрант _____ Айдаболова Арайлым

Научный руководитель _____ к.т.н. проф. АУЭС Кибарин А.А.

Рецензент _____

Алматы 2020

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

Институт: Теплоэнергетики и теплотехники

Кафедра: Тепловые энергетические установки

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

ЗАДАНИЕ

на выполнение магистерской диссертации

Магистрант: Айдаболова Арайлым

Тема диссертации:

Анализ схемных решений по реконструкции ТЭЦ-1 АО «АлЭС»

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

Срок сдачи законченного проекта «15» июня 2019г.

Цель исследования: Анализ возможных направлений реконструкции ТЭЦ-1 в условиях совместной работы с ТЭЦ-2. Разработка наиболее целесообразных вариантов реконструкции станции с точки зрения минимизации технических рисков, обеспечения надежности энергоснабжения, невысоких капитальных затрат и наилучших финансовых показателей инвестиционных вложений.

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

1. Состояние и технико-экономические показатели работы тепломеханического оборудования ТЭЦ-1 АО «АлЭС»
2. Анализ и выбор направлений технического перевооружения ТЭЦ-1
3. Технико-экономический анализ направлений технического перевооружения ТЭЦ-1

ГРАФИК

подготовки магистерской диссертации

Наименование разделов, перечень разрабатываемых вопросов	Сроки представления научному руководителю	Примечание
Состояние и технико-экономические показатели работы тепломеханического оборудования ТЭЦ-1 АО «АлЭС»		
Структура и характеристика генерирующих мощностей ТЭЦ-1	декабрь 2018	
Технико-экономические показатели работы ТЭЦ и их анализ	январь 2019	
Особенности совместной работы ТЭЦ-1 и ТЭЦ-2 АО «АлЭС»	март 2019	
Выводы по главе. Постановка задач исследования		
Выбор направлений технического перевооружения ТЭЦ-1		
Пути повышения эффективности работы ТЭЦ-1	май 2019	
Использование паротурбинных технологий при реконструкции ТЭЦ-1	сентябрь 2019	
Использование ГТУ надстройки. Термодинамическая оценка схемы ТЭЦ-1 с ГТУ надстройкой	ноябрь 2019	
Вариант использования газотурбинной установки по схеме ПГУ ТЭЦ	декабрь 2019	
Технико-экономический анализ направлений технического перевооружения ТЭЦ-1		
Построение расчетной модели ПГУ с котлом утилизатором	март 2020	
Термодинамическая оценка схемы ПГУ с котлом утилизатором применительно к ТЭЦ-1 АО «АлЭС»	апрель 2020	
Оптимизация параметров расчетной модели и технико-экономический анализ полученных результатов	май 2020	

Дата выдачи задания «10» сентября 2018 г.

Заведующие кафедрой _____ Кибарин А.А.

Научный руководитель диссертации _____ Кибарин А.А.

Задание принял к исполнению магистрант _____ Айдаболова А.

Аннотация

Исследованы основные перспективные направления реконструкции ТЭЦ-1 АО «АлЭС», в том числе с установкой нового энергоисточника на базе газотурбинных технологий. Разработаны наиболее целесообразные варианты реконструкции станции с точки зрения минимизации технических рисков, обеспечения надежности энергоснабжения, невысоких капитальных затрат и наилучших финансовых показателей инвестиционных вложений с учетом совместной работы ТЭЦ-2 и ТЭЦ-1.

Андамна

Газ турбиналық технологиялар негізінде жаңа энергия көзін орнатумен «АлЭС» АҚ ЖЭО-1 қайта құрудың негізгі перспективалық бағыттары зерттелді. Техникалық тәуекелдерді азайту, энергиямен қамтамасыз етудің сенімділігі, аз шығындар және инвестициялардың ең жақсы қаржылық көрсеткіштері тұрғысынан станцияны кеңейтудің ең қолайлы нұсқаларын әзірлеу ЖЭО-1 қайта құрудың негізгі мақсаты болып табылады.

Abstract

The main promising areas of reconstruction of CHP-1 of JSC «AIES» were investigated, including the installation of a new energy source based on gas turbine technologies. The most appropriate options for the reconstruction of the station have been developed in terms of minimizing technical risks, ensuring the reliability of energy supply, low capital costs and the best financial indicators of investment investments, taking into account the joint work of CHP -2 and CHP-1.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	6
1 Состояние и технико-экономические показатели работы тепломеханического оборудования ТЭЦ-1 АО «АлЭС».....	8
1.1 Структура и характеристика генерирующих мощностей ТЭЦ-1	8
1.1.1 Общая характеристика ТЭЦ -1 АО «АлЭС».....	8
1.1.2 Характеристика основного оборудования ТЭЦ-1 АО «АлЭС»...	9
1.2 Техничко-экономические показатели работы ТЭЦ и их анализ....	11
1.3 Особенности совместной работы ТЭЦ-1 и ТЭЦ-2 АО «АлЭС»..	18
1.4 Прогноз спроса и предложения электрической и тепловой энергии.....	20
1.5 Выводы по главе. Постановка задач исследования.....	23
2 Выбор направлений технического перевооружения ТЭЦ-1	26
2.1 Пути повышения эффективности работы ТЭЦ-1.....	26
2.2 Использование паротурбинных технологий при реконструкции ТЭЦ-1.....	26
2.3 Вариант использования газотурбинной установки по схеме ПГУ ТЭЦ.....	28
2.3 Реконструкция ТЭЦ-1 ГТУ надстройкой по схеме ГТУ+КУВ...	35
3 Техничко-экономический анализ направлений технического перевооружения ТЭЦ-1.....	42
3.1 Выбор технологии и вариантная база оборудования.....	42
3.1.1 Турбина LM2500+G4 производства «General Electric».....	43
3.1.1 Турбина SGT-700 производства «Siemens».....	46
3.1.3 Анализ основных показателей работы газовых турбин.....	48

3.2	Построение расчетной модели ПГУ с котлом утилизатором.....	51
3.3	Технико-экономическая и финансовая оценка варианта ГТУ ТЭЦ с газовыми турбинами Сименс	55
	Заключение.....	64
	Список литературы.....	67

Введение

В настоящее время ТЭЦ-1 АО «АлЭС» для производства электрической и тепловой энергии использует природный газ. Природный газ считается экологически чистым топливом, но его стоимость значительно выше угля, поэтому поиск путей повышения энергоэффективности работы ТЭЦ-1 является актуальной задачей. Существующее оборудование ТЭЦ, которая работает на тепловом потреблении физически и морально устарело. Для решения вопросов энергосбережения, снижения выбросов вредных веществ использование передовых, а именно газотурбинных и парогазовых технологий, является приоритетным, особенно реконструируемых ТЭЦ и котельных. Эти технологии характеризуются: высокой термической эффективностью; хорошими маневренными и экологическими характеристиками; высокой надежностью и относительно низкой стоимостью продукции.

Актуальность темы исследования.

ТЭЦ-1 АО «АлЭС» осуществляет производство электроэнергии и тепла, в настоящее время является одним из основных источников теплоснабжения г.Алматы, а также является одним из основных источников производства электроэнергии Алматинского энергоузла.

Использование дорогого топлива на устаревшем энергетическом оборудовании, имеющем наработку, близкую к предельной, недостаточно эффективно. По этой причине остро стоит вопрос модернизации ТЭЦ-1 с установкой нового энергетического оборудования на базе газотурбинных технологий.

Цель работы: Исследование основных перспективных направлений развития Алматинской ТЭЦ-1 с установкой нового энергооборудования на базе газотурбинных технологий, выбор оптимальных схемных решений с целью обновления оборудования и повышения энергоэффективности.

Задачи работы:

- оценка состояния и технико-экономических показателей работы тепломеханического оборудования ТЭЦ-1 АО «АлЭС»;
- исследование экологически перспективных направлений развития ТЭЦ-1 с целью получения рекомендаций по выбору параметров процессов и характеристик оборудования;
- технико-экономическая оценка схем ПГУ ТЭЦ и ГТУ ТЭЦ с котлом утилизатором применительно к ТЭЦ-1 АО «АлЭС»

Методы исследования. Анализ технологий по повышению эффективности систем теплоснабжения в современных условиях.

Моделирование тепловых схем ПГУ и ГТУ надстроек при помощи системы автоматизации расчетов MathCAD, технико-экономическая оценка полученных результатов.

Полученные результаты, их новизна, практическая значимость

На основе анализа состояния оборудования ТЭЦ-1 и режимов работы станции, сделаны выводы о необходимости вывода из работы части оборудования и реконструкции ТЭЦ с установкой нового современного оборудования, для повышения эффективности и надежности теплоснабжения, а также снижения воздействия ТЭЦ-2 на экологию региона. Проведен анализ тепловых схем ПГУ и ГТУ надстроек для реконструкции ТЭЦ-1. Выполнено построение расчетных моделей ПГУ и ГТУ надстройки с котлом утилизатором, проведена технико-экономическая оценка реконструируемой схемы ТЭЦ-1. Практическая ценность заключается в полученной расчетной оценке эффективности реконструкции АТЭЦ-1, которая может быть использована как на проектируемых энергетических объектах, так и на действующих, в рамках их реконструкции.

Личное участие автора: собраны исходные данные, выполнен анализ, выполнено аналитическое исследование по построению расчетной модели ГТУ надстройки с котлом утилизатором, выполнены расчеты и технико-экономический анализ полученных результатов.

Публикации по теме диссертации:

Результаты работы были доложены на научно-практической конференции магистрантов на кафедре ТЭУ АУЭС в 2019 г. По теме диссертации опубликована статья в сборнике международной конференции:

Сейдалиева А.Б., Айдаболова А.С., Жекенов Е.Л. Технико-экономическая оценка модернизации ТЭЦ-1 ГТУ надстройкой// OPEN INNOVATION: сборник статей XII Международной научно-практической конференции. –Пенза: МЦНС «Наука и Просвещение». –2020. –С.39-44

Структура и объем работы: Диссертация состоит из введения, 3 глав, заключения, списка литературы из ___ наименований, ___ таблиц, ___ рисунков.

1 Состояние и технико-экономические показатели работы тепломеханического оборудования ТЭЦ-1 АО «АлЭС»

1.1 Структура и характеристика генерирующих мощностей ТЭЦ-1

1.1.1 Общая характеристика ТЭЦ -1 АО «АлЭС»

ТЭЦ-1 АО «АлЭС» является старейшей станцией в городе Алматы, начало строительства станции проходило в 30-х годах прошлого века. На сегодняшний день станция является одним из основных энергогенерирующих комплексов АО «АлЭС» в городе Алматы.

На сегодняшний момент генерация электрической и тепловой энергии производится на станции посредством шести паровых энергетических котлов типа БКЗ-160-100Ф и трех паровых турбин (две турбины типа ПТ60-90/13 и турбина Р25-90/18). В пиковом режиме работает водогрейная часть – семь водогрейных котлов типа ПТВМ-100. Дымовые газы от котлов отводятся через две дымовые трубы высотой по 80 м и диаметром устья 4,3м.

Установленная электрическая мощность ТЭЦ-1 АО «АлЭС» составляет 145 МВт. Средняя располагаемая электрическая мощность за 2019 год составила 95 МВт. Установленная тепловая мощность станции составляет 1203 Гкал/ч, в том числе турбинных установок - 503 Гкал/ч, пиковая водогрейная котельная - 700 Гкал/ч. Расчетная располагаемая тепловая мощность ТЭЦ-1 составляет, при сжигании газа - 1090 Гкал/ч, в том числе мощность турбинных установок - 460 Гкал/ч, ПВК - 630 Гкал/ч.

Ограничение тепловой мощности станции вызваны недостатком паровой мощности котлов, недозагруженностью турбин, работающих на полном тепловом потреблении в режиме ухудшенного вакуума.

Выработка электроэнергии ведется тремя электрическими генераторами, с распределением через распределительные устройства 110 кВ, 35кВ и 6кВ.

Тепловая схема ТЭЦ-1 по пару, воде выполнена с поперечными связями. Конденсатор демонтированной турбины ст.№7 используется в качестве теплообменника для охлаждающей воды маслоохладителей турбин ст.№8-10.

Исходной водой для подпитки котлов и теплосети является вода Талгарского водовода. Сырая вода питьевого качества поступает по двум водоводам (Д_у 1000 мм) и насосами технической воды подается на охлаждение конденсаторов турбин № 7,9,10. Подогретая вода поступает на ХВО. С 2015 года включена в работу дополнительная схема забора воды из подземного водозабора, на территории станции пробурены две скважины (150 м), оборудованные погружными насосами и промежуточной емкостью 200 м³, насосные перекачивающие установки. Подготовка подпиточной воды для питания паровых котлов производится по схеме химического обессоливания.

Производительность установки 330 м³/ч. В химическом цехе имеется конденсатоочистка для умягчения на натрий-катионитовых фильтрах стационарного конденсата. Отработанный конденсат направляется на питание паровых котлов. Производительность конденсатоочистки – 80м³/ч. Установка по подпитке теплосети, состоит из вакуумных деаэраторов, установленных на площадке ТЭЦ на металлоконструкциях без укрытия, баков аккумуляторов – 2 по 5000м³, подпиточной насосной, расположенной в отдельном здании. На территории имеются коллекторные сетевых трубопроводов. Подогрев сетевой воды производится параллельно в основных и пиковых сетевых подогревателях, установленных в машинном зале главного корпуса и получающих пар от отборов турбин и от РОУ, и в водогрейных котлах. Схема подачи сетевой воды двухступенчатая: основные сетевые насосы расположены в машинном зале, сетевые насосы второго подъема установлены в отдельном здании повысительной насосной.

На территории станции есть действующие железнодорожные пути, ранее по ним производилась поставка угля, для разгрузки функционировал вагоноопрокидыватель, с размораживающим устройством. Открытый склад угля рассчитан на хранение 250 тыс. тонн угля. Схема золошлакоудаления по проекту на ТЭЦ была предусмотрена оборотной, гидравлической, с совместным удалением золы и шлака. Действовали сооружения гидрозолошлакоудаления: 2-х секционный золошлакоотвал овражного типа, насосная станция осветленной воды, золошлакопроводы, трубопровод осветленной воды. В данный момент система подачи, хранения, подготовки угля и система золошлакоудаления не функционируют.

Мазут на ТЭЦ-1 поступает с нефтеперерабатывающих заводов в цистернах. Склад мазута состоит из 2-х резервуаров хранения 2 по 10000м³ и двух расходных резервуаров 2 по 2000м³.

Газовое топливо поступает по газопроводу в газораспределительный пункт и затем подводится к энергетическим и водогрейным котлам.

ТЭЦ-1 работает по тепловому графику, при отсутствии теплового потребления становится невозможным использование турбоустановок №9-10 для выработки электроэнергии. На сегодняшний день станция работает только в отопительный сезон и на летний период останавливается. Существующая схема пиковой водогрейной котельной – одноконтурная и предполагает, что водогрейные котлы могут работать только в пиковом режиме.

1.1.2 Характеристика основного оборудования ТЭЦ-1 АО «АлЭС»

Общие сведения об основном оборудовании ТЭЦ-1 представлены в таблицах 1.1-1.3.

Таблица 1.1 – Характеристика паровых турбин ТЭЦ-1

Тип турбины	Завод изготовитель	Год ввода/наработка на 01.01.2019 г	Давление кгс/см ²	Температура пара, град.С	Мощность, МВт
Р-25 90/18	ХТГЗ	1996/104872	90	535	25
ПТ-60-90/13	ЛМЗ	1970/ 308415	90	535	60
ПТ-60-90/13	ЛМЗ	1970/297076	90	535	60

Таблица 1.2 – Характеристика паровых котлов ТЭЦ-1

№	Тип оборудования	Год ввода/наработка на 01.01.2019 г	Номинальная производительность, т/ч / Гкал/ч	Проектное/ фактическое топливо	КПД «брутто» по данным последних испытаний %
№8	БКЗ-160-100Ф	1960/311537	160/98	Уголь/газ	93,63
№9	БКЗ-160-100Ф	1961/314757	160/98	Уголь/газ	92,24
№10	БКЗ-160-100Фс	1969/287957	160/98	Уголь/газ	92,86
№11	БКЗ-160-100Фс	1970/286165	160/98	Уголь/газ	92,45
№12	БКЗ-160-100Фс	1971/287158	160/98	Уголь/газ	93,14
№13	БКЗ-160-100Фс	1972/278306	160/98	Уголь/газ	93,92

Таблица 1.3 – Характеристика водогрейных котлов ТЭЦ-1

№	Тип оборудования	Год ввода/наработка на 01.01.2019 г	Производительность, проектн./факт., Гкал/ч	Давление, раб./факт. МПа	Проектное топливо
№1	ПТВМ-100	1966/101945	100 / 90	2,5 / 1,2	Мазут
№2	ПТВМ-100	1967/108018	100 / 90	2,5 / 1,2	Мазут
№3	ПТВМ-100	1969/91057	100 / 90	2,5 / 1,2	Мазут
№4	ПТВМ-100	1970/80511	100 / 90	2,5 / 1,2	Мазут
№5	ПТВМ-100	1976/65130	100 / 90	2,5 / 1,2	Мазут
№6	ПТВМ-100	1976/65694	100 / 90	2,5 / 1,2	Мазут
№7	ПТВМ-100	1979/52853	100 / 90	2,5 / 1,2	Мазут

Как видно из представленных в таблицах 1.1-1.3 данных, паровые турбины ПТ-60-90/13 выработали свой ресурс. Паровые котлы №8,9 также выработали свой ресурс, у остальных энергетических котлов наработка составляет 90 %. Установленные на станции паровые котлы физически и

морально устарели. Не газоплотное исполнение топки и конвективных поверхностей нагрева приводит к повышенным присосам в топку и газоходы паровых котлов. Водогрейные котлы, №1,2 выработали свой парковый ресурс.

1.2 Техничко-экономические показатели работы ТЭЦ и их анализ

К экономическим показателям работы котельной установки относятся КПД брутто и нетто, удельный расход условного топлива на выработку отпускаемого пара (тепла) и удельный расход электроэнергии на собственные нужды котельной установки. Себестоимость тепла или пара складывается из переменных и постоянных расходов. К переменным относятся расходы, пропорциональные количеству вырабатываемого тепла или пара - топливо, вода, электроэнергия [1, 2, 3].

Основной составляющей себестоимости тепла или пара являются издержки на топливо, которые зависят от его удельного расхода на единицу теплоты. Топливная составляющая может иметь значительный перевес по отношению к другим затратам на производство тепла или пара.

Котлоагрегаты, введенные более тридцати лет назад, удовлетворяют технологические потребности в теплоносителях, но их автоматика морально и физически устарела, отсутствуют приборы контроля состава уходящих дымовых газов.

Перерасход топлива и энергии на тягу и дутьё на котлах ТЭЦ-1 обусловлен следующими причинами:

- контроль правильности соотношения топливо-воздух в горелках ведётся с ошибкой по косвенным параметрам: давлению воздуха и газа, яркости факела, температуре воздуха, цвету пламени (дыма);
- неконтролируемые колебания параметров воздуха, изменение нагрузки и присосов, состояние горелок;
- использование режимных карт с завышенной подачей воздуха, что приводит к повышенным потерям тепла с уходящими газами, перерасходу топлива и электроэнергии на тягу и дутьё, т.к. потребляемая электродвигателями вентиляторов и дымососов мощность имеет кубическую зависимость от расхода.

Для эффективного и качественного сжигания топлива должно быть точно сбалансировано соотношение «топливо - воздух», для чего требуется внедрение на тепловых станциях стационарных газоанализаторов, контролирующих состав уходящих газов. Недостаток воздуха при горении вызывает неполное сгорание и, как следствие, перерасход топлива. Избыток воздуха также приводит к перерасходу топлива на нагрев лишнего воздуха в

составе уходящих газов. В обоих случаях сжигание топлива сопровождается повышенным выбросом в атмосферу вредных выбросов.

Уменьшение коэффициента избытка воздуха, помимо снижения потерь теплоты с уходящими газами, является эффективным методом подавления образования оксидов азота. Это достигается только регулированием без удорожания технологического оборудования и усложнения конструкции горелочных устройств.

Путем простой регулировки соотношения топливо-воздух на котлах достигается экономия топлива равная до 1 - 2% и более.

Показатели энергоэффективности котельных агрегатов ТЭЦ-1 в 2017-2018 годах представлены в таблицах 1.4-1.5.

Таблица 1.4 - Показатели энергоэффективности котельных агрегатов ТЭЦ-1 в 2017 году

	Ед.изм.	К-8	К-9	К-10	К-11	К-12	К-13	ТЭЦ-1
КПД котла брутто по обратному балансу	%	93,82	92,82	92,26	92,53	91,53	92,73	92,50
КПД котла брутто по прямому балансу	%	92,55	92,71	92,52	92,39	92,30	92,43	92,45
Удельный расход условного топлива на тонну выработанного пара данных параметров	т/т	0,0933	0,0931	0,0933	0,0932	0,0937	0,0931	0,9933
Удельный расход условного топлива на выработку тепла котлом	тут/Гкал	0,1544	0,1541	0,1544	0,1546	0,1548	0,1546	0,1545
Коэффициент использования тепловой мощности котлов	%	89,62	89,95	89,00	91,19	89,14	89,85	89,79

Таблица 1.5- Показатели энергоэффективности котельных агрегатов ТЭЦ-1 в 2018 году

	Ед.изм.	К-8	К-9	К-10	К-11	К-12	К-13	ТЭЦ-1
КПД котла брутто по обратному балансу	%	92,79	91,51	90,79	90,70	90,21	91,43	90,90
КПД котла брутто по прямому балансу	%	90,27	90,82	90,98	90,93	90,94	90,87	90,80
Удельный расход условного топлива на тонну выработанного пара данных параметров	т/т	0,0958	0,0941	0,0944	0,0952	0,0952	0,0943	0,0948

	Ед.изм.	К-8	К-9	К-10	К-11	К-12	К-13	ТЭЦ-1
Удельный расход условного топлива на выработку тепла котлом	тут/Гкал	0,1582	0,1573	0,1570	0,1571	0,1571	0,1572	0,1573
Коэффициент использования тепловой мощности котлов	%	91,93	88,05	88,37	87,43	87,37	88,87	88,67
Число часов использования установленной производительности котлов	час	1502	2441	3640	4150	3708	2963	3067

КПД нетто по каждому котельному агрегату на ТЭЦ-1 не определяется. КПД нетто определяется в целом по группе котельных агрегатов. Данные по КПД нетто и КПД брутто представлены на рисунке 1.1.

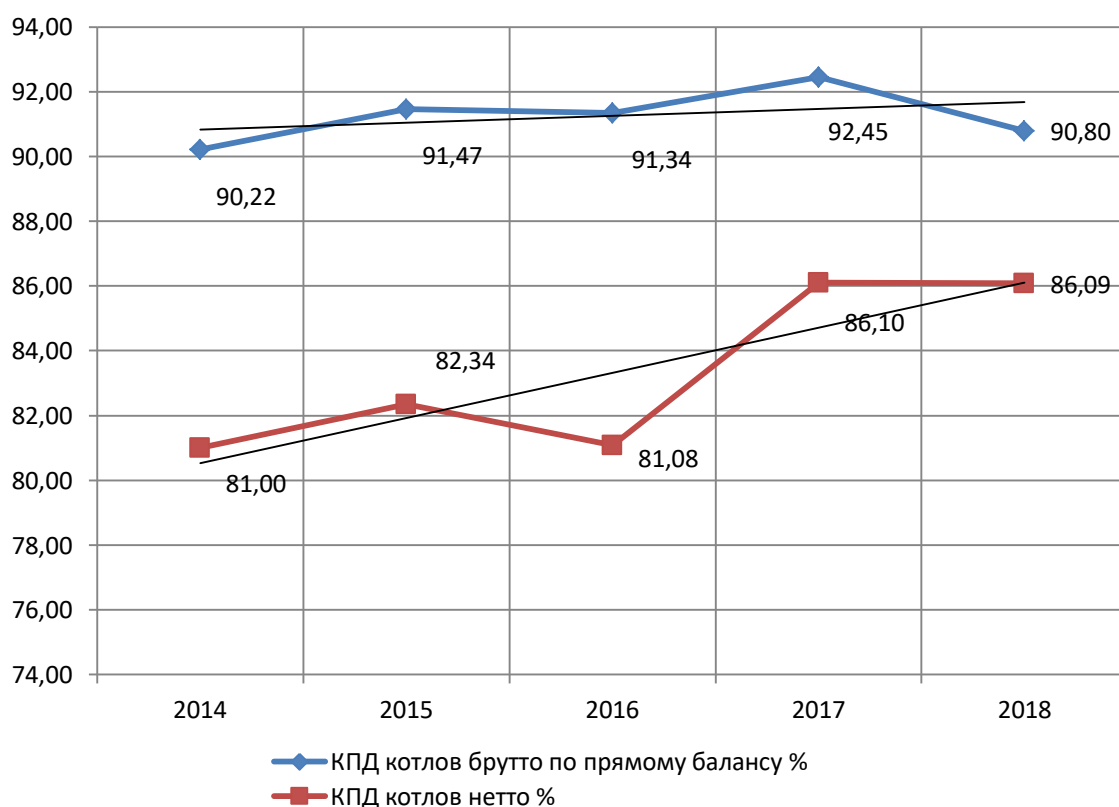


Рисунок 1.1 - Динамика изменения среднего по ТЭЦ-1 КПД котельных агрегатов

Как видно из рисунка 1.1 в последние годы сократилась разница между КПД брутто и нетто, что связано с полным переходом на сжигание газа и сокращением расходов энергии на собственные нужды.

В качестве основных показателей экономного использования энергии для паровых турбин приняты удельный расход теплоты брутто, кДж/(кВт·ч) ккал/(кВт·ч) и удельный расход пара, кг/(кВт·ч).

Показатели энергоэффективности теплофикационных и конденсационных паровых турбин зависят от их режимов работы [4].

Расчет показателей энергоэффективности паровых турбин ТЭЦ-1 за 2017-2018 годы представлены в таблицах 1.6-1.7.

Таблица 1.6 - Показатели энергетической эффективности турбин ТЭЦ-1 в 2017 году

Показатели	Ед.изм.	Т-8	Т-9	Т-10	Всего по турбинам
		Р-25-90/18	ПТ-60-90/13	ПТ-60-90/13	
Выработка электроэнергии	тыс.кВтч	11 976	184 992	188 039	385 007
Средняя электрическая нагрузка	МВт	8,9	45,1	49,9	
Средняя тепловая нагрузка:					
суммарная	Гкал/час	38556	664907	575848	1307182
производственного отбора	Гкал/час	38556	298275	273440	610271
теплофикационного отбора	Гкал/час	0	277717	258591	536308
за счет ухудшенного вакуума	Гкал/час	0	88915	43817	132732
РОУ	Гкал/час	-	-	-	27871
Удельный расход тепла «брутто» на турбину	ккал/кВтч	826	776	774	-
Удельный расход тепла «нетто» на турбину	ккал/кВтч	845	794	792	-
Число часов в работе	час	1 346	4 102	3 771	9 219

Таблица 1.7 - Показатели энергетической эффективности турбин ТЭЦ-1 в 2018 году

Показатели	Ед.изм.	Т-8	Т-9	Т-10	Всего по турбинам
		Р-25-90/18	ПТ-60-90/13	ПТ-60-90/13	
Выработка электроэнергии	тыс.кВтч	17 146	176 797	191 682	385 625
Средняя электрическая нагрузка	МВт	10,4	44,9	47,0	
Средняя тепловая нагрузка:					
суммарная	Гкал/час	183 117	573 987	561 737	1 318 841
производственного отбора	Гкал/час	183 117	445 206	488 721	1 117 044
теплофикационного отбора	Гкал/час	0	70 981	56 619	127 600
за счет ухудшенного вакуума	Гкал/час	0	57 800	16 397	74 197
РОУ	Гкал/час	-	-	-	-
Удельный расход тепла «брутто» на турбину	ккал/кВтч	863	718	863	804
Удельный расход тепла «нетто» на турбину	ккал/кВтч	886	737	649	725
Число часов в работе	час	1 653	3 935	4 078	9 666

Как видно из представленных данных показатели энергоэффективности паровых турбин ТЭЦ-1 достаточно стабильны. Среднегодовой удельный расход тепла брутто на турбину находится на уровне 824-1080 ккал/кВтч. Расхождения в показателях не превышают 2,4 %. Это свидетельствует о том, что ТЭЦ-1 проводит мероприятия по поддержанию уровня эффективности работы турбин.

Показатели энергоэффективности по ТЭЦ-1 за 2018 г. представлены в таблице 1.8.

Таблица 1.8 - Показатели энергоэффективности ТЭЦ-1 за 2018 год

№	Показатели	Ед.изм.	Обозн.	формула, источник	2018
1	Выработано электроэнергии	тыс.кВтч	W	6-ТП	385625
2	в т.ч. по теплофикационному циклу	тыс.кВтч	W _{тф}	3-тех	385625
3	Отпуск электроэнергии с шин	тыс.кВтч	W _о	6-ТП	276683
4	Выработано тепловой энергии	Гкал	Q	6-ТП	1318841,0
5	Отпуск тепловой энергии с коллекторов	Гкал	Q _{от}	6-ТП	1301964,4
6	Расход условного топлива, всего	тонн	B	6-ТП	257801
7	Расход топлива на выработку электроэнергии	тонн	B _э	kэB	44933,3
8	Расход топлива на выработку тепловой энергии	тонн	B _{тэ}	(1-kэ)B	212867,7
9	Удельный расход топлива на отпуск электроэнергии	г/кВтч	bэ	Bэ/W _о норма	162,4
10	Удельный расход топлива на отпуск тепловой энергии	кг/Гкал	bтэ	Bтэ/Q норма	163,5
11	Выработка электроэнергии, приведенная к теплу	Гкал	W _q	0,86W	331637,5
12	Отпуск электроэнергии, приведенной к теплу	Гкал	W _{оq}	0,86W _о	237947,4
13	Общая выработанная энергия	Гкал	Q _{ов}	Q+W _q	1650478,5
14	Общая отпущенная энергия	Гкал	Q _{оо}	Q _о +W _{оq}	1539911,8
15	КПД ТЭЦ по отпуску электроэнергии	%	ηэ	100*0,123/bэ	75,7
16	КПД ТЭЦ по отпуску тепловой энергии	%	ηтэ	143/bтэ	87,46
17	КПД ТЭЦ использования тепла топлива по выработке ЭЭ и ТЭ	%	ηт	100*Q _{ов} /BQ _{нр}	91,4
18	КПД ТЭЦ использования тепла топлива по отпуску ЭЭ и ТЭ	%	ηто	100*Q _{оо} /BQ _{нр}	85,3
19	Удельная выработка ЭЭ на базе теплового потребления	МВтч/Гкал	w	W _{тф} /Q	0,29
20	Доля выработанной электроэнергии от общей	%	β	100*W _q /Q _{ов}	20,09

№	Показатели	Ед.изм.	Обозн.	формула, источник	2018
21	Расход электроэнергии на собственные нужды	тыс.кВтч	ΔW	$W - W_0$	108942
22	Относительный расход электроэнергии на СН	%	$W_{сн}$	$100 * \Delta W / Q_{00}$	7,07
23	Расход электроэнергии на СН на выработку электроэнергии	тыс.кВтч	$W_{снээ}$	$kэ \Delta W$	18988
24	Расход электроэнергии на СН на отпуск тепловой энергии	тыс.кВтч	$W_{снтэ}$	$(1 - kэ) \Delta W$	89954
25	Удельный расход электроэнергии на СН по отпуску ЭЭ	%	$w_{снээ}$	$W_{снээ} / W_0$	6,86
				план	
26	Удельный расход электроэнергии на СН по отпуску ТЭ	кВтч/Гкал	$w_{снтэ}$	$W_{снтэ} / Q_0$	69,1
				план	
27	Коэффициент использования электрической мощности	%	КИУМэ	$100W / N_{уст8760}$	30,36
28	Коэффициент использования тепловой мощности	%	КИУМтэ	$100Q / Q_{уст8760}$	12,5
29	Расход натурального угля	тонн	$Вн$	3-тех	35022,54
30	теплота сгорания	ккал/кг	$Q_{нр}$	3-тех	5385
31	зольность рабочая	%	$Ар$	3-тех	24,4
32	влажность рабочая	%	$Wр$	3-тех	8,7
33	Расход природного газа	тыс.нм ³	$Вг$	3-тех	193343,488
34	теплота сгорания	ккал/м ³	$Q_{сг}$	3-тех	8121
35	Расход мазута	тонн	$Вм$	3-тех	4629,04
36	теплота сгорания мазута	ккал/кг	$Q_{нр}$	3-тех	9 875
37	влажность мазута	%	$Wр$	3-тех	2,0

Динамика изменения основных технико-экономических показателей ТЭЦ-1 показывает, что в последние годы загрузка станции по тепловой энергии стабильная, с некоторым ростом до 130,196 тыс.Гкал в 2018 году. Также наблюдается некоторый рост выработки и отпуска электрической энергии, пик приходится на 2017 год, когда было отпущено 286,54 млн.кВт*ч. В таблице 1.9 представлена динамика технико-экономических показателей ТЭЦ-1 за период 2017-2018 год.

Таблица 1.9 - Динамика изменения основных технико-экономических показателей ТЭЦ-1

№	Наименование величин	2017 год	2018 год
1	Годовая выработка электроэнергии, тыс.кВт*ч	385007	385625
2	Отпуск электроэнергии с шин, тыс. кВт*ч	286540	276683
3	Отпуск тепловой энергии всего, Гкал	1277147,86	1301964,4
4	Расход условного топлива всего, т.у.т	252803	257801

5	Удельный расход условного топлива:		
	а) на отпуск электроэнергии, гр/кВт*ч	160,9	162,4
	б) на отпущенное тепло, кг/Гкал	161,8	163,5
6	КПД котлов «брутто», %	92,5	90,9
7	КПД котлов «нетто», %	86,1	86,1
8	Уд. расход тепла «брутто» на турбины, ккал/кВт*ч	792	804
9	Уд. расход тепла «нетто» на турбины, ккал/кВт*ч	810	820
10	Расход электроэнергии на теплофикационную установку, кВт*ч /Гкал	40,9	47,8

На рисунке 1.2 представлены данные по динамике изменения коэффициента эффективности использования установленной электрической мощности ТЭЦ-1.

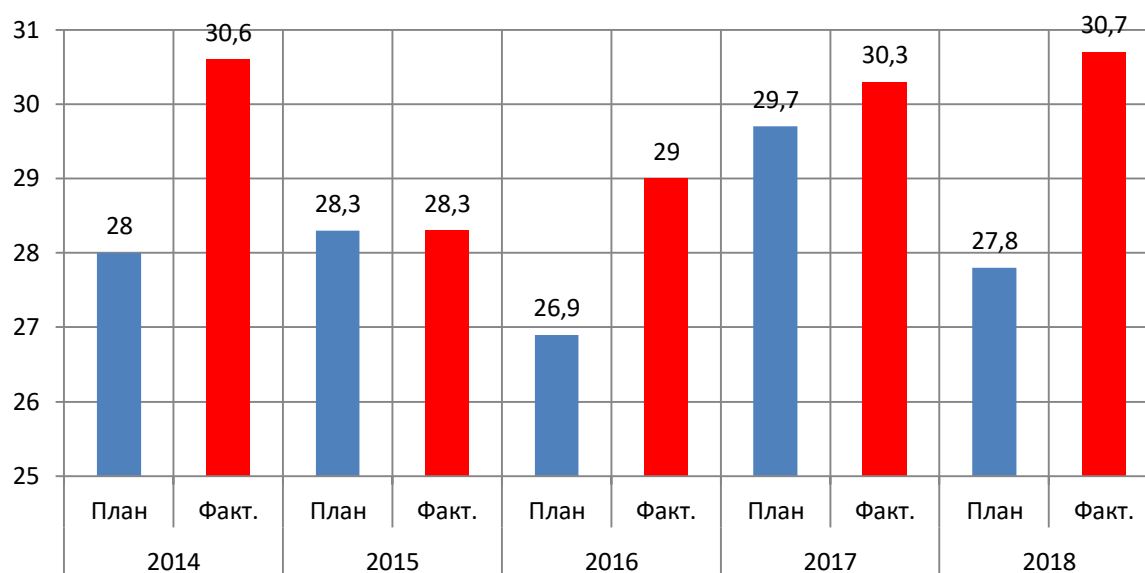


Рисунок 1.2 - Динамика изменения коэффициента использования установленной мощности в 2014-2018 году

Фактический коэффициент использования установленной электрической мощности составляет порядка 28,3-30,7 %. В 2018 году он достиг 30,7 %, а в 2017 году коэффициент использования установленной электрической мощности составил 30,3 %. Как видно, коэффициент использования установленной мощности значительно не меняется. Это связано с тем, что участие ТЭЦ-1 в покрытии электрического максимума нагрузки ограничено спецификой работы турбин. Турбины работают на полном тепловом потреблении по тепловому графику. В часы максимума станция лишь незначительно может увеличить электрическую нагрузку за счет увеличения величины подпитки теплосети или изменяя нагрузку отборов турбин.

Максимум электрической и тепловой нагрузки приходился на 2018 год. Данные по максимальным электрическим и тепловым нагрузкам представлены на рисунке 1.3.

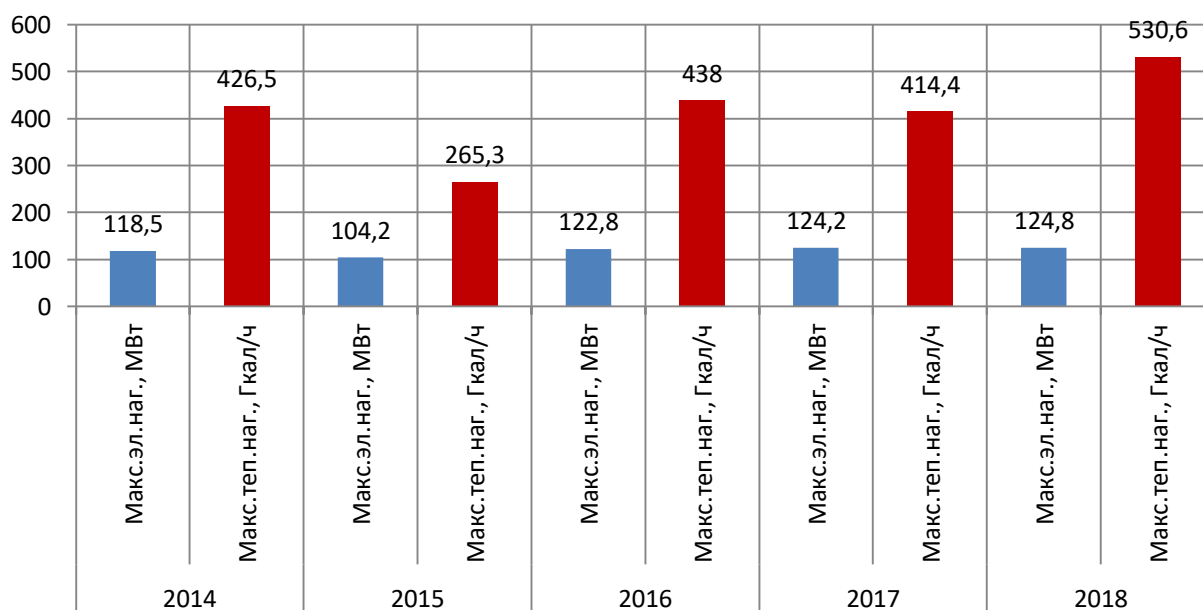


Рисунок 1.3 - Динамика максимальных нагрузок

Как видно из представленных данных использование электрической и тепловой мощности ТЭЦ-1 находится на уровне 30 %. При этом исходя из того, что ТЭЦ-1 работает по тепловому графику удельные расходы топлива по отпуску электроэнергии и тепла достаточно низкие. В часы максимума станция лишь незначительно может увеличить электрическую нагрузку за счет увеличения величины подпитки теплосети или изменяя нагрузку отборов турбин. Недостаток теплового потребления и ограниченная подпитка теплосети приводят к ограничению электрической нагрузки турбин и, соответственно, к ограничению выработки электроэнергии.

1.3 Особенности совместной работы ТЭЦ-1 и ТЭЦ-2 АО «АлЭС»

Действующая система теплоснабжения г. Алматы, являющаяся одним из основных и самых сложных объектов инженерной инфраструктуры города, представлена тремя направлениями:

1) Централизованное теплоснабжение на базе теплофикации (комбинированная выработка электро- и теплоэнергии) от энергоисточников АО «АлЭС» (ТЭЦ-1, ТЭЦ-2 и ЗТК - Западная тепловая котельная) - 54 % от общей тепловой нагрузки города в горячей воде;

2) централизованное теплоснабжение от крупных районных котельных:

- Южная зона ЦТ - Южная районная котельная, Юго-восточная районная котельная, "Орбита" - 12% от общей тепловой нагрузки в горячей воде;

- Северная зона ЦТ и Западная часть города - Северо-восточная котельная (СВК) и новая котельная в Алатауском районе «Аккент» (ТОО «АТКЭ») - 2% от общей тепловой нагрузки города в горячей воде;

3) децентрализованное теплоснабжение от индивидуальных источников теплоснабжения (промышленных, коммунальных котельных, автономных систем отопления и отопительных печей) - 32% от общей тепловой нагрузки в горячей воде.

Зонирование территории г. Алматы по действующим системам теплоснабжения: зона теплофикации (зона обслуживания АО «Алматинские электрические станции». АО «Алматинские тепловые сети», ЗТК), зоны централизованного теплоснабжения от районных котельных и зоны децентрализованного теплоснабжения.

Теплоснабжение в зоне теплофикации осуществляется на базе двух ТЭЦ (ТЭЦ-1 и ТЭЦ-2), а также двух районных котельных (ЗРК, НЗК), объединенных в Западный тепловой комплекс (ЗТК). Тепловые сети зоны теплофикации представляют собой крупную многокольцевую систему, в которой источники тепла ТЭЦ-1, ТЭЦ-2 и ЗТК работают на общие тепловые сети. Фактический график отпуска тепла ТЭЦ-1 составляет 132/70°С. Система подключения потребителей горячего водоснабжения – открытая.

ТЭЦ-1, расположенная в центральной части города Алматы, обеспечивает теплом весь Восточный тепловой район города и часть Центрального. Отпуск тепла с горячей водой от ТЭЦ-1 осуществляется по 8 тепломагистралям.

ТЭЦ-2, включенная с сентября 2012 г. в городскую черту (ранее территория ТЭЦ-2 находилась в 6 км от городской черты), обеспечивает около 27% суммарной тепловой нагрузки в зоне теплофикации и выдает электроэнергию в объединенную энергосистему. ТЭЦ-2 работает в базовом режиме совместно с Западным тепловым комплексом (ЗТК), работающим в пиковом режиме. Отпуск тепла от ТЭЦ-2 осуществляется на ЗТК в виде горячей воды по двум тепломагистралям Ду 800 мм и Ду 1000 мм, работающим по однотрубной схеме. В 2013 году на ТЭЦ-2 введена в эксплуатацию новая пиковая бойлерная. Ввод новой бойлерной позволил передать по тепломагистрали ТЭЦ-2 - ТЭЦ-1 избытки тепловой мощности ТЭЦ-2 (до 220 Гкал/час) на ТЭЦ-1, сократить сжигание на ТЭЦ-1 более дорогого газа и снизить нагрузку на окружающую среду от ТЭЦ-1.

ЗТК (котельные Западного теплового комплекса) расположены в промышленной зоне Ауэзовского района в центре тепловых нагрузок. Размещение этого крупного теплоисточника, используемого для работы в пиковом режиме совместно с ТЭЦ-2, благоприятно с точки зрения обеспечения тепловых нагрузок Западной части города. Выдача тепла от ЗТК потребителям производится через Центральный тепловой распределительный

пункт (ЦТРП), построенный в 1982 году на территории ЗРК, который обеспечивает прием воды ТЭЦ-2 и обратной воды зоны теплофикации ТЭЦ-2 и ЗТК, а также подачу сетевой воды через водогрейные котлы ЗРК и НЗК (или помимо водогрейных котлов) потребителям.

Располагаемая тепловая мощность источников (ТЭЦ-1, ТЭЦ-2, ЗТК) (на конец 2019 года) составила 2 565 Гкал/ч.

Анализ перспективных электрических нагрузок и развития электрических сетей г. Алматы показал, что мощность ТЭЦ-1 должна быть не менее 70-90 МВт. При этом значительного роста тепловых нагрузок с учетом совместной работы с ТЭЦ-2 не предполагается.

1.4 Прогноз спроса и предложения электрической и тепловой энергии

Город Алматы - самый крупный город Республики Казахстан. Несмотря на утрату статуса политико-административной столицы, город является культурным и финансово-экономическим центром Республики Казахстан и имеет высокую инвестиционную привлекательность и приобретает деловой имидж мегаполиса международного значения.

Алматы характеризуется довольно сложной экологической ситуацией из-за своего расположения в предгорной котловине. Как и имеющие подобные характеристики рельефа Афины и Лос-Анджелес, Алматы страдает из-за сильной загазованности воздуха, дефицита строительных площадок в городской черте, стремления населения жить ближе к центру города, а не на его окраинах, некоторой перенаселённости, массовой миграции сельского населения в город и др.

Основными предпосылками для дальнейшего развития города являются:

- стабилизация общей социально-экономической ситуации в республике и г.Алматы;
- возможности г.Алматы по обеспечению интенсивного развития всей агломерации и получение на этой основе мощного мультипликативного эффекта;
- достаточность трудовых ресурсов для решения намечаемых задач развития экономики города и прилегающих территорий;
- сосредоточение в городе значительной части деловых, финансовых и научных структур, представительств международных организаций;
- наличие развитой инфраструктуры туристского бизнеса, которая в совокупности с рекреационным потенциалом Алматинской области составляет реальную базу для создания современной индустрии туризма.

Алматы обладает наибольшим инвестиционным потенциалом и формирует более 18% общереспубликанского потенциала, имеет большой отрыв от всех остальных регионов по этому показателю. В отраслевой структуре ВРП преобладают сферы услуг (без торговли) - 31,5%, торговли -

31,6%, транспорта и складирования - 5,6% , информации и связи -10,1 %. На долю промышленности приходится - 5,5%, строительства - 3,8%.

Прирост ВРП в реальном выражении практически в два раза опережающий республиканский прирост, усилил и без того ведущие позиции города в производственном потенциале.

В настоящее время город находится в фазе стабильного экономического роста. Нарастают объемы промышленного производства, создается инновационная инфраструктура, растут объемы инвестиций в капитальное строительство.

Имея мощный производственный потенциал со сформированными самостоятельными субъектами рынка, наличием значительного количества иностранных партнеров и совместных производств с высоким научно-техническим, кадровым и финансовым потенциалом, г. Алматы является одним из городов с большой инвестиционной привлекательностью объектов и проектных предложений.

Среди основных приоритетов Акимата г. Алматы выделяется снижение транспортной нагрузки, газификация частного сектора и ТЭЦ, интенсивное благоустройство, перенос индустриальной зоны из центра в Алатауский район и развитие туристической инфраструктуры. Представленный комплекс мер не только повысит комфортность проживания в городе, но и улучшит инвестиционный климат.

Общей целью развития города Алматы в период до 2020 года является обеспечение устойчивого социально-экономического роста в качестве постиндустриального мегаполиса международного значения, направленного на улучшение качества жизни населения и повышение конкурентоспособности страны.

Город Алматы, особенно в центральной его части, отличается высокой плотностью застройки (жилого, административно-делового, торгово-бытового и культурно-развлекательного назначения).

Новая многоэтажная жилая и общественная застройка размещается на реконструируемых и свободных территориях, в том числе в восточной, центральной и южной части города, но в основном в Бостандыкском, Алмалинском, Ауэзовском и Медеуском районах. В северной зоне города предполагается новое многоэтажное строительство, в основном вдоль крупных автомагистралей (пр. Сейфуллина и трасса на аэропорт).

Все вышесказанное приводит к необходимости трансформировать энергетический комплекс города.

Современный рынок электроэнергии и мощности зоны обслуживания АО «АлЭС», в которую входят г. Алматы и прилегающие районы, формируется на 60% из поставок электрической энергии от собственных энергоисточников и на 40% за счет покупки электроэнергии от Жамбылской ГРЭС и ГРЭС Павлодар-Экибастузского энергоузла. Основным потребителем электроэнергии АО «АлЭС» является г. Алматы (более 70%).

Основными производителями электроэнергии в регионе являются ТЭЦ-1, 2 и 3 суммарной установленной мощностью 828 МВт, Капчагайская ГЭС (364 МВт) и Алматинский каскад ГЭС (47 МВт), входящие в состав АО «Алматинские электрические станции», которое является основным источником энергоснабжения Южной столицы и прилегающих районов.

Рост электропотребления и электрических нагрузок г. Алматы и прилегающих районов на период до 2020 г. с перспективой до 2030 г. обусловлен следующими основными факторами:

- развитием обрабатывающей и электротехнической промышленности;
- развитие предприятий малого и среднего бизнеса;
- осуществление проекта по созданию в г.Алматы международного финансового кластера;
- рост численности населения и интенсивное строительство;
- создание СЭЗ «Парк информационных технологий» (ПИТ);
- строительство новых станций метро и увеличение пассажиропотока.

В отраслевой структуре ВРП по видам экономической деятельности основная доля приходится на торговлю (33%), прочие услуги (29%), операции с недвижимым имуществом (9%). Согласно анализу АТФBank Research («Энергетический рост Казахстана», 2016 г.) 1% рост реального ВВП влечет за собой 0,5% роста спроса на электроэнергию. С 2001 г. рост объемов электропотребления в Казахстане составлял 4,9% в среднем в год.

Согласно «Схеме электроснабжения г.Алматы на 2020 г. с перспективой до 2030 г.», разработанной АО КазНИПИТЭС «Энергия», определена необходимость сохранения электрической мощности в узле ТЭЦ-1 порядка 70-90 МВт в зимний период и порядка 50-60 МВт в летний период. Данное условие определяет необходимость установки нового энергоисточника на станции, способного обеспечить выдачу мощности и выработку электроэнергии при круглогодичном режиме работы станции.

Производство тепловой энергии является социально значимым аспектом деятельности АО «АлЭС», в связи с чем, регулирующие органы сдерживают повышение тарифов на тепловую энергию, что приводит к низкой рентабельности операций в данном сегменте. АО «АлЭС» не может

отказаться от производства тепловой энергии, производство электрической энергии производится на базе теплового потребления, производство тепловой энергии потребителям является приоритетной деятельностью тепловых электростанций.

На сегодняшний день установленным оборудованием ТЭЦ-1 полностью обеспечивается покрытие присоединенной к ней тепловой нагрузки в горячей воде в размере 849,0 Гкал/ч. Согласно данным управления энергетики и коммунального хозяйства г. Алматы тенденция теплоснабжения существующих потребителей идет к снижению и прироста нагрузок в зоне покрытия ТЭЦ-1 (Восточный и частично Центральный тепловой район города) в перспективе не предусматривается.

1.5 Выводы по главе. Постановка задач исследования

Перспективное развитие городов невозможно без развития инженерной инфраструктуры, важнейшим звеном которой является теплоснабжение. Человек не может прожить без воды, пищи и тепла, но тепло является тем уникальным продуктом, который невозможно купить в другом городе или стране, невозможно привезти и накопить, его необходимо произвести на месте. Специфическая природа теплоэнергии заключается в неразрывном единстве ее производства и потребления.

Задача обеспечения надежного и устойчивого теплоснабжения потребителей г. Алматы, расположенного в зоне резко континентального климата с холодной продолжительной зимой (расчетная температура наружного воздуха для отопления равна минус 25°C), имеет ярко выраженную социальную направленность.

Централизованное теплоснабжение с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии на ТЭЦ - наиболее рациональный способ использования топливных ресурсов для теплоснабжения. Благодаря существенным экономическим, экологическим и социальным преимуществам, эта система стала доминирующей системой теплоснабжения в крупных городах Казахстана, в том числе и в г.Алматы.

Из-за отсутствия необходимых инвестиций и источников финансирования для полномасштабных ремонтных кампаний большинство энергетических предприятий города находится в неудовлетворительном состоянии.

Обеспечение соответствующего современным требованиям теплового комфорта в жилых помещениях является одной из важнейших социальных задач, и поэтому система централизованного теплоснабжения (СЦТ) должна быть технически совершенной и достаточной по тепловой мощности.

ТЭЦ-1 АО «АлЭС», расположенная в центре г. Алматы (проспект Сейфуллина, 433), обеспечивает теплом весь Восточный тепловой район города и частично Центральный тепловой район.

ТЭЦ-1 и часть Центрального теплового района является одним из старейших объектов выработки тепла и электроэнергии и в настоящее время покрывает около 35% тепловой нагрузки в зоне теплофикации и производит 11% электроэнергии от общего потребления городом.

Услугами ТЭЦ-1 в части обеспечения потребности в тепле пользуются около 250 тысяч чел. (~30% проживающих в благоустроенной жилой застройке города). Более 4 млн. м² общей площади города (~30% общей благоустроенной застройки) отапливаются от ТЭЦ-1.

ТЭЦ-1 работает в теплофикационном режиме, при этом электрическая мощность турбин полностью зависит от тепловой нагрузки, поэтому участие ТЭЦ-1 в покрытии электрического максимума нагрузки ограничено - в часы максимума станция лишь незначительно может увеличить электрическую нагрузку за счет увеличения подпитки теплосети или изменяя нагрузку отборов турбин.

Физический износ оборудования, истощение ресурса основного генерирующего оборудования ТЭЦ-1 и экологическая напряженность, создают предпосылки к активным мерам по реконструкции и модернизации ТЭЦ-1.

Для обоснования необходимости реконструкции и развития ТЭЦ-1 необходимо учесть особенности сложившейся системы централизованного теплоснабжения в зоне теплофикации АО «АлЭС».

Целесообразность реконструкции ТЭЦ-1 определяется следующим:

- физическим и моральным износом существующего основного оборудования ТЭЦ-1;
- наличием социальной напряженности по вопросу необходимости снижения влияния ТЭЦ-1 на экологическую обстановку в г.Алматы;
- наличием резервов тепловой мощности на ТЭЦ-2, работающей на «относительно» дешевой топливе (уголь), расположенной на окраине города, и потенциальных возможностей для наращивания её установленной мощности, а также наличием тепломагистрали ТЭЦ-2 - ТЭЦ-1;
- обеспечением покрытия подключенных к ТЭЦ-1 электрических потребителей.

Выполненные мероприятия с целью приёма тепла от ТЭЦ-2 и выдачи его потребителям зоны теплофикации ТЭЦ-1 (передача части нагрузки от ТЭЦ-1 на ТЭЦ-2) через соединительную тепломагистраль позволило:

- задействовать в базовом режиме неиспользуемую (запертую) тепловую мощность ТЭЦ-2;
- сократить годовое количество топлива, сжигаемого на ТЭЦ-1;
- вытеснить водогрейные котлы ТЭЦ-1 и существующую паросиловую установку в пиковую часть графика отопительной нагрузки;

- повысить надежность и качество теплоснабжения промышленности и коммунально-бытового сектора потребителей г. Алматы.

Реализация проекта реконструкции ТЭЦ-1 позволит обеспечивать теплом подключенных ранее потребителей без снижения надежности теплоснабжения и качества теплоносителя.

Выбор схемных решений реконструкции ТЭЦ-1 должен быть сформирован с учетом следующих условий:

- для ТЭЦ-1 предполагается использование природного газа в качестве основного топлива, мазута в качестве резервного;

- основной режим работы станции теплофикационный, расчетные тепловые нагрузки ТЭЦ-1 составляют 849 Гкал/ч (рост нагрузок не предусматривается);

- установленная электрическая мощность станции после реконструкции порядка 90 МВт.

Для всех возможных вариантов следует предусмотреть плановый вывод из эксплуатации устаревшего котлотурбинного оборудования (2хПТ-60-90 и 4хБКЗ-160-100Ф №8-11). Покрытие расчетной нагрузки обеспечивается за счет тепла, передаваемого от ТЭЦ-2 (использование тепломагистрали ТЭЦ-2-ТЭЦ-1), существующего паросилового оборудования (2хБКЗ-160 + Р-25-90) и водогрейных котлов ТЭЦ-1 (ПТВМ-100 №3-7).

2 Выбор направлений технического перевооружения ТЭЦ-1

2.1 Пути повышения эффективности работы ТЭЦ-1

Анализ тепловых нагрузок, оценка технического состояния оборудования ТЭЦ-1 показали, что развитие станции может проходить по четырем основным направлениям [3, 4, 5, 6].

Первое направление - работа станции на газе, выработка электроэнергии и тепла на основе части существующего оборудования. Новое строительство генерирующих мощностей не предусматривается. Эффективность работы станции обеспечивается теплофикационным режимом работы оборудования и оптимизацией потерь тепла и расходов электроэнергии и тепла на собственные нужды.

Второе направление – работа станции на газе, выработка электроэнергии и тепла на основе части существующего оборудования и строительство нового паросилового энергоблока взамен отработавшего свой парковый ресурс основного оборудования. Эффективность работы станции обеспечивается теплофикационным режимом работы оборудования и более высокими экономическими показателями работы вновь вводимого оборудования.

Третье направление – работа станции на газе, выработка электроэнергии и тепла на основе части существующего оборудования и строительство парогазовой установки (ПГУ). Наиболее предпочтительным вариантом этого направления является ввод бинарной утилизационной ПГУ. Эффективность работы станции обеспечивается теплофикационным режимом работы оборудования и применением наиболее прогрессивных парогазовых технологий.

Четвертое направление – работа станции на газе, выработка электроэнергии и тепла на основе части существующего оборудования и строительство газотурбинной утилизационной установки (ГТУ с КУВ). Эффективность работы станции обеспечивается теплофикационным режимом работы оборудования и применением водогрейных котлов утилизаторов, позволяющих применять ГТУ энергоблоки для выработки электроэнергии в течение всего года.

2.2 Использование паротурбинных технологий при реконструкции ТЭЦ-1

Суммарная присоединенная тепловая нагрузка на ТЭЦ-1 находится на уровне 850 Гкал/час и в перспективе не изменится. Существующее оборудование станции способно эту тепловую нагрузку покрывать, а с учетом того, что до 350 Гкал/час может поступать с ТЭЦ-2 имеется значительный

резерв по тепловой нагрузке, что позволяет вывести водогрейную котельную ТЭЦ-1 в чисто пиковый режим.

Плановый вывод из эксплуатации устаревшего котлотурбинного оборудования (2хПТ-60-90 и 4хБКЗ-160-100Ф №8-11), а также двух водогрейных котлов ПТВМ-100 №1,2 приведет к снижению электрической мощности ТЭЦ-1 до 25 МВт и тепловой до уровня 600 Гкал/час (тепловая мощность водогрейной котельной 450 Гкал/час). Покрытие расчетной тепловой нагрузки будет обеспечиваться за счет тепла, передаваемого от ТЭЦ-2 (использование тепломагистрали ТЭЦ-2-ТЭЦ-1), существующего паросилового оборудования (2хБКЗ-160 + Р-25-90) и водогрейных котлов ТЭЦ-1 (ПТВМ-100 №3-7). При этом схема теплоснабжения будет ненадежной, так как отсутствует резерв по тепловой мощности. Кроме того, схема электроснабжения района ТЭЦ-1 требует порядка 80 МВт мощности, которые сегодня со стороны подключить нельзя.

Вариант реконструкции ТЭС путем замены существующих энергетических котлоагрегатов на газо-мазутные паропроизводительностью 160 т/ч с давлением свежего пара 130 кгс/см^2 и установка теплофикационной паровой турбины Т-60/65 -130 является нецелесообразным и характеризуется следующими отличительными особенностями:

- необходимостью строительства градирен и организации оборотного технического водоснабжения;

- необходимостью реконструкции системы мазутоснабжения (существующая система мазутоснабжения не предусмотрена на 100 % загрузку котлов);

- необходимостью реконструкции системы химводоподготовки, так как существующая система ХВО без реконструкции не обеспечит требуемого качества питательной воды для блоков с давлением пара 130 кгс/см^2 ;

- необходимостью реконструкции существующего главного корпуса в части усиления и замены его конструкций и продления его работы минимум на 30 лет. Сооружение нового главного корпуса также затруднительно ввиду стесненности территории (главный корпус для блока ПСУ существенно больше, чем для блока ГТУ-КУВ).

Кроме того, сроки ввода паросилового оборудования значительны в силу больших массогабаритных показателей оборудования (на 9-12 месяцев больше, чем ввод ГТУ). Предполагаемый паросиловой цикл (параметры пара $P_0=130 \text{ кгс/см}^2$ и $T_0=540 \text{ C}$) обеспечивает КПД в конденсационном режиме не более 33 %, в то время как современные ГТУ имеют КПД на уровне 35-39 %. Более высокий КПД паросиловых блоков в конденсационном режиме возможен для более крупных турбин, в том числе с промперегревом. Теплофикационная мощность паровой турбины Т-60-130 порядка 100-110 Гкал/час, что не позволит использовать ее эффективно в течение всего года. Маневренность ПСУ блока значительно уступает маневренности ГТУ[4, 5]. В

целом работа ПСУ характеризуется меньшим числом использования установленной мощности по сравнению с ГТУ-КУВ. Учитывая, что предполагаемый режим работы ТЭЦ-1 теплофикационный, в летний период будет значительно снижена выработка электроэнергии.

Капиталовложения в строительство нового паросилового энергоисточника в границах существующего главного корпуса с учетом его реконструкции и усиления будет на 30-35 % дороже, нежели строительство ГТУ-КУВ.

2.3 Вариант использования газотурбинной установки по схеме ПГУ ТЭЦ

Исходя из необходимости обеспечения мощности ТЭЦ-1 на уровне 90 МВт и с учетом существующей части станции к установке могут быть приняты газотурбинные установки средней мощности от 30 до 50 МВт, выполненные по дублирующей блочной схеме с котлами утилизаторами. И здесь возможны несколько вариантов реализации схемных решений.

Одним из вариантов реализации надстройки является установка двух модулей ГТУ+КУ (котел утилизатор одноконтурный) для выработки пара, поступающего в существующий коллектор острого пара ($P_0 = 90 \text{ кгс/см}^2$, $T_0 = 535 \text{ }^\circ\text{C}$).

Газовые турбины «Сименс» имеют широкий диапазон мощностей от 4 до 450 МВт и полностью отвечают высоким требованиям самых различных областей применения в плане эффективности, надежности, гибкости и экологической безопасности, обеспечивая низкие затраты полного срока эксплуатации и высокую отдачу от инвестиций. Однако из всего типоразмерного ряда для проектирования ПГУ для ТЭЦ-1 заданных параметров подходит только газовая турбина SGT-800.

SGT-800 является одновальной турбиной с 15-ступенчатым компрессором, три первых стационарных ступени которого имеют изменяемую геометрию. Для сведения к минимуму утечек через концевые части лопаток, в 4-15 ступенях применяются истираемые уплотнения. Ротор компрессора состоит из дисков, которые сварены электронно-лучевой сваркой в единый цельный узел.

Кольцевая камера сгорания имеет сварную конструкцию из листового металла. Ее внутренняя поверхность имеет термоизолирующее покрытие, которое снижает уровень теплопередачи и удлиняет срок службы. Трехступенчатая турбина выполнена в виде одного модуля для облегчения техобслуживания и имеет болтовое соединение с валом компрессора.

Предусмотрено охлаждение аэродинамической поверхности лопаток и лопаток направляющего аппарата первой и второй ступени.

Для обеспечения прочности и долговечности, лопатки первой ступени выполнены из монокристалльного материала. Предусмотрено воздушное охлаждение фланцев статора турбины, для уменьшения зазоров и увеличения КПД. Холодный конец газовой турбины соединен с генератором через понижающий редуктор.

Турбина имеет очень конкурентоспособную стоимость жизненного цикла, благодаря длительному (до 60000 ч.) периоду между капитальными ремонтами, низким расходам на обслуживание и отличному удельному расходу теплоты топлива.

Газовые турбины GE [4, 7] серии LM2500+ достаточно высокотемпературные и имеют мощность более 30 МВт. Решения на базе LM2500+ с камерами сгорания SAC или DLE хорошо подходят для пиковых станций и ТЭЦ, обладая низкими уровнями выбросов (NOx) в атмосферу.

Энергетические газовые турбины GE работают в простом и комбинированном циклах, предлагая решения для генерации электричества, когенерации, теплоснабжения и механического привода. Газовая турбина 6F.01 является одним из лидеров в своем классе с 56% КПД в комбинированном цикле 2x1. Установка 6F.01 способна вырабатывать 51 МВт мощности в простом цикле и 150 МВт мощности в комбинированном цикле 2x1 с воздушным охлаждением горячего тракта и двухтопливной опцией, что обеспечивает операционную гибкость.

Газовые турбины HITACHI [8] имеют высокий коэффициент полезного действия (КПД). В зависимости от модели и вида топлива КПД турбин HITACHI составляет 33,6-34,8%. Газовая турбина H-25 мощностью 30 МВт. Всего в настоящее время заказчикам по всему миру поставлено более 130 энергоблоков на базе H-25.

Для класса турбин мощностью 30-50 МВт способных обеспечить подготовку пара с температурой $T_0=535$ °С без дожигания в котле утилизаторе (таблица 2.1) для анализа было выбрано четыре конструкции.

Таблица 2.1 - Технические характеристики газовых турбин

Параметры	SGT-800	LM2500+4G	H-25	6F.01
Частота сети (Гц)	50/60	50/60	50	50/60
Мощность по ISO (МВт)	54,5	33,4	31	51
Удельный расход теплоты, брутто (кДж/кВт*ч)	9,675	9671	10609	9425
КПД брутто (%)	39,1	37,2	33,9	38,2
Температура выхлопа (°С)	563	552	561	597
Расход выхлопных газов (кг/с)	135,5	96,4	96,6	132
Минимальная нагрузка ГТ (%)	40	50	50	40

NOx (ppm) (15% O ₂)	15	25	25	25
---------------------------------	----	----	----	----

Расчет характеристик станции по выработке пара на примере установки газовых турбин H-25 Hitachi и 6F.01 GE представлен в таблице 2.2.

Таблица 2.2 - Характеристики ТЭЦ-1 при реализации ГТУ надстройки

Параметры	Вариант 1	Вариант 2
Газовая турбина	H-25	6F.01
Мощность по ISO (МВт)	31	51
Температура выхлопа (°С)	561	597
Расход выхлопных газов (кг/с)	96,6	132
Тепло, полученное в КУ паром от газов ГТУ (Гкал/час)	33,2	51,5
Температура газов на выходе из КУ (°С)	210,4	196
КПД котла утилизатора (%)	65,9	70,2
Паропроизводительность КУ (кг/с)	12,55	19,46
Суммарная паропроизводительность КУ (т/ч)	90	140
Суммарная мощность ТЭЦ-1 (МВт)	87	127

Как видно из таблицы 2.2 в случае установки двух газовых турбин по 51 МВт суммарная мощность станции составит 127 МВт, а в зимних условиях она поднимется до уровня 140 МВт. При установке двух газовых турбин по 31 МВт суммарная мощность ТЭЦ-1 составит 87 МВт, что близко к необходимой минимальной мощности. При этом следует сказать, что паровая производительность котлов утилизаторов значительно меньше паропроизводительности существующих паровых котлов ТЭЦ-1 и их включение в общий коллектор приведет к снижению нагрузки на котлах БКЗ-160-100.

Вариант использования существующей турбины P-25-90 в схеме ПГУ-90 при наличии технического ограничения по минимальной ее нагрузке характеризуется минимальной теплофикационной мощностью, существенно превышающей требуемый уровень тепловой нагрузки ГВС (56 Гкал/час), тем самым работа турбины P-25 в летнем режиме будет невозможна, ввиду отсутствия возможности сброса избыточного тепла. Работа данной турбины в отопительном периоде будет обеспечиваться от двух источников 70-90 т/ч пара от нового блока ПГУ и 200-220 т/ч от существующих паровых котлов, тем самым экономичность выработки электроэнергии ПГУ будет лимитирована экономичностью существующей паросиловой части. При использовании более мощных турбин составит порядка 130 МВт, что превышает рассматриваемый диапазон электрической мощности.

Еще одним недостатком такой простой схемы является низкий КПД котлов утилизаторов 65-70 % (таблица 2.2).

Повысить эффективность тепловой схемы с одноконтурными котлами утилизаторами можно включением в контур котла утилизатора кроме ГПК газового сетевого подогревателя, что позволит снизить температуру уходящих газов [9, 10]. Пример реализации такой схемы представлен на рисунке 2.1. Расчетная модель собрана на основе газовой турбины SGT-800 (модификация мощностью 62 МВт). Один модуль позволяет получить пар с параметрами $T_0=535$ °С, $P_0=8,8$ МПа в количестве 73 т/ч и покрыть тепловую нагрузку в объеме 10 Гкал/час.

Второй схемой реализуемой вне существующего главного корпуса является схема ПГУ надстройки с установкой теплофикационной турбины. Эта схема, как и схема с паросиловой установкой Т-60/65-130 связана с необходимостью строительства градирен и организации оборотного технического водоснабжения. При этом схема с установкой теплофикационной турбины может быть не связана с существующей частью станции по острому пару и здесь возможна установка двухконтурных более экономичных котлов утилизаторов. Кроме того паровая турбина с конденсатором жестко не привязана к тепловой нагрузке станции и такая схема более маневренна в отличии от схемы с использованием существующей паровой турбины Р-25-90. ПГУ на базе газовых турбин мощностью 30 МВт с двухконтурными котлами утилизаторами будет иметь электрическую мощность 85-90 МВт, а мощность станции 105-110 МВт.

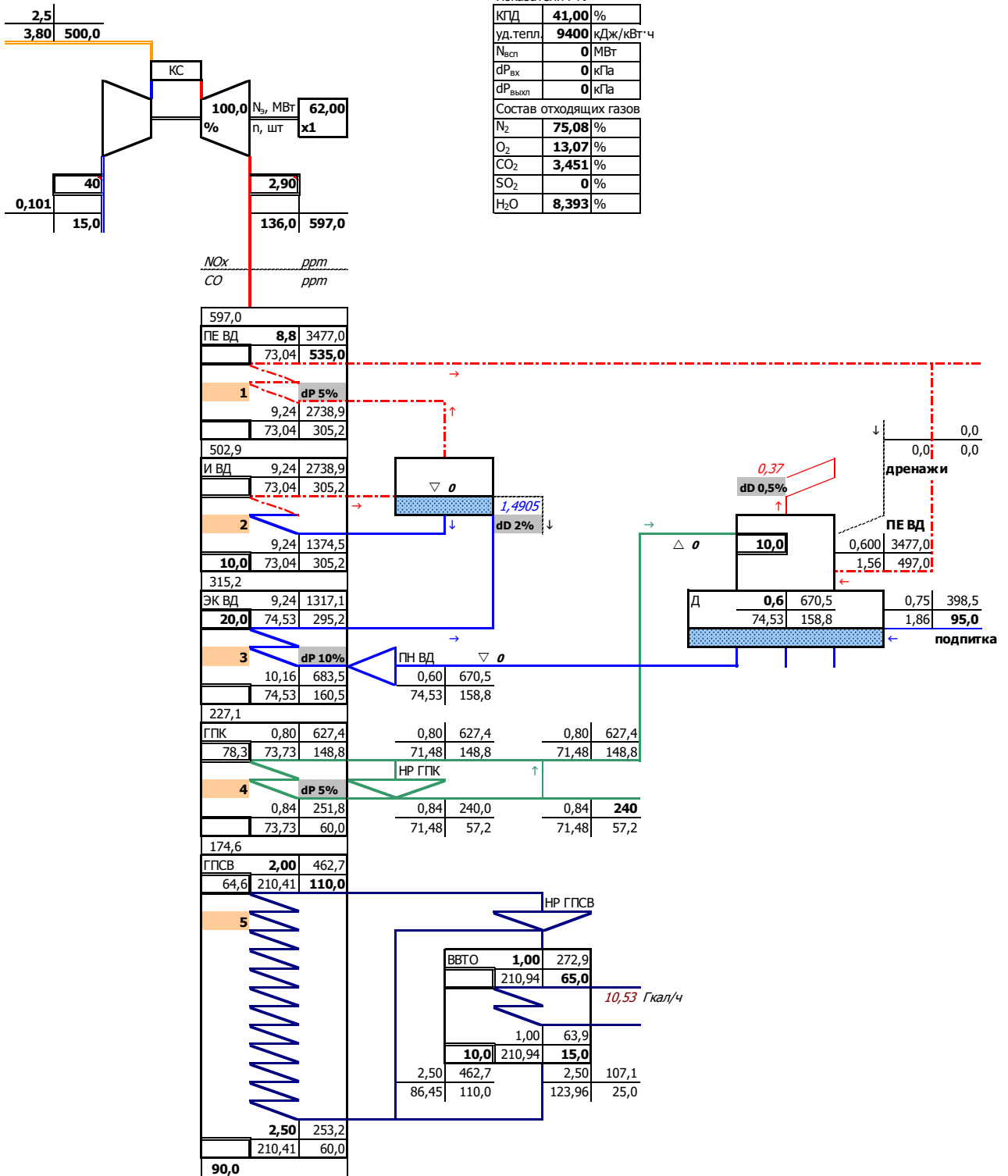


Рисунок 2.1- Расчетная схема ГТУ надстройки с котлом утилизатором на параметры пара ТЭЦ-1

Тепловая нагрузка, которую сможет покрыть паровая турбина блока ПГУ, составит 50-60 Гкал/час. ПГУ на базе газовых турбин мощностью 50 МВт с двухконтурными котлами утилизаторами будет иметь электрическую

мощность 125-130 МВт, а мощность станции 150-155 МВт. Тепловая нагрузка, которую сможет покрыть паровая турбина блока ПГУ, составит 75-80 Гкал/час. Техничко-экономические показатели блока ПГУ с газовыми турбинами 30 и 50 МВт на примере ГТУ Сименс представлены в таблице 2.3.

Таблица 2.3 - Техничко-экономические показатели блока ПГУ с газовыми турбинами 30 и 50 МВт

Параметр (показатель)	Вариант 1	Вариант 2
Газовая турбина	SGT-700 Siemens	SGT-800 Siemens
Мощность ГТ (МВт)	32,8	50,5
КПД брутто (%)	37,2	38,3
Температура выхлопа (°С)	533	553
Удельный расход теплоты, брутто (кДж/кВт*ч)	9488	9407
Расход топлива, кг/с	1,77	2,64
Теплота сгорания топливного газа, ккал/кг	11933,00	11933,00
Подведенное тепло в ГТ	75,92	113,53
Расход выхлопных газов, кг/с	95	134,2
Котел утилизатор	Двухконтурный барабанный	
Тепло отданное в паровой цикл от котла утилизатора, МВт	84,30	123,00
КПД котла утилизатора	75,40	76,00
Расход пара ВД, т/ч	82,8	120,6
Расход пара НД, т/ч	21,6	29,9
Мощность ПТ ПГУ, МВт	24,0	36,8
Мощность ПГУ, МВт	90	138
Мощность ТЭЦ, МВт	110	158
Тепловая нагрузка ПГУ, Гкал/час	50	75
Тепловая нагрузка, Гкал	230	190
Доля теплоты, отнесенная на внешнего потребителя	0,329	0,330
Доля топлива, отнесенная на производство тепловой энергии по «физическому» методу	0,394	0,388
Доля топлива, отнесенная на производство электрической энергии по «физическому» методу	0,606	0,612
Коэффициент снижения электрической мощности ГТУ за счет установки котла утилизатора	0,989	0,989
КПД ГТУ – ТЭЦ по производству электроэнергии	0,828	0,843
Доля расхода электроэнергии на собственные нужды	5,000	5,000
КПД ГТУ – ТЭЦ по производству электроэнергии	0,786	0,801
Удельный расход топлива на производство электроэнергии, г у.т./кВт*ч	156,46	153,62
Удельный расход топлива на производство тепла, кг у.т./Гкал	179,7	176,5
Выработка электроэнергии, тыс.кВтч	620301	953989

Параметр (показатель)	Вариант 1	Вариант 2
Отпуск электроэнергии, тыс.кВтч	589286	906290
Отпуск тепла, Гкал	332500,0	498750,0
Расход газа на производство электроэнергии, тут	92076	139041
Расход газа на производство тепла, тут	59756,7	88010,8
Всего расход топлива, тут	151832	227052
Коэффициент использования теплоты топлива, %	83,67	85,22

*В расчетах принято число часов работы ПГУ 7000 часов

В качестве паровых турбин для блока ПГУ могут рассматриваться турбины производства Российских турбинных заводов. Для парогазовых установок мощностью 90 - 115 МВт УТЗ предлагаются одноцилиндровые паровые теплофикационные турбины мощностью 35-40 МВт (таблица 2.4).

Таблица 2.4 - Характеристики теплофикационных турбин УТЗ

Показатель	Модификация	
	Тп-35/40-8,8	Т-40/50-8,8
Мощность, МВт: номинальная/ максимальная	35/40	40,2/49,6
на конденсационном режиме	40	49,6
Расход пара ВД, т/ч: номинальный/ максимальный	150	165
Параметры пара ВД:		
давление, кгс/см ² (МПа)	90 (8,8)	90 (8,8)
температура, °С	500	550
Расход пара НД: номинальный/ максимальный	51	15,6
Параметры пара НД:		
давление, кгс/см ² (МПа)	6,12 (0,6)	7,2 (0,71)
температура, °С	210	208,2
Тепловая нагрузка, Гкал/ч	80	65,5
Пределы изменения давления в регулируемых отборах, кгс/см ²	0,5-2,5	0,5-2,5
Число ступеней: ЦВД/ЦНД (ЧВД/ЧНД)	15/2	20/2

КТЗ специализировался на выпуске турбин малой мощности, но в последние годы расширил спектр выпуска турбин целым классом теплофикационных турбин для ПГУ ТЭЦ. Характеристики турбин

теплофикационных мощностью до 40 МВт для энергетических блоков паровых установок (ПГУ) представлены в таблице 2.5.

Таблица 2.5 - Характеристики паровых турбин КТЗ

Показатели	T-48/62- 7,4/0,12	T-28/35- 8,8/0,1	T-26/36- 7,5/0,12	T-25/33- 7,6/0,12
Номинальная (макс.) мощность, кВт	46300 (64200)	28100 (35000)	26300 (36000)	25500 (33160)
Параметры пара контура высокого давления				
абсолютное давление, МПа	7,29-7,35	8,8	7,56	7,36 (7,62)
температура, °С	536 (540)	540	532	517,4 (531,6)
Номинальный расход пара КВД на турбину:				
при работе с ном. отбором, т/ч	198,17	109,0	114,0	115,7
при конденсационном режиме, т/ч	197,54	-	114,0	116,244
Параметры пара контура низкого давления				
абсолютное давление, МПа	0,515-0,541	0,56	-	-
температура, °С	211 (206-213)	208	-	-
Расход пара КНД на турбину:				
при номинальном отборе, т/ч	31,21	18,0	-	-
при конденсационном режиме, т/ч	28,17	-	-	-
Регулируемый отопительный отбор,				
абсолютное давление, МПа	0,137	0,07	0,074-0,294	0,069-0,245
расход, т/ч	136,91	120,19	122,743	122,637

Наиболее целесообразным вариантом строительства с точки зрения объема выработки электрической энергии на фиксированном тепловом потреблении является ПГУ-90 (вариант 1). Вариант 2 имеет несколько лучшие показатели на номинальной нагрузке, однако в летнем режиме будет работать менее экономично, так как номинальная тепловая нагрузка блока значительно больше нагрузки ГВС.

При этом данный вариант характеризуется наибольшим объемом ввода дополнительных сооружений, системы оборотного технического водоснабжения и соответственно повышенными капитальными затратами.

2.3 Реконструкция ТЭЦ-1 ГТУ надстройкой по схеме ГТУ+КУВ

Схема ГТУ ТЭЦ с водогрейным котлом утилизатором или комбинированным котлом утилизатором с паровым контуром низкого давления проще в конструкции, дешевле, в отличие от ПГУ не требует установки паровой турбины со сложной обвязкой, не требует конденсационной установки, градирен и т.д. И поскольку работа ГТУ

предполагается круглогодичная с постоянной нагрузкой, то и экономичность будет достаточно высокой [5, 11, 12, 13].

В качестве газовой турбины для ГТУ ТЭЦ могут быть использованы турбины различных производителей мощностью 30-50 МВт.

Машины GE семейства LM6000-PF/PF+ [7] (энергетические газовые турбины авиационного типа) обеспечивают быстрый набор нагрузки, пятиминутный запуск, позволяют следовать за нагрузкой потребителя с высокой эффективностью и готовностью, а также модульным подходом к обслуживанию установки (таблица 2.6).

Таблица 2.6 - Характеристики турбин семейства LM6000-PF/PF+

Параметры	LM6000-PF	LM6000-PF Sprint 25	LM6000-PF+	LM6000-PF+ Sprint
Частота сети (Гц)	50	50	50	50
Мощность по ISO (МВт)	45,0	49,6	52,1	57,7
Удельный расход теплоты, брутто (кДж/кВт*ч)	8,573	8,580	8,656	8,803
КПД брутто (%)	42,0%	42,0%	41,6%	40,9%
Температура выхлопа (°F)	855	858	933	906
Температура выхлопа (°C)	457	459	500	486
Энергия выхлопа (10 ⁶ кДж/ч)	220	233	258	273
Минимальная нагрузка ГТ (%)	50	50	50	50
Скорость набора нагрузки ГТ (МВт/мин)	50	50	50	50
NO _x (ppm) (15% O ₂)	15	25	25	25
CO (ppm) (15% O ₂)	25/70	25/70	25/25	25/25
Время выхода на полную мощность (мин)	5	5	5	5

По всему миру установлено более 2100 турбин серии LM2500 с общей наработкой более 75 миллионов часов. Турбины GE серии LM2500 являются одними из наиболее продаваемых ГТУ в своем классе за последние 40 лет [7, 14, 15]. LM2500 применяют в качестве механического привода и привода электрогенератора, работают на электростанциях в простом, комбинированном цикле, режиме когенерации, морских платформах и трубопроводах (таблица 2.7).

Таблица 2.7 - Характеристики турбин семейства LM2500+

Параметры	LM2500+	LM2500+ DLE	LM2500+ G4	LM2500+ G4 DLE
Частота сети (Гц)	50	50	50	50
Мощность по ISO (МВт)	30	31,1	34,5	33,4
Удельный расход теплоты, брутто (кДж/кВт*ч)	10,154	9,674	10,209	9,671
КПД брутто (%)	35,5	37,2	35,3	37,2
Температура выхлопа (°C)	493	539	519	552

Параметры	LM2500+	LM2500+ DLE	LM2500+ G4	LM2500+ G4 DLE
Энергия выхлопа (10^6 кДж/ч)	173	185	198	199
Минимальная нагрузка ГТ (%)	50	50	50	50
Скорость набора нагрузки ГТ (МВт/мин)	30	30	30	30
NO _x (ppm) (15% O ₂)	25	25	25	25
CO (ppm) (15% O ₂)	250/250	25/25	250/275	25/25
Время выхода на полную мощность (мин)	10	10	10	10

Так же могут использоваться турбины представленные в таблице 2.1. На основе передовых технологий надежных авиадвигателей фирмы Пратт энд Уитни PWPS разработала уникальные решения сложных вопросов систем энергообеспечения, что позволило ей занять лидирующее положение в сфере производства электроэнергии. Газотурбинная Установка SWIFTRAC® предлагается в вариантах мощности 30 или 60 МВт. Используя проверенную технологию FT8®, полученную от модифицированного газогенератора JT8D™ производства фирмы Пратт энд Уитни®, установка SWIFTRAC® сконструирована для быстрого и надежного энергоснабжения (таблица 2.8).

Таблица 2.8 - Технические данные газовой турбины FT-8 SWIFTRAC

Топливо	Природный газ	
Частота тока, Гц	50	
Общая электрическая мощность, МВт	61,19	30,4
Общая электрическая эффективность, %	37,0	
Удельный расход тепла, кДж / кВтч	9,776	9,825
Скорость вращения турбины, об/мин	5040	
Коэффициент давления компрессора	17:1	
Поток выхлопных газов, кг/с	182	91
Температура выхлопных газов, °С	480	480
Выделение NO _x (O ₂ =15%,сухой выброс)	≤ 25 ppm	

В качестве элемента схемы для выработки тепловой энергии ГТУ ТЭЦ служит водогрейный котел утилизатор. В качестве котлов утилизаторов могут быть приняты к установке КУ ведущих Российских производителей.

Например, котел-утилизатор КУВ-46,4-130 «Красный котельщик» ТКЗ предназначен для нагрева сетевой воды при работе за газотурбинной установкой LM 6000 PF производства General Electric (таблица 2.9).

Таблица 2.9 - Характеристики котла-утилизатора КУВ-46,4-130

Модель	КУВ-46,4-130
Компоновка котла	горизонтальный
Расход воды, т/ч	662
Расход газов за двигателем, нм ³ /ч	598017,6
Теплопроизводительность, Гкал/ч	40
Аэродинамическое сопротивление котла, Па	2500
Гидравлическое сопротивление котла, МПа	0,3
Давление воды, МПа	1,6
Температура воды на входе, °С	70
Температура воды на выходе, °С	130
Температура газов после двигателя, °С	449,9
Температура уходящих газов, °С	124

Котел-утилизатор горизонтального профиля, с вертикальным расположением труб поверхности нагрева, подвесной конструкции. Котел-утилизатор предназначен для применения в макроклиматических районах с умеренным и холодным климатом и выполнен для открытой компоновки. Категория размещения - УХЛ4 по ГОСТ 15150-69. Регулирование теплопроизводительности котла- утилизатора, с сохранением номинальных параметров давления и температуры, осуществляется изменением расхода дымовых газов через газоходы котла путем байпасирования части дымовых газов в дымовую трубу. Поверхности нагрева выполнены в виде законченных блок - модулей, полностью собранных на заводе-изготовителе. В состав блок - модулей входят потолочная обшивка с внутренней изоляцией с облицовкой.

Технические показатели КУВ ОАО «Подольский машиностроительный завод» и типы газовых турбин, за которыми они могут устанавливаться, приведены в таблице 2.10. КУВ допускает работу при изменениях расхода и температуры продуктов сгорания за газовой турбиной, обусловленных изменением температуры наружного воздуха и изменением нагрузки газовой турбины. Для этого в котлах утилизаторах ОАО «Подольский машиностроительный завод» предусмотрены обводные газоходы, что существенно расширяет маневренные характеристики ГТУ энергоблоков. КУВ ОАО «Подольский машиностроительный завод» могут выполняться как вертикального, так и горизонтального исполнения (без обводного газохода).

Таблица 2.10 - Характеристики котлов-утилизаторов водогрейных

Тип котла (заводское обозначение)	КУВ-35,0/150 (П-106)	КУВ(Б)-35,0/150 (П-122)	КУВ-60/150 (П-129)
Тип ГТУ (мощность ГТУ)	LM2500+DLE (30 МВт)	LM2500+DLE (30 МВт)	SGT-800 (50 МВт)
Температура газов на входе в КУВ, °С	505,2	505,2	523,5

Расход утилизируемых выхлопных газов, кг/с	80,8	80,8	143,47
Температура уходящих газов, °С	95	109	99
Температура воды на входе в КУВ, °С	61	65	70
Температура воды на выходе из КУВ, °С	129,3	150	150
Аэродинамическое сопротивление, Па	1300	2300	2500

Схема ГТУ ТЭЦ с водогрейным котлом утилизатором или комбинированным котлом утилизатором с паровым контуром низкого давления проще в конструкции, дешевле, в отличие от ПГУ не требует установки паровой турбины со сложной обвязкой, не требует конденсационной установки, градирен и т.д. И поскольку работа ГТУ возможна круглогодичная с постоянной тепловой нагрузкой ГВС, то и экономичность такой схемы будет достаточно высокой.

Технико-экономические показатели ГТУ ТЭЦ могут определяться по стандартной методике, с учетом характеристик газовых турбин [5]. Доля теплоты, отнесенная на внешнего потребителя:

$$\beta_T = \frac{Q_T}{Q_C}.$$

Доля топлива, отнесенная на производство электрической энергии по «физическому» методу:

$$\left[\frac{B_T^{\text{э}}}{B_{\text{ГТ}}} \right]^{(\phi)} = 1 - \beta_T / \eta_{\text{ПОТ}},$$

где $\eta_{\text{ПОТ}} = 0,99$

Коэффициент снижения электрической мощности ГТУ за счет установки котла утилизатора:

$$K_N = 1 - 0,55 \cdot \frac{\Delta p_{\text{КУ}}}{P_{\text{АТМ}}}.$$

Доля топлива, отнесенная на производство и отпуск тепловой энергии:

$$\left[\frac{B_T^{\text{Т}}}{B_T} \right]^{(\phi)} = \beta_T / \eta_{\text{ПОТ}}$$

КПД ГТУ – ТЭЦ по выработке электроэнергии (брутто):

$$\eta_{\text{Э}}^{\text{ГТУ-ТЭЦ}(\phi)} = \frac{K_N}{1 - \beta_T / \eta_{\text{ПОТ}}} \cdot \eta_{\text{Э}}^{\text{ГТ}}$$

Доля расхода электроэнергии на собственные нужды:

$$\mathcal{E}_{\text{СН}} = \frac{N_{\text{Э}}^{\text{СН}}}{N_{\text{Э}}^{\text{Г}}}$$

КПД ГТУ – ТЭЦ по производству электроэнергии (нетто):

$$\eta_{\text{Э}}^{\text{ГТУ-ТЭЦ}(\phi)\text{Н}} = \eta_{\text{Э}}^{\text{ГТУ-ТЭЦ}(\phi)} \cdot (1 - \mathcal{E}_{\text{СН}});$$

Удельный расход условного топлива (нетто) на производство электроэнергии, г/(кВт·ч):

$$b_{\text{УН}}^{\text{Э(Ф)}} = \frac{122,8}{\eta_{\text{ГТУ-ТЭЦ(ФН)}}};$$

Коэффициент использования теплоты сгорания топлива (полный КПД ГТУ – ТЭЦ):

$$\eta_{\text{П}}^{\text{ГТУ-ТЭЦ}} = \frac{N_{\text{Э}}^{\text{П}} + Q_{\text{Т}}}{Q_{\text{С}}^{\text{Г}}} = K_{\text{Н}} \cdot \eta_{\text{Э}}^{\text{ГТ}} + \beta_{\text{Т}}$$

Результаты расчета технико-экономических показателей ГТУ ТЭЦ для четырех вариантов состава оборудования представлены в таблице 2.11 [16].

Таблица 2.11 - Результаты расчета технико-экономических показателей ГТУ ТЭЦ (расчет произведен на одну газовую турбину)

Газовая турбина	SGT-700 Siemens	LM2500+ GE	FT8 SWIFTRAC MHI	ГТЭ-32 «РЭП Холдинг» [17]
Мощность по ISO, МВт	32,8	31,1	30,5	32
КПД брутто, $\eta_{\text{Э}}^{\text{ГТ}}$, %	37,2	37,2	37	36
Температура выхлопа, °С	533	539	480	508
Расход топлива, кг/с	1,8874	1,7896	1,7645	1,9027
Теплота сгорания топливного газа, Ккал/кг	11173,00	11173,00	11173,00	11173,00
Подведенное тепло в ГТ, $Q_{\text{С}}^{\text{Г}}$, Гкал/ч	75,92	71,98	70,97	76,53
Расход выхлопных газов, кг/с	95,0	95,3	91	93
Котел утилизатор	КУВ(Б)-35,0/150 (П-122)			
Тепловая нагрузка $Q_{\text{Т}}$, Гкал/час	37	35	34	33
Доля теплоты, отнесенная на внешнего потребителя, $\beta_{\text{Т}}$	0,487	0,486	0,479	0,431
Доля топлива, отнесенная на производство электрической энергии по «физическому» методу	0,503	0,504	0,511	0,560
Коэффициент снижения электрической мощности ГТУ за счет установки котла утилизатора, $K_{\text{Н}}$	0,989	0,989	0,989	0,989
Доля расхода электроэнергии	2,500	2,500	2,500	2,500

Газовая турбина	SGT-700 Siemens	LM2500+ GE	FT8 SWIFTRAC MHI	ГТЭ-32 «РЭП Холдинг» [17]
на собственные нужды Δ_{CH} , %				
КПД ГТУ – ТЭЦ по производству электроэнергии, %	71,360	71,195	69,796	61,987
Удельный расход топлива на производство электроэнергии, г у.т./кВт*ч	172,36	172,76	176,23	198,43
Удельный расход топлива на производство тепла, кг у.т./Гкал	147,3	148,0	152,4	185,5
Выработка электроэнергии, тыс.кВтч	204529	193929	190187	199541
Отпуск электроэнергии, тыс.кВтч	194303	184232	180678	189564
Отпуск тепла, Гкал	240500	227500	221000	214500
Расход топлива (газа) на производство электроэнергии, тут	33491	31829	31840	37615
Расход топлива (газа) на производство тепла, тут	35435,2	33676,7	33689,0	39798,4
Всего расход топлива, тут	68926	65505	65529	77413
Коэффициент использования теплоты топлива, %	0,86	0,85	0,84	0,79

Из представленного расчета видно, что наиболее привлекательными являются ГТУ надстройки с газовыми турбинами SGT-700 Siemens и LM2500+ GE. Промышленная газовая турбина SGT-700 обладает высоким КПД и лучшими экологическими показателями по сравнению с установкой LM2500+. Кроме того ГТУ не имеет ограничения электрической (и соответственно тепловой) мощности с уменьшением температуры наружного воздуха, что наиболее привлекательно с точки зрения покрытия пиков нагрузки в зимний период. Газовая турбина LM2500+ является производной от авиационного двигателя установкой и обладает несколько меньшим ресурсом и большими эксплуатационными расходами.

Схемы ПГУ ТЭЦ с КУВ без обводного газохода не позволяют их использования при значительных колебаниях нагрузки от номинальной, или с отключенным котлом-утилизатором. Однако следует отметить, что производство электроэнергии по простому циклу будет неэкономичным.

3 Технико-экономический анализ направлений технического перевооружения ТЭЦ-1

3.1 Выбор технологии и вариантная база оборудования

Поскольку развитие ТЭЦ-1 АО «АлЭС» предполагается на базе газовой генерации, то к рассмотрению принимаются варианты комбинированной выработки электроэнергии и теплоты на основе современных высокоэкономичных газовых технологий. При этом основной привязкой при выборе состава оборудования и мощности установок является минимальный уровень отпуска тепла, характерный для летнего периода – нагрузка ГВС ~ 56-60 Гкал/ч.

Качественное сравнение технологий приводится на рисунке 3.1 и в таблице 3.1, из которых видна, структура мощностей и какие объемы электроэнергии можно сгенерировать на тепловом потреблении ГВС в зависимости от использованной технологии.

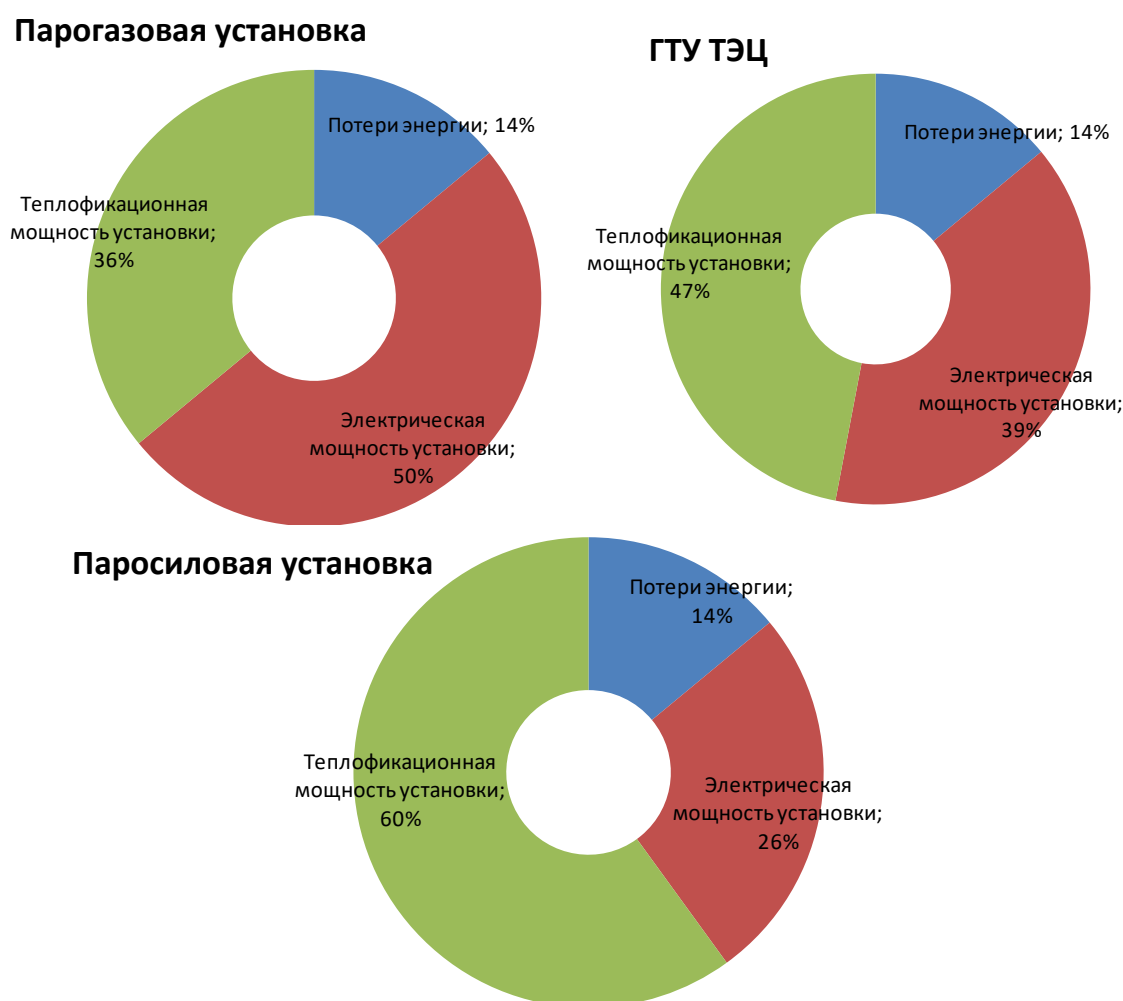


Рисунок 3.1- Структура выработки электроэнергии на тепловом потреблении ГВС при использовании разных технологий

Таблица 3.1 - Структура мощности ТЭЦ-1 с учетом ввода мощностей, работающих на тепловом потреблении ГВС

Показатель	ПГУ	ГТУ ТЭЦ	ПСУ
Потери энергии, МВт	26	19	15
Электрическая мощность установки, МВт	88	54	28
Теплофикационная мощность установки, МВт	65	65	65
Мощность ТЭЦ-1	113	79	53

Здесь потери энергии включают неизбежные потоки рассеивания в традиционных теплоэнергетических установках такие, как потери с уходящими газами, продувкой КУ, всевозможные механические потери и т.п. При этом нужно подчеркнуть, что к рассмотрению не принимаются варианты с работой оборудования в стационарных режимах с конденсационной выработкой электроэнергии, поскольку такие режимы заведомо обладают наименьшей эффективностью.

Из приведенной качественной оценки видно, что вариант использования паросиловых установок отличается наименьшей электрической мощностью, вырабатываемой на тепловом потреблении. Наилучшими технико-экономическими показателями обладает парогазовая технология, которая позволяет получить наибольшую электрическую мощность при фиксированном отпуске тепла. Однако ПГУ требует создания большого количества систем и сооружений (ХВО, техническое водоснабжение, более сложные схемные решения по электротехническому оборудованию и т.д.), что обуславливает высокие капиталовложения для этого варианта.

Наиболее простым и наименее капиталозатратным вариантом является использование технологии ГТУ-ТЭЦ, вследствие отсутствия паросиловой части, высоких давлений, конденсатора, систем охлаждения и т.д.

Для технологии ГТУ-ТЭЦ основным показателем, определяющим соотношение электрической и тепловой мощности блока, является электрический КПД газовой турбины. Из представленных в работе и в [7, 14,16] типов ГТУ высоким КПД и необходимой электрической мощностью порядка 30 МВт обладают турбины LM2500+ производства «General Electric» и SGT-700 фирмы «Siemens». На основе сравнения технических характеристик и ценовых показателей ГТУ, далее будут сопоставлены газотурбинные агрегаты LM2500+ фирмы «General Electric» и SGT-700 фирмы «Siemens» в составе блоков ГТУ-ТЭЦ в качестве основных вариантов для технико-экономического сравнения.

3.1.1 Турбина LM2500+G4 производства «General Electric»

ГТУ LM2500+G4 принадлежит семейству газовых турбин авиационного типа LM, способных работать на газообразных и жидких топливах широкого диапазона. Данная газовая турбина является результатом постоянного совершенствования и эволюции турбины LM2500, созданной в начале 1970-х

годов на базе авиационного двигателя СФ6-6, который на сегодняшний день имеет более 300 млн. часов налета на различных коммерческих самолетах. Изначально двигатель LM2500 имел мощность около 17,9 МВт при КПД 35,8%, затем турбина была реконструирована и ее характеристики были повышены до значений 23,8 МВт и 37,5%.

В 1997 г. ГТУ LM2500 была модернизирована до LM2500+ с увеличением количества ступеней компрессора до 17 (плюс одна ступень), что позволило повысить степень сжатия в компрессоре с 20:1 до 23:1 и повысить мощность и КПД турбины до значений 31,3 МВт и 39,5%. Новый типоразмер LM2500+G4 появился в 2005 году и обеспечил прирост мощности ГТУ примерно на 10% по сравнению с ГТУ LM2500+. На сегодняшний день совокупная наработка всех моделей ГТУ LM2500+ (в качестве электрического и механического привода) составляет более 51 млн. часов.

Стандартный блок семейства LM представляет собой компактную, высоконадёжную, полностью собираемую и испытываемую на полную мощность на заводе блочную установку для производства электроэнергии. Стандартный блок, как правило, включает входные фильтры (КВОУ), газотурбинный блок с системами вентиляции и пожаротушения, системы маслоснабжения и охлаждения масла, редуктор (при необходимости), электрогенератор, панели системы управления ГТ (САУ ГТ), систему регулирования топлива, систему защиты генератора и все другие системы и оборудование, необходимые для работы энергоблока. Для запуска энергоблока в работу необходимо установить его на фундамент, подвести газ для питания турбины, воду для охлаждения масла, подключить систему управления и отвести электроэнергию и выхлопные газы.

Турбина выполнена в виде двухвального агрегата (газогенератор и силовая турбина), работающего по простому термодинамическому циклу, при изменении температур от ~ 433 до $\sim 522^{\circ}\text{C}$ на выходе из турбины в диапазоне температур наружного воздуха на площадке ТЭЦ-1 от -25 до $+28^{\circ}\text{C}$.

Рассматриваемая модель имеет различные модификации, которые отличаются камерой сгорания, системой подавления окислов азота, силовой турбиной и другими важными конструкционными особенностями. Для разных модификаций турбины эти параметры могут отличаться (иногда существенно) от приведенных данных. Оборудование ГТУ выполняется в виде блочных конструкций. Блоки готовы к монтажу без разборки для ревизии. В комплекте каждой поставляемой газотурбинной установки предусматриваются:

- газовая турбина, включая газотурбинный двигатель на несущей раме, генератор, редуктор, систему пуска и вспомогательные системы, смонтированные на раме;

- теплозвукоизолирующее укрытие с системой вентиляции, установленными в нем пожарным датчиками, датчиками загазованности и трубопроводами разводки огнегасящего вещества, с системой пожаротушения газовой турбины (при необходимости редуктора);

- система маслоснабжения смазки для газовой турбины и генератора, включая маслобак, масляные насосы, вентиляторы отсоса масляных паров, фильтры, теплообменник, маслоохладители;

- система газового топлива с фильтрами, отсечными и регулируемыми клапанами;

- КВОУ с фильтрующими элементами, шумоглушителем, противообледенительной системой, системой управления, арматурой и шибером;

- входной патрубок компрессора для обеспечения равномерного подвода воздуха к компрессору газотурбинного двигателя, с форсунками для промывки проточной части;

- система промывки проточной части компрессора газотурбинного двигателя с устройством для подготовки и подачи моющего раствора;

- опорные конструкции элементов ГТУ;

- лестницы и площадки для обслуживания КВОУ;

- система автоматического контроля и управления газовой турбиной;

- контрольно-измерительные приборы;

- комплект запасных частей на период гарантийной эксплуатации.

Газогенератор LM2500+G4 предназначен для выработки потока горячего сжатого газа, приводящего во вращение силовую турбину. Номинальная частота вращения 10300 об/мин. Газогенератор состоит из компрессора и турбины высокого давления. Осевой компрессор состоит из корпуса подводящего воздуховода, входной улитки компрессора и включает 17 ступеней давления (входной направляющий аппарат и первые семь ступеней обладают изменяемой геометрией, что обеспечивает работу компрессора без помпажных явлений).

Турбина газогенератора имеет один вал с компрессором и состоит из 2 ступеней расширения. Охлаждение ступеней турбины осуществляется воздухом, отбираемым из части высокого давления компрессора.

Силовая турбина (СТ) преобразует энергию горячего потока газов после газогенератора в механическую энергию. Она имеет не связанный с газогенератором ротор и предназначена для выработки электроэнергии. Частота вращения понижается до 3000 об/мин через редуктор, соединенный через муфту с электрогенератором. Силовая турбина конструктивно выполнена шестиступенчатой. Существует также другое конструктивное исполнение LM2500+G4, где силовая турбина представлена двумя ступенями расширения, и частота ее вращения составляет 6100 об/мин.

На выходе газов силовой турбины установлен выходной диффузор и шумоглушители, сообщенные через переходной диффузор с газовым трактом котла-утилизатора (КУ) при его наличии.

Камера сгорания LM2500+G4 одинарная, кольцевая и содержит четыре основных компонента, соединенных заклепками: узел раструба (диффузор), колпак, внутренняя юбка и внешняя юбка. На колпаке установлены 30 завихряющих осевых чашек (по одной на наконечнике каждого топливного сопла), которые обеспечивают стабилизацию пламени и перемешивание топлива с воздухом. Как правило, газовое топливо вводится в камеру сгорания через 75 предварительных смесителя типа воздух/газ, установленных в 30-ти модулях, которые могут быть сняты и заменены с наружной стороны камеры сгорания. Предварительные смесители образуют чрезвычайно равномерную бедную смесь топлива и газа, что способствует снижению образования оксидов азота. Для подавления образования оксидов азота ГТУ LM2500+G4 может также выполняться с впрыском воды в камеру сгорания, существуют модификации установки с модулями DLE.

Пуск ГТУ автоматический. Управление пусками, остановами и работой ГТУ под нагрузкой осуществляется дистанционно без постоянного присутствия обслуживающего персонала около ГТУ. Степень статистической неравномерности регулирования частоты вращения генераторного вала в пределах 4-5% номинальной частоты вращения. Минимальная местная степень статической неравномерности - 2% номинальной частоты вращения. Степень нечувствительности системы регулирования частоты вращения при любой нагрузке не превышает 0,2% номинальной частоты вращения.

Снижение фактической мощности ГТУ в процессе эксплуатации в течение межремонтного периода не будет превышать 4,5% номинальной, а снижение КПД - 2% (относительных) при условии соблюдения правил эксплуатации. Расчетный ресурс ГТУ до списания будет составлять не менее 100 тыс. часов. Средний ресурс между капитальными ремонтами - не менее 25 тыс. часов.

3.1.2 Турбина SGT-700 производства «Siemens»

Модель промышленной ГТУ SGT-700 была разработана на базе турбины SGT-600 (которая представлена на рынке с конца 80-х годов) с учетом хорошо отработанных характеристик и накопленного опыта эксплуатации. Главными преимуществами турбины SGT-700 для Заказчиков являются её высокая надёжность, экологичность и экономичность. Среди других немаловажных достоинств можно отметить низкую стоимость цикла эксплуатации, компактность и сжатые сроки поставки.

Модульность конструкции, небольшое количество составных частей, длительный срок службы агрегатов и простота обслуживания обеспечивают большой межремонтный ресурс и значительно более низкие затраты на техническое обслуживание в сравнении с другими подобными машинами. Для обеспечения гибкости при монтаже на месте предусматривается возможность выемки газогенератора с любой стороны (по выбору заказчика).

Турбина SGT-700 имеет рамную конструкцию с минимальным количеством составных частей и поставляется в двухвальной конфигурации. Ротор компрессора и двухступенчатый модуль турбокомпрессора с болтовым соединением образуют единый вал газогенератора, который опирается на два гидродинамических подшипника сегментного типа. Две ступени силовой турбины также образуют единый агрегат, турбина опирается на два гидродинамических подшипника того же типа, что и у ротора газогенератора.

Комплектная газотурбинная установка монтируется на одной фундаментной раме, в которую встраивается маслобак. Вспомогательные системы, включая пусковой электродвигатель и резервные системы с электроприводом, также монтируются на несущей раме.

Газогенератор состоит из корпуса воздухозаборного устройства, компрессора, системы сжигания, турбокомпрессора и подшипников. Корпус компрессора, закрывающий всю компрессорную секцию, разделён по горизонтали на две части для упрощения процесса техобслуживания и замены агрегатов. К корпусу крепится входной направляющий аппарат и бандажные кольца.

Ротор компрессора состоит из ряда дисков, соединённых друг с другом путём электронно-лучевой сварки. Секция диффузора на выходе компрессора замедляет поток воздуха и направляет его в камеру сгорания.

Турбина SGT-700 может работать на самых различных видах жидкого и газообразного топлива. Предусматривается две системы подачи топлива – для газообразного топлива и для жидкого топлива, – а при работе с использованием двух видов топлива предусматривается автоматическое переключение между видами топлива, которое возможно в любой последовательности и при любой нагрузке.

Камера сгорания – кольцевого типа с плёночным охлаждением, изготовленная сварным способом из листового металла. Данное конструктивное решение уже многие годы используется в газовых турбинах.

На многих рынках уже введены строгие экологические нормативы, которые являются обязательными для исполнения, и эта тенденция постепенно распространяется на новые регионы. Осознавая важность осуществляемых мероприятий по охране окружающей среды в долгосрочной перспективе, компания-производитель заняла лидирующую позицию в области контроля выбросов от газовых турбин.

Камера сгорания имеет 18 горелок с системой сухого сжигания с низкими выбросами вредных веществ 3-го поколения разработки SIEMENS. Технология горелок позволяет сократить выбросы NO_x и CO до уровня ниже 15 ppm (15% O_2) при работе на природном газе и ниже 42 ppm (15% O_2) при работе на жидком топливе без необходимости впрыска воды или водяного пара. Также в конструкцию заложена возможность сокращения выбросов при работе на двух видах топлива.

Двухступенчатый турбокомпрессор состоит из статора, к которому крепятся лопатки направляющего аппарата, и сборного ротора, который болтами крепится к промежуточному валу. Поверхности статора снабжены сотовыми уплотнениями для предотвращения перетечек газа между ступенями, при этом уплотнения – истираемого типа, чтобы они могли выдерживать воздействие трения от концов лопаток.

Корпус турбины представляет собой цельную сварную конструкцию, вмещающую в себя камеру сгорания, ступени турбокомпрессора и ступени силовой турбины.

Силовая турбина – свободно вращающаяся двухступенчатая осевая турбина с номинальной скоростью вращения 6500 об/мин. Две ступени ротора турбины – не охлаждаемые, имеют блокировочный бандаж и состоят из двух дисков ротора, которые крепятся болтами друг к другу и к валу ротора, который, в свою очередь, крепится болтами к редуктору. К статору крепятся два кольца направляющих лопаток. Первый ряд направляющих лопаток – полый, по полостям подаётся воздух для охлаждения диска турбины. Лопатки второй ступени – цельные. В качестве уплотнений в силовой турбине используются истираемые сотовые уплотнения.

Воздух из системы охлаждающего и уплотняющего воздуха используется для охлаждения и уплотнения в ряде мест. Воздух, в зависимости от его назначения, отбирается из различных каналов отбора или от напора компрессора. Система подачи воздуха осталась той же, что и в модели SGT-600. Охлаждающий воздух используется для охлаждения ротора, направляющих и рабочих лопаток турбокомпрессора, а уплотняющий воздух используется для предотвращения попадания горячих газов в корпус подшипника или утечки масляного тумана наружу из корпусов подшипников.

Турбокомпрессор охлаждается воздухом, отбираемым из напора компрессора. Охлаждающий воздух для рабочих лопаток первой и второй ступени проходит по внутренним воздушным каналам через вихревой генератор в кольце направляющих лопаток первой ступени. Выходящий воздух перед тем, как попасть в газовый тракт, дополнительно используется для охлаждения поверхности первого диска ротора.

Охлаждающий воздух для направляющих лопаток турбокомпрессора подаётся из каналов в корпусе турбины.

Часть подаваемого воздуха также отбирается из коллектора для образования тепловой завесы между статором и окружающим его корпусом турбины. Этот воздух частично попадает в газовый тракт турбины, а оставшаяся его часть уходит в выпускной корпус в виде утечек.

3.1.3 Анализ основных показателей работы газовых турбин

Наиболее значимым фактором, влияющим на характеристики газовой турбины (кроме абсолютной высоты площадки строительства), является

температура наружного воздуха, при которой она работает, причем это влияние различно для разных турбин. Поэтому наиболее целесообразным является сравнение показателей установок на режимах с различной температурой наружного воздуха [5, 18].

При снижении температуры ниже $+8^{\circ}\text{C}$ мощность ГТУ LM2500+G4 начинает плавно уменьшаться до 31,6 МВт при температуре -25°C . В то же время, турбина SGT-700, являясь ГТУ промышленного типа, не имеет ограничений по мощности в зависимости от температуры наружного воздуха – ее мощность продолжает расти вплоть до 36 МВт при температуре -25°C . Это является безусловным преимуществом данной турбины, поскольку позволяет получить дополнительную мощность при покрытии энергосистемой пиковой нагрузки в периоды с низкой температурой воздуха.

Необходимо также отметить, что г.Алматы характеризуется достаточно мягким климатом с высокой среднегодовой температурой, в связи с чем подавляющую часть времени ГТУ будет работать в условиях более высоких температур, когда очевидное по рассматриваемому параметру преимущество имеет газовая турбина производства GE, как имеющая большую мощность. Но поскольку режим работы энергоблоков ГТУ-ТЭЦ предполагается на базе теплового потребления (обычно не предусматривается работа по простому циклу с установкой байпасного газохода), данное преимущество не очевидно.

КПД газовой турбины SGT-700 несколько выше, чем у турбины LM2500+G4. По этому признаку газовая турбина SGT-700 имеет преимущество.

ГТУ фирмы Siemens отличается наибольшим теплом выхлопа, которое продолжает увеличиваться при снижении температуры наружного воздуха (несмотря на увеличение КПД при этом). Большая тепловая мощность у турбин SGT-700 потребует ее большей разгрузки при работе в блоке ГТУ-ТЭЦ на летних режимах с минимальной тепловой нагрузкой. На зимних же режимах повышение тепловой мощности блока (при одновременном повышении его электрической мощности) является очевидным преимуществом, поскольку позволит получить дополнительную выработку тепла за счет основных источников и отодвинуть момент включения пиковых источников тепла.

В свою очередь газовая турбина LM2500+G4 имеет ограничение электрической мощности при снижении температуры воздуха, что, наряду с возрастающим при этом КПД, приводит наоборот к снижению тепловой мощности выхлопа (на более чем 5 Гкал/ч по сравнению со среднегодовым режимом). В связи с этим для блока ГТУ-ТЭЦ на базе ГТУ GE (по сравнению с ГТУ SGT-700) будет характерна противоположная тенденция: на летнем режиме со сниженным тепловым потреблением блок потребует меньшей разгрузки (отпускаемая электрическая мощность будет выше), на зимнем режиме блок не обеспечит требуемый отпуск тепла (~ 35 Гкал/ч), что приведет к большей загрузке менее экономичных пиковых мощностей. Сравнение

технических и эксплуатационных характеристик газовых турбин представлено в таблице 3.2.

Таблица 3.2 - Сопоставление характеристик SGT-700 и LM 2500+G4

Параметр	SGT-700	LM 2500+G4
Мощность, МВт	32,8	34,5
КПД, %	37,2	35,3
Топливо	природный газ	
Возможность использования жидкого топлива	да	да
Тип ГТ	Промышленный	Авиационный
Количество валов	2	2
Количество ступеней в компрессоре	11	17
Количество ступеней турбины газогенератора	2	2
Количество ступеней в силовой турбине	2	6
Охлаждение лопаток турбины	Конвективно-пленочное, конвективное	
Камера сгорания	Кольцевая	
Степень повышения давления	17,3:1	23:1
Температура на выходе, °С	538	519
Массовый расход уходящих газов, кг/с	95	95,3
Снижение параметров турбины в процессе эксплуатации	1-2% после 20000 часов	Более 2 %
Возможность проведения капитального ремонта на месте эксплуатации	Да	Нет
Интервал между осмотрами, часов	10000	4000
Интервал между капитальными ремонтами, часов	60000	25000/50000
Ресурс и срок службы Замена ГТ и СТ	Замена ГТ и СТ после 150 тыс.ч	
Давление топливного газа, бар	27	35,8
Эксплуатационные расходы	2,6 €/МВт*ч	4,5 \$/МВт*ч
Выбросы NOx при работе на газе при содержании O ₂ - 15% , мг/м ³	15	25

Основными преимуществами газовой турбины SGT-700 являются: малая деградация КПД и мощности в период до капремонта; невысокое давление топливного газа; лучший потенциал выхлопа; длительные интервалы между инспекциями и ремонтами; ниже расходы на техническое обслуживание; низкая стоимость жизненного цикла (LCC); надежная и простая система сухого подавления окислов азота без впрыска воды или пара.

3.2 Построение расчетной модели ПГУ с котлом утилизатором

Исходя из предварительного анализа, для дальнейшей технико-экономической оценки были приняты варианты с газовыми турбинами LM 2500+G4 и SGT-700.

В процессе эксплуатации ГТУ надстройки должны обеспечить покрытие нагрузки ГВС при любых температурных условиях и при возможных снижениях нагрузки газовых турбин, при которых существенно снижается тепловая мощность утилизируемая котлом-утилизатором. Вот почему при выборе оборудования важно, чтобы режимы работы газовых турбин были достаточно близки к номинальным.

Важно, чтобы конструкция газотурбинной установки позволяла максимально сохранять характеристики выхлопа при изменении температуры наружного воздуха, используя характеристики направляющих аппаратов компрессора. Однако в реальных условиях не удастся получить характеристику с постоянным расходом.

Изменение характеристик газовой турбины SGT-700 представлено в таблице 3.3. Расчеты выполнены на основе заводских характеристик представленных газовых турбин.

Таблица 3.3 - Изменение характеристик ГТУ SGT-700 в зависимости от температуры наружного воздуха при 100 % нагрузке

Температура окружающей среды	°С	-20	-10	0	15	20	30
Мощность на клеммах генератора	МВт	32,986	31,897	30,793	29,031	28,016	25,471
КПД на клеммах генератора	%	36,31	36,26	36,20	35,95	35,56	34,54
Удельное теплотребление	кДж/(кВтч)	9914,1	9929,6	9945,3	10013,9	10123,5	10422,2
Расход газового топлива	кг/с	1,86	1,80	1,74	1,65	1,61	1,51
Расход дымовых газов	кг/с	99,42	97,23	94,93	92,07	90,61	86,37
Температура газов за ГТ	°С	523,80	526,15	530,50	535,69	538,71	548,18

Изменение характеристик газовой турбины LM 2500+G4 представлено в таблице 3.4.

Таблица 3.4 - Изменение характеристик ГТУ LM 2500+G4 в зависимости от температуры наружного воздуха при 100 % нагрузке

Температура окружающей среды	°С	-30	-15	0	15	30
Мощность на клеммах генератора	МВт	32,950	34,536	34,714	31,405	27,608
КПД на клеммах генератора	%	35,93	38,79	38,47	37,74	36,56
Удельное теплотребление	кДж/(кВт·ч)	10019,0	9281,0	9357,0	9539,0	9847,0
Расход газового топлива	кг/с	1,87	1,82	1,84	1,70	1,54
Расход дымовых газов	кг/с	101,50	98,20	95,10	88,90	81,30
Температура газов за ГТ	°С	493,50	484,20	519,80	531,10	545,70

При снижении нагрузки газовой турбины не только ухудшаются ее технико-экономические показатели (существенно снижается КПД), но и существенно снижается энергия выхлопа, и несмотря на рост температуры газов перед котлом утилизатором его тепловая нагрузка существенно снижается. Например, при снижении нагрузки газовой турбины LM 2500+G4 до уровня 50 % при температуре наружного воздуха 15 °С тепловая мощность котла утилизатора согласно проведенных расчетов снизится примерно на 27 % (расчеты автора в программе проектирования тепловых схем ПГУ).

Для оценки основных характеристик ГТУ надстроек (ГТУ ТЭЦ) были рассмотрены упрощенные модели с выбранными ранее газовыми турбинами. Модели разрабатывались в специальной программе, разработанной на основе электронных таблиц, в которой можно моделировать различные схемы ГТУ с котлами утилизаторами и паровыми турбинами. Для данного анализа были разработаны наиболее простые модели с КУВ. В расчетных моделях для повышения надежности работы КУВ принята его работа на теплообменник. Это позволит существенно повысить качество воды контура котла-утилизатора и исключить ухудшение качества воды (при работе напрямую на сеть возможны значительные изменения качества сетевой воды, особенно при развороте сетей при пуске системы отопления).

На рисунке 3.2 представлены результаты расчета характеристик ГТУ+КУ с газовой турбиной SGT-700 при температуре наружного воздуха 15 °С.

Как видно из представленных расчетных данных и схемных решений один модуль ГТУ+КУВ с газовой турбиной SGT-700 позволит получить

порядка 36,9 Гкал/час тепла при обеспечении температурного графика в широком диапазоне. В расчетных схемах принята температура воды на выходе из котла утилизатора 180 °С при давлении 2,0 МПа. Как видно из расчетной схемы в ВВТО можно подогреть порядка 490 т/ч сетевой воды при разнице температур 130/55 °С. При расчетах была задана температура уходящих газов порядка 110 °С, КПД котла утилизатора при этом составил порядка 80 %.

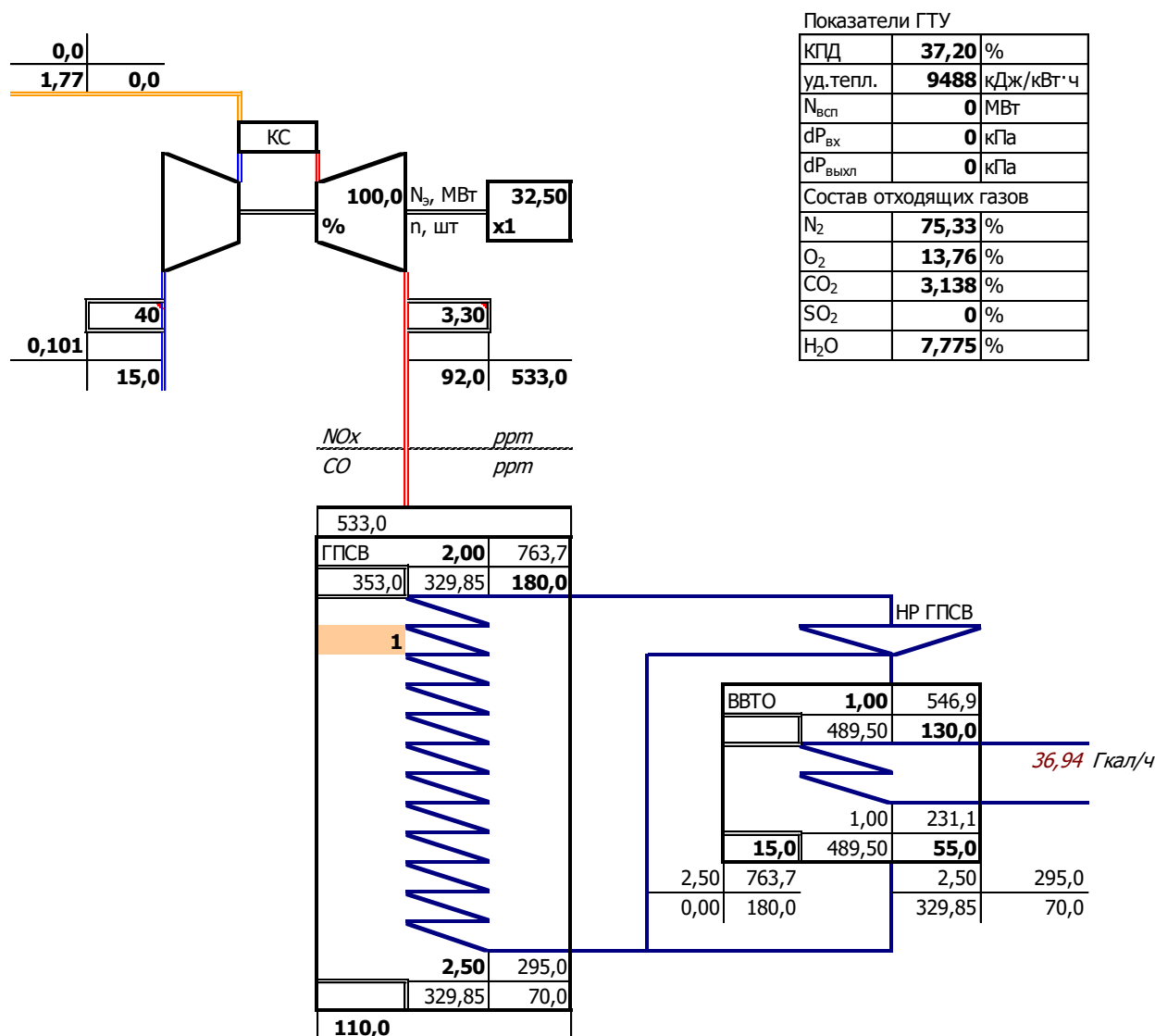


Рисунок 3.3 - Расчетная схема ГТУ SGT-700 с котлом утилизатором и ВВТО

На рисунке 3.3 представлены результаты расчета характеристик ГТУ+КУ с газовой турбиной LM 2500+G4 при температуре наружного воздуха 15 °С.

Как видно из представленных расчетных данных и схемных решений один модуль ГТУ+КУВ с газовой турбиной LM 2500+G4 позволит получить порядка 36 Гкал/час тепла при обеспечении температурного графика в

широком диапазоне. В расчетных схемах принята температура воды на выходе из котла утилизатора 180 °С при давлении 2,0 МПа. Как видно из расчетной схемы в ВВТО можно подогреть порядка 478 т/ч сетевой воды при разнице температур 130/55 °С. При расчетах была задана температура уходящих газов порядка 110 °С, КПД котла утилизатора при этом составил порядка 80 %.

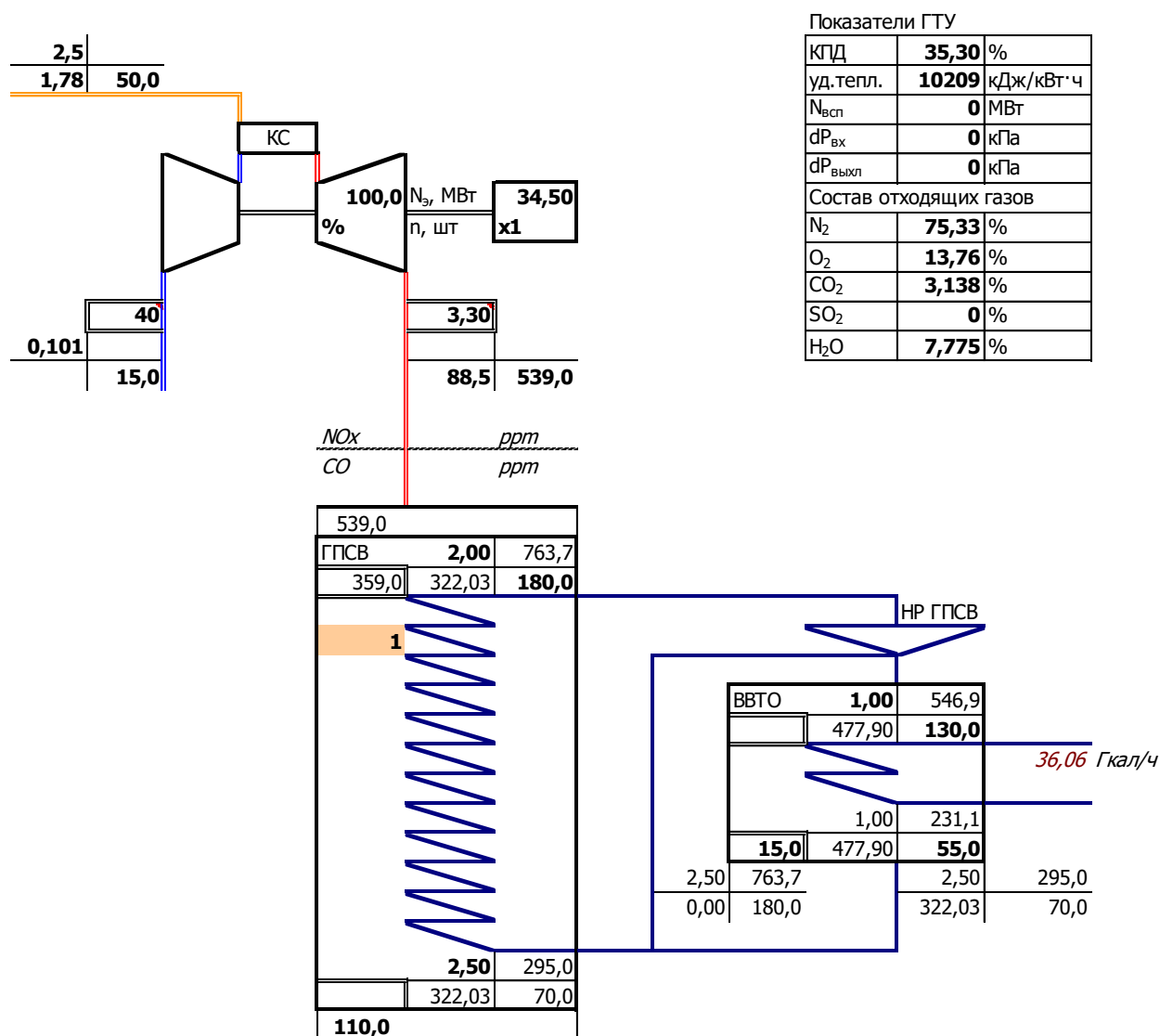


Рисунок 3.4 - Расчетная схема ГТУ LM 2500+G4 с котлом утилизатором и ВВТО

Как видно из представленных расчетов и анализа газовой турбины LM 2500+G4 GE более чувствительны к изменениям параметров атмосферного воздуха. При этом следует сказать, что газовые турбины Сименс и GE сопоставимы по эффективности и позволяют наиболее оптимально обеспечить тепловую нагрузку ГВС.

Для детальной оценки параметров газовой турбины и оценки ее технико-экономических показателей при изменении условий окружающей

среды были выполнены расчеты в среде MathCAD на примере газовой турбины Сименс SGT-700. Расчеты выполнены при условии постоянства расхода воздуха на входе в газовую турбину, ввиду отсутствия заводских данных о законах регулирования для принятой модификации газовой турбины. Расчеты представлены в таблице 3.5.

3.3 Технико-экономическая и финансовая оценка варианта ГТУ ТЭЦ с газовыми турбинами Сименс

Реализация социально важного проекта технического перевооружения Алматинской ТЭЦ-1 позволит:

- повысить надежность и качество тепло- и электроснабжения существующих потребителей;
- снизить экологическую нагрузку на центральную часть г. Алматы;
- повысить комфортность проживания населения;
- создать новые рабочие места при проведении строительно-монтажных работ;
- сохранить и создать рабочие места для квалифицированных специалистов при эксплуатации нового генерирующего оборудования.

Рассматриваемый вариант реконструкции АлТЭЦ-1 обладает необходимыми положительными социальными эффектами и может быть рекомендован к реализации. Финансовые показатели предлагаемых решений рассчитываются на основе производственной программы по реализации тепловой и электрической энергии.

Производственная программа станции рассчитывается на основе работы вновь вводимого оборудования с использованием существующего паросилового цикла (турбиной Р-25 и паровыми котлами 2хБКЗ-160). Существующая турбина Р-25 и паровые котлы 2хБКЗ-160 сохраняются в работе, так как данное оборудование не выработало свой парковый ресурс и требуется для обеспечения тепловых и электрических нагрузок.

Режим работы ТЭЦ-1 принят по тепловому графику. Годовая выработка тепловой и электрической энергии после реконструкции и ввода ГТУ на ТЭЦ-1 рассчитывается с учетом переключения тепловой нагрузки зоны теплоснабжения ТЭЦ-1 в размере 350 Гкал/ч на мощности ТЭЦ-2 и затрат электроэнергии на перекачивающее оборудование тепломагистрали ТЭЦ-2-ТЭЦ-1. Общее число часов работы вводимой тепловой мощности ГТУ на ТЭЦ-1 составит 7 500 часов. Число часов работы ГТУ принято согласно следующим исходным данным и условиям:

- Согласно летнему режиму - объем подпитки тепловой сети обуславливается нагрузкой ГВС на уровне 56 Гкал/ч;
- Согласно схемы электроснабжения г. Алматы с перспективой до 2030 г. в зоне ТЭЦ-1 необходимо поддержание электрической мощности как в зимний период (70-90 МВт), так и в летний период (50-60 МВт).

Работа турбины Р-25 с паровыми котлами предполагается в полупиковом режиме, работа водогрейных котлов - в пиковом режиме.

В таблице 3.5 представлена программа производства и реализации электрической и тепловой энергии ТЭЦ-1, включающая как планируемые технико-экономические показатели до реализации проекта (учитывающие ввод соединительной тепломагистрали ТЭЦ-2 - ТЭЦ-1, так и производственную программу после его реализации.

Таблица 3.5 - Программа производства и реализации электрической и тепловой энергии ТЭЦ-1 до реконструкции и после

№ п/п	Наименование	2018 г.	После реализации проекта
1	Годовая выработка электроэнергии, млн. кВтч, всего (в т.ч. на нужды перекачивающего оборудования тепломагистрали ТЭЦ-2-ТЭЦ-1)	350,5	422,2
	- в т.ч. выработка ГТУ	0,0	391,6
2	Годовой отпуск электроэнергии потребителям, млн. кВтч	237,5	276,9
	- в т.ч. отпуск ГТУ	0,0	266,5
3	Годовой отпуск теплоэнергии с коллекторов, тыс. Гкал	1 256,5	728,1
	- в т.ч. отпуск ГТУ	0,0	463,2

В таблице 3.6 приведены существующие технико-экономические показатели ТЭЦ-1, а также показатели, которые станция будет иметь после реализации проекта.

Таблица 3.6 - Основные технико-экономические показатели ТЭЦ-1 до и после реализации проекта

№ п/п	Наименование	Единица измерения	До реализации (факт 2018 год)	После реализации
1	Установленная мощность - электрическая	МВт	145	82
	-тепловая	Гкал/ч	1 203	725
2	Основной вид топлива		уголь/газ	газ
	Годовая выработка электроэнергии, всего	млн. кВтч	384	422
3	в том числе:			
	-на тепловом потреблении,	млн. кВтч	384	422
	-в конденсационном режиме	млн. кВтч	-	-
4	Годовой отпуск электроэнергии	млн.кВтч	270	277
5	Годовой отпуск теплоэнергии	тыс. Гкал	1 317	728
	Годовой расход условного топлива, всего	тыс. т.у.т.	286,0	174,7
6	в том числе: -уголь	тыс. т.у.т.	64,5	22,2
	-газ	тыс. т.у.т.	219,9	146,2

	-мазут	тыс. т.у.т.	1,7	5,8
	Годовой расход условного топлива, всего	тыс. т.у.т.	286,0	174,7
7	в том числе:			
	-на отпуск электроэнергии	тыс. т.у.т.	71,4	57,7
	-на отпуск теплоэнергии	тыс. т.у.т.	214,6	117,0
8	Удельный расход условного топлива -на отпущенную	г у.т./кВтч	264,0	208,3
	-на отпущенную теплоэнергию	кг у.т./Гкал	163,0	160,7

После реализации проекта предполагается снижение отпуска тепловой энергии (за счет переключения части тепловой нагрузки на ТЭЦ-2 - 350 Гкал/ч с сетевой водой). Выработка и отпуск электрической энергии сохраняется на существующем уровне, при этом потребность в электроэнергии перекачивающего оборудования тепломагистрали ТЭЦ-2-ТЭЦ-1, обеспечивается генерирующим оборудованием от ТЭЦ-1, что увеличивает объем собственных нужд станции.

Из таблицы видно, что экономичность работы станции возрастает за счет использования более эффективных технологий комбинированного производства тепла и электроэнергии, и установки нового современного оборудования, способного более эффективно использовать природный газ в качестве основного топлива (использование угля предусматривается около месяца в год, как резервного топлива для энергетических котлов).

При реализации проекта возникают следующие основные эффекты:

- снижается годовой расход условного топлива;
- снижается удельный расход топлива на производство тепловой энергии;
- повышается надежность и качество электроснабжения.

При построении прогнозного уровня затрат на станции проанализированы и использованы данные о существующей и прогнозируемой структуре производственных затрат АО «АлЭС» в целом и ТЭЦ-1. В связи с использованием природного газа на станции в качестве основного топлива, демонтажем части существующего оборудования и переключением части нагрузок зоны теплоснабжения ТЭЦ-1 на мощности ТЭЦ-2, находящиеся за городской чертой, снижается объем выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух г. Алматы. В результате реализации проекта снижается размер экологических платежей, которые ежегодно несет станция и будет нести без учета реализации проекта.

Исходя из сравнения себестоимости в ценах 2020 года видно, что в абсолютном значении топливные издержки после реализации проекта снижаются в 1,6 раз относительно прогнозных значений АО «АлЭС». Это связано как с сокращением производственной программы на станции (снижение отпуска тепловой энергии), так и с улучшением технико-экономических показателей работы генерирующего оборудования и снижением удельных расходов топлива.

Несмотря на снижение удельной величины топливных издержек на 1 Гкал за счет сокращения производственной программы происходит увеличение себестоимости тепловой энергии (в первую очередь за счет условно-постоянных затрат, относимых на меньший объем реализации).

В то же время отпуск (и объем реализации) электрической энергии после строительства ГТУ растет, что приводит к снижению ее удельной себестоимости. Себестоимость химически очищенной воды в результате реализации проекта также незначительно снижается. В таблице 3.7 представлены прогнозные значения себестоимости основной продукции после реализации проекта.

Таблица 3.7 - Оценка себестоимости продукции ТЭЦ-1 после реализации проекта

Себестоимость на единицу продукции	До реализации	После реализации
- электроэнергии, тенге/кВтч	13,49	11,31
- теплоэнергии, тенге/Г кал	5 398,2	7 244,9
- химически очищенная вода, тенге/м ³	68,7	59,7

Необходимым условием расчета экономической эффективности предлагаемого варианта реконструкции является анализ тарифных последствий его реализации. Реализация данного проекта является социально-значимым мероприятием, так как направлена на обеспечение надежного и непрерывного энергоснабжения потребителей, а также улучшает экологическую ситуацию в центре г. Алматы.

Проект реконструкции ТЭЦ-1 является одним из этапов реализации плана по улучшению экологической обстановки в г. Алматы, обозначенных СПК «Алматы». Таким образом, реализация данного проекта является необходимой стадией развития города, имеющей поддержку Акимата г. Алматы, и направленной на улучшение уровня жизни населения.

После реализации проекта снижается установленная тепловая и электрическая мощности станции, часть тепловой нагрузки переключается на мощности ТЭЦ-2, работающей на угле и находящейся на периферии города.

Несмотря на то, что после реализации проекта эксплуатационные затраты на станции снижаются, себестоимость тепловой энергии все равно остается выше установленных тарифов. Таким образом, при существующих низких тарифах на тепло и электроэнергию (установленных для АО «АлЭС» в целом) Алматинская ТЭЦ-1 не располагает накопленными собственными средствами для реализации проекта и при сохранении установленных тарифов не сможет реализовать проект за счет собственных и заемных средств.

Реализация программ развития объектов энергетики осуществляется в условиях регулируемого государством ценообразования. Таким образом, реализация проекта без государственной поддержки с учетом роста цен на природный газ приведет к увеличению тарифов либо сокращению инвестиционной программы ТЭЦ-1.

Согласно Закону РК от 09.07.2004 №588-III «Об электроэнергетике» (текущая редакция) в случае, если инвестиционные обязательства энергопроизводящей организации не могут быть осуществлены за счет средств, получаемых от реализации электрической энергии в рамках предельных тарифов, энергопроизводящая организация вправе применить для реализации инвестиционной программы индивидуальный тариф.

Предлагаются следующие варианты финансирования:

1. (Вариант 1): за счет собственных средств осуществляется финансирование проектных работ (с учетом затрат, связанных с прохождением государственной экспертизы), авторского и технического надзора, пуско-наладочных работ, прочих затрат, налогов, сборов и обязательных платежей и НДС на приобретаемое оборудование и услуги (порядка 4,7%); остальная часть проекта - стоимость устанавливаемого оборудования, подготовительного периода строительства и СМР финансируется за счет трансфера денежных средств из Республиканского бюджета (порядка 95,3%) путем пополнения уставного капитала компании.

2. (Вариант 2): 10% собственных средств (в том числе за счет собственных средств осуществляется разработка ПСД,хождение государственной экспертизы, авторский и технический надзор); 90% заемных средств (привлекаемых по ставке 10% со сроком возврата в течение 10 лет).

Реализация электрической и тепловой энергии потребителям происходит по единым тарифам АО «АлЭС», учитывающим общие затраты на производство энергии от всех станций (ТЭЦ-1,2,3, ЗТК, ГЭС). Тариф для ТЭЦ-1 в отдельности не определяется.

В результате реализации проекта изменяется отпуск тепла и электрической энергии от ТЭЦ-1, при этом суммарный отпуск продукции по АО «АлЭС» остается постоянным за счет возможности перенесения части тепловой нагрузки на ТЭЦ-2 по тепломагистрали ТЭЦ-2- ТЭЦ-1.

В структуре отпуска тепловой и электрической энергии АлЭС доля ТЭЦ-1 до реализации проекта составляет 22,8% и 5,4% соответственно (с учетом перенесения части нагрузки на мощности ТЭЦ-2 по ТМ ТЭЦ-2 - ТЭЦ-1). После реализации проекта доля отпускаемой энергии от ТЭЦ-1 изменяется до 12,2% и 5,9% соответственно.

Из приведенной таблицы 3.7 видно, что себестоимость электрической энергии и ХОВ снижается в результате реализации проекта. Это связано с тем, что при сохранении объемов реализации электроэнергии улучшаются технико-экономические показатели ее производства.

Себестоимость тепловой энергии растет по обоим вариантам схем финансирования, что в первую очередь связано со снижением объемов отпускаемого тепла, что увеличивает долю условно-постоянных затрат на единицу тепловой энергии (несмотря на снижение части эксплуатационных затрат в абсолютном выражении).

С учетом того, что отпуск электрической и тепловой энергии после реализации проекта обеспечивается новым высокотехнологическим оборудованием, незначительно снижаются и топливные затраты по проекту.

Таким образом, для Алматинской ТЭЦ-1 при варианте финансирования 1 (на первый год полной эксплуатации ГТУ):

- себестоимость электрической энергии снижается на 17,5%;
- себестоимость тепловой энергии возрастает на 30,3%;
- себестоимость ХОВ снижается на 12,5%;

При варианте финансирования 2 на Алматинской ТЭЦ-1 (на первый год полной эксплуатации ГТУ):

- себестоимость электрической энергии снижается на 16,2%;
- себестоимость тепловой энергии возрастает на 32,8%;
- себестоимость ХОВ снижается на 12,4%;

Таким образом, при схеме финансирования 2 с участием кредитных средств, возврат которых закладывается в тариф, происходит существенный рост тарифа по Алматинской ТЭЦ-1, что в первую очередь связано с существенным удорожанием стоимости реализации реконструкции за счет изменения курсов иностранной валюты на импортное оборудование.

При этом стоит отметить, что для полной картины влияния проекта на конечных потребителей и на деятельность АО «АлЭС» недостаточно рассмотреть влияние строительства ГТУ только на тарифы ТЭЦ-1, так как в конечном итоге электрическая и тепловая энергия, а также ХОВ реализуются по тарифам, установленным для АО «АлЭС» в целом. Данные тарифы, как уже говорилось выше, основаны на калькуляции затрат по каждому производственному и непроизводственному подразделению АО «АлЭС».

Часть тепловой нагрузки, на которую в результате строительства ГТУ возможно разгрузить ТЭЦ-1 (при условии обеспечения заданного уровня электрической нагрузки на уровне 70-90 МВт), переходит на ТЭЦ-2,

работающую на угле и находящуюся на периферии города, чем также увеличивается интенсивность эксплуатации тепломагистрали ТЭЦ-2 - ТЭЦ-1.

При этом на ТЭЦ-2 возрастают топливные издержки на производство тепловой энергии, а также прочие производственные издержки (такие как экологические платежи, затраты на технологическую воду), происходит незначительное снижение затрат на производство электрической энергии (в частности небольшое снижение расхода топлива на отпуск электроэнергии и снижение оплаты услуг АО «KEGOK»).

После реализации проекта как показал анализ общая себестоимость АО «АлЭС» снижается по каждому виду продукции. Это связано с тем, что электрическая энергия и ХОВ начинают отпускаться от ТЭЦ-1 с лучшими технико-экономическими и стоимостными показателями.

Снижение общей себестоимости по тепловой энергии связано с переносом большей части нагрузки (относительно варианта без проекта) на ТЭЦ-2, которая работает на более дешевом каменном угле (за счет чего себестоимость производства замещаемого отпуска энергии на ней ниже). Без учета строительства ГТУ на рассматриваемом временном интервале за счет работы турбин ПТ-60 для обеспечения электрической нагрузки в узле ТЭЦ-1 тепломагистраль грузится в меньшей степени и больший объем более дорого тепла производится на ТЭЦ-1.

В таблице 3.8 приведены технико-экономические показатели по проекту реконструкции Алматинской ТЭЦ-1.

Таблица 8.1 - Сводные результаты по проекту

№ п/п	Наименование	Единица измерения	Siemens Var 1	Siemens Var 2
1	Установленная мощность электрическая	МВт	82	82
	- тепловая	Гкал/ч	725	725
2	Выработка электроэнергии	млн.кВтч /год	422	422
3	Отпуск электроэнергии	млн.кВтч /год	277	277
4	Реализация электроэнергии	млн.кВтч /год	260	260
5	Отпуск теплоэнергии	тыс. Гкал/год	728	728
6	Реализация теплоэнергии	тыс. Гкал/год	727	727
7	Годовой расход топлива, в том числе:	тыс. т.у.т./год	174,7	174,7
	-уголь	тыс. т.у.т./год	22,2	22,2
	-газ	тыс. т.у.т./год	146,7	146,7
	-мазут	тыс. т.у.т./год	5,8	5,8
8	Годовой расход топлива, в том числе:	тыс. т.у.т./год	174,7	174,7
	- на отпуск электроэнергии	тыс. т.у.т./год	57,7	57,7
	- на отпуск теплоэнергии	тыс. т.у.т./год	117,0	117,0
9	Удельный расход топлива -на отпущенную электроэнергию - на отпущенную	г.у.т./кВтч кг.у.т./Гкал	208,3 160,7	208,3 160,7

№ п/п	Наименование	Единица измерения	Siemens Bar 1	Siemens Bar 2
10	Общая численность НИИ	чел.	386	386
11	Площадь участка ТЭЦ-1, в том числе:	га	32,4753	32,4753
	- в условных границах проектирования	га	5,44	5,44
12	Площадь застройки зданиями и сооружениями	га	1,66	1,66
	- проектируемые здания и сооружения	га	0,91	0,91
13	Коэффициент застройки	%	5,1%	5,1%
14	Продолжительность строительства	месяцев	33	33
15	Сметная стоимость строительства (с учетом инфляции)	млн. тенге	34 360,7	34 360,7
	-оборудование, без НДС	млн. тенге	17 310,0	17 310,0
	-СМР и прочие (в т.ч. НДС)	млн. тенге	17 050,7	15 050,7
16	Сводный сметный расчет (с учетом инфляции), с НДС	млн. тенге	36 176,2	36 176,2
	Реализация электроэнергии за расчетный период	млн. кВтч	7 704,0	7 704,0
	Реализация теплоэнергии за расчетный период	тыс. Гкал	21 780,1	21 780,1
	Реализация ХОВ за расчетный период	тыс. м3	155 104,8	155 104,8
	Усредненный тариф на электроэнергию (в ценах 2017 года)	тенге/кВтч	12,12	17,55
	Усредненный тариф на теплоэнергию (в ценах 2017 года)	тенге/Гкал	7 072,26	7 782,89
	Усредненный тариф на ХОВ (в ценах 2017 года)	тенге/ м3	59,84	59,97
	Усредненный тариф на электроэнергию (с учетом инфляции)	тенге/кВтч	43,08	49,24
	Усредненный тариф на теплоэнергию (с учетом инфляции)	тенге/Гкал	24 285,57	25 088,6
	Усредненный тариф на ХОВ (с учетом инфляции)	тенге/ м3	242,40	242,54
	Выручка от реализации (без НДС) за расчетный период	млн. тенге	898 420,9	963 360,7
	Полная себестоимость продукции за расчетный период	млн. тенге	855 650,6	881 432,3
	Выплата по займам, в том числе:	млн. тенге	0	56 877,9
	- основного долга инвестиционного кредита	млн. тенге	0	32 439,1
	- процентов по кредиту	млн. тенге	0	24 438,8
	Чистая прибыль за расчетный период	млн. тенге	34 216	63 877
	Внутренняя норма доходности (IRR)	%	50,5	13,7
	Простой срок окупаемости	лет	4,40	8,82
	Чистый дисконтированный доход* (NPV) за расчетный период	млн. тенге	10 549,0	2 011,5
	Дисконтированный срок окупаемости*	лет	4,67	-
	Чистый приведенный доход бюджета за	млн. тенге	6 062,8	12 037,0
	Общий коэффициент покрытия долга	разы	-	1,32

* - при ставке дисконтирования 12,6%

Как показал экономический анализ реализация проекта реконструкции ТЭЦ-1 благоприятно скажется на себестоимости продукции АО «АлЭС». Реализация проекта возможна только при поддержке государства. Простой период окупаемости по первому варианту финансирования составляет 4,67 года. Удельные расходы топлива на производство тепла и электроэнергии по ТЭЦ-1 снижаются, снижаются и экологические платежи за счет сокращения выбросов.

Заключение

На сегодняшний момент генерация электрической и тепловой энергии производится на станции посредством шести паровых энергетических котлов типа БКЗ-160-100Ф и трех паровых турбин (две турбины типа ПТ60-90/13 и турбина Р25-90/18). В пиковом режиме работает водогрейная часть – семь водогрейных котлов типа ПТВМ-100. Дымовые газы от котлов отводятся через две дымовые трубы высотой по 80 м и диаметром устья 4,3м.

Установленная электрическая мощность ТЭЦ-1 АО «АлЭС» составляет 145 МВт. Средняя располагаемая электрическая мощность за 2019 год составила 95 МВт. Установленная тепловая мощность станции составляет 1203 Гкал/ч, в том числе турбинных установок - 503 Гкал/ч, пиковая водогрейная котельная - 700 Гкал/ч. Расчетная располагаемая тепловая мощность ТЭЦ-1 составляет, при сжигании газа - 1090 Гкал/ч, в том числе мощность турбинных установок - 460 Гкал/ч, ПВК - 630 Гкал/ч.

Ограничение тепловой мощности станции вызваны недостатком паровой мощности котлов, недозагруженностью турбин, работающих на полном тепловом потреблении в режиме ухудшенного вакуума.

Паровые турбины ПТ-60-90/13 выработали свой ресурс. Паровые котлы №8,9 также выработали свой ресурс, у остальных энергетических котлов наработка составляет 90 %. Установленные на станции паровые котлы физически и морально устарели. Не газоплотное исполнение топки и конвективных поверхностей нагрева приводит к повышенным присосам в топку и газоходы паровых котлов. Водогрейные котлы, №1,2 выработали свой парковый ресурс.

Фактический коэффициент использования установленной электрической мощности составляет порядка 28,3-30,7 %. В 2018 году он достиг 30,7 %, а в 2017 году коэффициент использования установленной электрической мощности составил 30,3 %.

Это связано с тем, что участие ТЭЦ-1 в покрытии электрического максимума нагрузки ограничено спецификой работы турбин. Турбины работают на полном тепловом потреблении по тепловому графику. В часы максимума станция лишь незначительно может увеличить электрическую нагрузку за счет увеличения величины подпитки теплосети или изменяя нагрузку отборов турбин.

Недостаток теплового потребления и ограниченная подпитка теплосети приводят к ограничению электрической нагрузки турбин и, соответственно, к ограничению выработки электроэнергии.

ТЭЦ-1 АО «АлЭС», расположенная в центре г. Алматы (проспект Сейфуллина, 433), обеспечивает теплом весь Восточный тепловой район города и частично Центральный тепловой район.

ТЭЦ-1 и часть Центрального теплового района является одним из старейших объектов выработки тепла и электроэнергии и в настоящее время покрывает около 35% тепловой нагрузки в зоне теплофикации и производит 11% электроэнергии от общего потребления городом.

Услугами ТЭЦ-1 в части обеспечения потребности в тепле пользуются около 250 тысяч чел. (~30% проживающих в благоустроенной жилой застройке города). Более 4 млн. м² общей площади города (~30% общей благоустроенной застройки) отапливаются от ТЭЦ-1.

ТЭЦ-1 работает в теплофикационном режиме, при этом электрическая мощность турбин полностью зависит от тепловой нагрузки, поэтому участие ТЭЦ-1 в покрытии электрического максимума нагрузки ограничено - в часы максимума станция лишь незначительно может увеличить электрическую нагрузку за счет увеличения подпитки теплосети или изменяя нагрузку отборов турбин.

Физический износ оборудования, исчерпание ресурса основного генерирующего оборудования ТЭЦ-1 и экологическая напряженность, создают предпосылки к активным мерам по реконструкции и модернизации ТЭЦ-1.

Проведение реконструкции и расширения Алматинской ТЭЦ, является стратегическим направлением развития энергокомплекса г. Алматы и соответствует Программе перспективного развития действующих энергоисточников Алматинского энергокомплекса, утвержденной Акиматом города и АО «Фонд национального благосостояния «Самрук-Казына».

При определении варианта реконструкции АлТЭЦ-1 учитывалось, что ТЭЦ-1 работает совместно с ТЭЦ-2, после реконструкции вновь вводимая часть оборудования ТЭЦ-1 будет работать в базе, а существующая в пике и полупике нагрузок.

Для покрытия присоединенной нагрузки зоны теплоснабжения ТЭЦ-1, с учетом перспективных нагрузок, работу тепломагистрали ТЭЦ-2-ТЭЦ-1, а также в связи с выработкой паркового ресурса части основного оборудования ТЭЦ-1, предусматривается:

- вывод из работы в ближайшие годы четырех паровых котлов 4хБКЗ-160-100Ф (ст. №№8.. 11) и паровых турбин 2хПТ-60-90/13 (ст. №№ 9,10);

- переключение тепловых нагрузок ТЭЦ-1, покрываемых за счет бойлеров турбин ПТ-60-90/13, на мощности ТЭЦ-2 через тепломагистраль ТЭЦ-2 - ТЭЦ-1;

- использование в работе существующей турбины Р-25-90/18 ст. №8 и паровых котлов 2хБКЗ-160-100Ф ст. №№12,13;

- строительство двух газотурбинных установок (ГТУ) единичной электрической мощностью 30 МВт с водогрейными котлами-утилизаторами (КУВ) единичной тепловой мощностью 34,9 Гкал/ч. При этом тип и марка ГТУ принята SGT-700 производства «Siemens» на основании технико-экономического сопоставления с альтернативными поставщиками;

- вывод из работы водогрейных котлов 2хПТВМ-100 (ст. №1,2) в рамках реконструкции станции после строительства тепломагистрали ТЭЦ-2 - ТЭЦ-1 и нового теплогенерирующего оборудования на ТЭЦ-2.

Реализация социально важного проекта реконструкции Алматинской ТЭЦ-1 на базе энергосберегающей технологии комбинированного цикла производства тепловой и электрической энергии, как одной из основных систем обеспечения жизнедеятельности города, позволит:

- улучшить экологическую обстановку в центральной части г. Алматы за счёт:

- сокращения годовой выработки тепла на ТЭЦ-1 путём замещения ее выработкой тепла на ТЭЦ-2, находящейся за городом;

- обеспечить надежность и качество электро- и теплоснабжения потребителей.

Представленные в диссертационной работе показатели эффективности могут быть улучшены на следующих стадиях проектирования и строительства за счет оптимизации капитальных затрат (организация комплекса тендерных закупок на строительство и поставку основного и вспомогательного оборудования), а также корректировок показателей макроэкономического окружения (тарифы на энергию, стоимость топлива). Представленный анализ и тепловые расчеты различных схемных решений с использованием самого современного энергетического оборудования подтвердили предпосылки необходимости реконструкции ТЭЦ-1 с использованием схемы ГТУ+КУВ работающей круглогодично с максимальной энергоэффективностью и коэффициентом использования топлива более 80 %.

Список литературы

- 1 Стерман Л.С., Лавыгин В.М., Тишин С.Г. Тепловые и атомные электрические станции. – М.: Издательство МЭИ, 2010.
- 2 Елизаров Д.П. Тепловые электрические станции. М.: Энергоатомиздат, 2009. – 305 с.
- 3 Рыжкин В.Я. Тепловые электрические станции, - М.: Энергоатомиздат, 1987. - 328 с.
- 4 Трухний А.Д. Парогазовые установки электростанций. Учебное пособие для вузов. — М.: МЭИ, 2013. — 648 с.
- 5 Цанев С.В. Газотурбинные и парогазовые установки ТЭС.-М., МЭИ, 2002.-584 с.
- 6 Кибарин А.А. Огай В.Д., Торгаев А., Галиев Р.А. К вопросу о переводе Алматинской ТЭЦ-2 АО «АлЭС» на газ. В кн.: Экология в энергетике, Москва, 2019: материалы. Москва: ВТИ, 2019. С. 57-62.
- 7 2019 Gas Power Products Catalog [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://www.ge.com/power/gas/catalogs>
- 8 Aero-derivative Gas Turbine Packages. [Электронный ресурс]/ Mitsubishi Hitachi Power Systems, Ltd. Режим доступа: <http://www.pwps.com/>
- 9 . Орлов М.Е. Повышение эффективности ТЭЦ и подключенных к ним городских теплофикационных систем за счет структурно-технологической модернизации: Дисс. докт.техн.наук. - Ульяновск, 2017 г., 337 с.
- 10 Ольховский, Г.Г. Применение ГТУ и ПГУ на электростанциях// Энергорынок. - 2004. - № 5.
- 11 Е. Волкова, Т. Новикова Экономическая целесообразность форсированного внедрения ПГУ и ГТУ при обновлении тепловых электростанций // Газотурбинные технологии. 2004 №1
- 12 Анализ парогазовых технологий на тепловых электростанциях Федчишин В.В., Манукян Г.В., Бойцова Е.А. [Вестник Иркутского государственного технического университета](#). 2003. № 2 (14). С. 96-100.
- 13 Применение ПГУ на ТЭЦ /Батенин В.М., Зейгарник Ю.А., Масленников В.М., Шехтер Ю.Л., Ротинов А.Г.//Теплоэнергетика. 2008. № 12. С. 39-43.
- 14 Торгаев А.А., Кенжебаев А.Р., Бахтыбаева Г.К., Исаков Д.О. Выбор тепловых схем ГТУ надстроек для реконструкции Алматинской ТЭЦ-2//SCIENCE AND TECHNOLOGY INNOVATIONS: сборник статей III Международной научно-практической конференции (15 мая 2020 г.) – Петрозаводск: МЦНП «Новая наука», 2020. – С. 147-153
- 15 Павлова А.А. Перспективы форсирования паро и газотурбинных энергоустановок// Вестник Самарского государственного аэрокосмического университета им. академика С.П. Королёва (национального исследовательского университета). 2011. № 3-1 (27). С. 135-1424.
- 16 Сейдалиева А.Б., Айдаболова А.С., Жекенов Е.Л. Технико-экономическая оценка модернизации ТЭЦ-1 ГТУ надстройкой// OPEN

INNOVATION: сборник статей XII Международной научно-практической конференции. – Пенза: МЦНС «Наука и Просвещение». – 2020. – С.39-44

17 Газотурбинная электростанция на базе газовой турбины мощностью 32 МВт. [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://www.reph.ru/production/type/54/664/>

18 Патрикеев, М. Ю. Оптимизация использования промышленных ГТУ-ТЭЦ на базе авиационных ГТД / М. Ю. Патрикеев, В. А. Загорский // Материалы межвузовской научной конференции «Проблемы развития энергетики России и Поволжья». – Самара: Сам-ГТУ, 2000. – С. 33-36.