

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН  
Некоммерческое акционерное общество  
«АЛМАТИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ЭНЕРГЕТИКИ И СВЯЗИ»

Кафедра Тепловые энергетические двигатели

«ДОПУЩЕН К ЗАЩИТЕ»

Заведующий кафедрой доцент, к.т.н. Кибарин А.А.  
(ученая степень, звание, Ф.И.О.)

«  »    2018 г.  
(подпись)

**ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ**

На тему: ТЭО ПГУ ТЭЦ в районе г. Алматы

Специальность 5В071700 теплоэнергетика

Выполнил: Кенжебаев Азамат Султанович Группа ТЭ-14-3  
(Ф.И.О.)

Научный руководитель д.т.н., профессор Ормулбаев РК.  
(ученая степень, звание, Ф.И.О.)

Ормулбаев РК. «  »    2018 г.  
(подпись)

Рецензент: \_\_\_\_\_  
(ученая степень, звание, Ф.И.О.)

«  »    2018 г.  
(подпись)

Консультанты:

по экономической части:

к.э.н. Абильдина А.И.  
(ученая степень, звание, Ф.И.О.)

Абильдина А.И. «11» июня 2018 г.  
(подпись)

по безопасности жизнедеятельности:

ст. преподаватель Мананбаева С.С.  
(ученая степень, звание, Ф.И.О.)

Мананбаева С.С. «11» ноября 2018 г.  
(подпись)

Нормоконтролер: \_\_\_\_\_  
(ученая степень, звание, Ф.И.О.)

Кенжебаева К.С. «18» 06 2018 г.  
(подпись)

Алматы 2018

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН  
Некоммерческое акционерное общество  
«АЛМАТИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ЭНЕРГЕТИКИ И СВЯЗИ»

Институт Теплоэнергетики и Тепломеханики

Кафедра Тепловые Энергетические Установки

Специальность 55071700 - Теплоэнергетика

### ЗАДАНИЕ

на выполнение дипломного проекта

Студенту Кемтебаеву Азамату Руслановичу  
(Ф.И.О)

Тема проекта ТЭО ПГУ ТЭЦ в районе г. Алматы

Утверждена приказом по университету № 155 от «23» 10 2017 г.

Срок сдачи законченного проекта « 22 » 08 2018 г.

Исходные данные к проекту (требуемые параметры результатов исследования (проектирования) и исходные данные объекта): техническая документация АПК ТЭЦ-2; турбина Р-50; турбина GE 6F.03  
Экологические данные; данные по экологической части.

Перечень вопросов, подлежащих разработке в дипломном проекте, или краткое содержание дипломного проекта:

- 1) Анализ энергетического комплекса г. Алматы
- 2) Обзор возможных схемных решений по строительству ПГУ.
- 3) Обоснование принятой схемной решения.
- 4) Расчет в среде WaterGuse

- 5) Анализ условий труда и расчет прямого-втяжной вентиляции.
- 6) Определение себестоимости и срока окупаемости ПГУ

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

- Ген план АО "АЭС" ТЭЦ-2;  
 ПТС АО "АЭС" ТЭЦ-2;  
 поперечный разрез надстройки ПГУ;  
 ПТС АО "АЭС" ТЭЦ-2 с ПГУ;  
 Презентация проекта.

Основная рекомендуемая литература:

- 1) Трухний А. Д. Парогазовые установки электростанций: учебное пособие для вузов по направлению "Персонал", "Энергетическое машиностроение" и "Теплоэнергетика и тепломеханика". - М.: МЭИ, 2013. - 646 с.
- 2) Григорьев В. А., Зорин В. М. Тепловые и атомные электрические станции. Справочник Книга 3. - М.: Энергоатомиздат, 1989.
- 3) Ракипханов Т. Е. Безопасность жизнедеятельности.
- 4) Парамонов С. Г. Экономика энергетики. Методические указания

Консультации по проекту с указанием относящихся к ним разделов проекта

Раздел	Консультант	Сроки	Подпись
БЖД	Мананбаева С.Е.	27.05-11.06.18	
Эконом часть	Абильдина А.Ш.	11.06.18	
Основная часть	Орфанов Р.К.	15.06.18	



### **Аннотация**

Целью данного дипломного проекта является технико-экономическое обоснование ПГУ ТЭЦ в районе г.Алматы. ПГУ состоит из трех газовых турбин GE 6F.03 и трех водогрейных котлов-утилизаторов, а также одной турбины с противодавлением P-50-130/13.

В экономическом разделе был проведен расчет строительства надстройки ПГУ на территории АО «АПК» ТЭЦ-2.

В разделе по БЖД был проведен расчет приточно-вытяжной вентиляции для данной надстройки, в которой установлена ПГУ.

### **Андатпа**

Дипломдық жобаның мақсаты Алматы қаласы ауданындағы ССГТ ЖЭО-ның техникалық экономикалық негіздемесі болып табылады. ССГТ үш GE 6F.03 газ турбиналарынан және үш су жылытатын қазандық-қадегеден, және сондай ақ бір қарсы қысыммен P-50-130/13 турбинасынан тұрыды.

Экономикалық бөлімде ССГТ-ның «АПК» АҚ ЖЭО-2 аумағында қондырмасының құрылысы есептелген.

Тіршілік қауіпсіздігіне байланысқан бөлімінде ССГТ белгіленген қондырма үшін, сору-сыртқа тарату желдеткіші есептелген.

### **Annotation**

The purpose of this diploma project is the feasibility study of the combined-cycle plant at the district of Almaty. The CCGT consists of three gas turbines GE 6F.03 and three hot-water boilers, as well as one turbine with back pressure P-50-130/13.

In the economic section, the construction of the CCGT superstructure in the territory of JSC "APK" TPP-2 was calculated.

In the section on Safety of Life, a calculation was made of the supply and exhaust ventilation for this superstructure in which the CCGT unit was installed.

## Содержание

Введение.....	7
1 Энергетический комплекс г. Алматы, проблемы и перспективы .....	9
1.1 Деятельность по производству тепловой и электрической энергии в г. Алматы .....	9
1.2 Стратегия устойчивого развития .....	10
1.3 Основные природоохранные мероприятия .....	11
1.4 Основные проблемы, связанные с энергетическим комплексом г. Алматы .....	11
2 Общая характеристика ТЭЦ -2 АО «АлЭС» .....	15
2.1 Общие сведения.....	15
2.2 Принципиальная тепловая схема ТЭЦ-2 АО «АлЭС» .....	18
2.3 Характеристика основного и вспомогательного оборудования ТЭЦ-2 АО «АлЭС» .....	21
2.3.1 Характеристика паровых турбин и вспомогательного оборудования .....	<b>Ошибка! Закладка не определена.</b>
2.4 Анализ состояния оборудования, производства и потребления топливно-энергетических ресурсов за 2012-2017 годы .....	30
3 Обоснование возможных схемных решений по строительству ПГУ ТЭЦ в районе г. Алматы.....	33
3.1 Установка ГТУ ТЭЦ с использованием существующего паротурбинного оборудования .....	33
3.2 Установка ГТУ ТЭЦ с КУВ .....	35
3.3 Экономические аспекты строительства ПГУ .....	39
4 Тепловой расчет ПГУ надстройки ТЭЦ-2 на заданные тепловые нагрузки ..	44
5 Бизнес-план строительства ПГУ ТЭЦ в районе г. Алматы .....	57
5.1 Исходные данные .....	57
5.2 Определение годового отпуска энергии ТЭЦ.....	57
5.3 Определение затрат на топливо .....	58
5.4 Расчет затрат на воду .....	58

					<b>ДП.5В071700.ДО.ПЗ.</b>		
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата			
Разраб.		Кенжебаев А.Р..			Литер	Лист	Листов
Руковод.					5	76	
Реценз.					<b>ИТиТ, ТЭС-14-3</b>		
Зав.каф.							
Н.контр.							

5.5	Расчет затрат на заработную плату .....	59
5.7	Расчет затрат на проведение текущего ремонта .....	60
5.8	Расчет платы за выбросы.....	60
5.9	Общестанционные и цеховые расходы.....	61
5.10	Расчет себестоимости отпуска энергии .....	61
5.11	Экономическая оценка строительства и эксплуатации ПГУ .....	62
5.12	Метод определения чистой текущей стоимости NPV.....	64
5.13	Метод расчёта внутренней нормы прибыли IRR.....	64
5.14	Метод расчёта окупаемости инвестиций PP .....	65
6	Безопасность жизнедеятельности.....	66
6.1	Анализ условий труда.....	66
6.2	Техническое обеспечение. Расчет вентиляции турбинного цеха.....	67
6.2.1	Теплопоступления и теплопотери в результате разности температур .....	67
6.2.2	Теплопоступления от солнечного излучения через остекление .....	68
6.2.3	Теплопоступление от людей .....	69
6.2.4	Теплопоступление от осветительных приборов .....	70
6.2.5	Теплопоступление от оборудования .....	70
6.2.6	Определение потерь в воздуховодах.....	71
6.3	Вывод по разделу Безопасность жизнедеятельности .....	73
	Заключение .....	74
	Список использованной литературы.....	75

					ДП.5В071700.ДО.ПЗ.					
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата	Содержание					
Разраб.		Кенжебаев А.Р..						Литер	Лист	Листов
Руковод.									6	76
Реценз.								ИТиТ, ТЭС-14-3		
Зав.каф.										
Н.контр.										

## Введение

Энергетика сегодня является важнейшей движущей силой мирового экономического прогресса, и от ее состояния напрямую зависит благополучие миллиардов жителей планеты.

Для устойчивого развития предприятий ТЭК требуется модернизация его технического оснащения, внедрение технологических процессов, снижающих загрязнение окружающей среды, повышение квалификации персонала, а также развитие и внедрение альтернативных источников энергии.

Энергетический потенциал Казахстана привлекает пристальное внимание многих стран, а проводимая руководством РК успешная экономическая политика обеспечивает благоприятный инвестиционный климат. На сегодня практически не осталось известных в мире нефтегазовых компаний, которые не изъявляли бы желания поучаствовать в развитии нефтегазового сектора Республики Казахстан. Электроэнергетический комплекс Казахстана – один из приоритетных секторов экономики, рассматриваемый как динамично сбалансированная система: энергетика – экономика – природа – общество при устойчивом развитии электроэнергетики на базе новых высокоэффективных технологий и постоянного снижения энергоемкости.

На современном этапе развития реального сектора экономики, в том числе и промышленности, топливно-энергетический комплекс (ТЭК) Казахстана является одной из приоритетных отраслей государственной политики, играет ведущую роль, обеспечивая устойчивый рост экономических показателей страны.

На сегодня обеспечение требуемых объемов расширения, модернизации существующих и строительства новых объектов электроэнергетики, а также создание экспортного, транзитного потенциала необходимых резервов мощности является важнейшей государственной задачей.

Внедрение достижения фундаментальной науки, новые эффективные, надежные материалы, оборудование и технологии, глубокое и всестороннее диагностирование, аудит и мониторинг состояния оборудования, энергетических объектов, систем управления требует участия государства и существенного инвестирования в целевые научные и производственные программы и проекты по приоритетным направлениям развития электроэнергетики.

Привлечение иностранных и отечественных инвестиций создаст условия для создания и внедрения нового высокотехнологичного производства, модернизации основных фондов и технического перевооружения предприятий

					ДП.5В071700.ДО.ПЗ.			
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата				
Разраб.		Кенжебаев А.Р..			Введение	Литер	Лист	Листов
Руковод.							7	76
Реценз.								
Зав.каф.								
Н.контр.								
						ИТиТ, ТЭС-14-3		



энергетической отрасли, развития возобновляемых источников энергетики и производств соответствующего технологического оборудования. Одновременно с этим освоение инвестиций позволит более эффективно использовать имеющийся потенциал квалифицированных кадров, внедрить передовые достижения в области менеджмента и маркетинга, обеспечить наполнение внутреннего рынка качественными товарами отечественного производства с одновременным увеличением объемов экспорта «излишков» энергетических ресурсов.

Резюмируя написанное выше, можно сделать вывод, что строительство новых ТЭС и модернизация должны не только удовлетворять потребности, но также и привлекать инвесторов.

В данном дипломном проекте была поставлена задача: обоснование такой ПГУ, которая бы покрывала нагрузки г. Алматы в летний период, работая на газе, но также обеспечить выгоду компании, с использованием угля в отопительный период. Для обеспечения подобных условий, в дипломном проекте будут разобраны схемные решения по строительству ПГУ.

# 1 Энергетический комплекс г. Алматы, проблемы и перспективы

## 1.1 Деятельность по производству тепловой и электрической энергии в г. Алматы

Деятельность по производству тепловой и электрической энергии в городе Алматы и Алматинской области осуществляет энергопроизводящая организация - Акционерное Общество «Алматинские электрические станции» (АО «АлЭС»).

АО «АлЭС» обеспечивает электрической и тепловой энергией порядка 70% потребителей Алматинского региона, является субъектом естественной монополии по производству тепловой энергии и субъектом рынка, занимающим доминирующее положение по производству электрической энергии. Основные технико-экономические показатели организации представлены в таблицах 1.1 и 1.2.

Таблица 1.1 - Основные технико-экономические показатели АО «АлЭС» за 2015-2017 годы

Показатель	Ед.изм.	2015	2016	2017
Выработка электроэнергии	млн.кВт*ч	5085,6	5911,4	5712,4
Отпуск электроэнергии с шин	млн.кВт*ч	4454,1	5281,1	5071,7
Отпуск тепловой энергии	млн.Гкал	5,0	5,0	5,2
Расход условного топлива	тыс.тут	2220,3	2161,3	2212,4
Коэффициент использования установленной электрической мощности	%	46,9	54,3	52,6
Коэффициент использования установленной тепловой мощности	%	16,0	15,6	15,5

Таблица 1.2 - Основные технико-экономические показатели ТЭС АО «АлЭС» за 2015-2017 годы

Показатель	Ед.изм.	2015	2016	2017
<b>ТЭЦ-1</b>				
Выработка электроэнергии	млн.кВт*ч	354,7	367,0	385,0
Отпуск электроэнергии с шин	млн.кВт*ч	251,7	266,1	286,5
Отпуск тепловой энергии	млн.Гкал	1,2	1,3	1,3
Расход условного топлива	тыс.тут	254,3	265,6	252,8
Коэффициент использования установленной электрической мощности	%	27,9	28,9	30,3
Коэффициент использования установленной тепловой мощности	%	12,0	12,5	12,7
<b>ТЭЦ-2</b>				
Выработка электроэнергии	млн.кВт*ч	2545,8	2632,2	2669,8
Отпуск электроэнергии с шин	млн.кВт*ч	2165,9	2243,5	2274,5
Отпуск тепловой энергии	млн.Гкал	3,2	3,2	3,3
Расход условного топлива	тыс.тут	1343,0	1371,7	1395,3

Показатель	Ед.изм.	2015	2016	2017
Коэффициент использования установленной электрической мощности	%	57,0	58,9	59,8
Коэффициент использования установленной тепловой мощности	%	33,4	33,1	28,0
<b>ТЭЦ-3</b>				
Выработка электроэнергии	млн.кВт*ч	1134,8	976,8	995,1
Отпуск электроэнергии с шин	млн.кВт*ч	1001,7	856,2	868,9
Отпуск тепловой энергии	млн.Гкал	0,1	0,1	0,1
Расход условного топлива	тыс.тут	541,7	460,3	472,1
Коэффициент использования установленной электрической мощности	%	74,9	64,5	65,7
Коэффициент использования установленной тепловой мощности	%	3,3	3,4	3,7

## 1.2 Стратегия устойчивого развития

Современный рынок электроэнергии и мощности по городу Алматы и области обеспечивается на 64 % из поставок электрической энергии от энергоисточников АО «АлЭС» и остальные 36 % за счет покупки электроэнергии от ЖГРЭС и ГРЭС Павлодар-Экибастузского энергоузла.

Основным покупателем электрической энергии АО «АлЭС» является энергоснабжающая компания ТОО «АлматыЭнергоСбыт».

Энергоисточники АО «АлЭС» обеспечивают систему централизованного теплоснабжения города на базе теплофикации от ТЭЦ-1, ТЭЦ-2 и котельных ЗТК порядка 70 % от ее общей тепловой нагрузки.

Основным покупателем тепловой энергии АО «АлЭС» является теплоснабжающая компания ТОО «Алматинские Тепловые Сети».

АО «АлЭС» занимает доминирующее положение по поставкам электроэнергии в регионе и является монопольным поставщиком тепловой энергии, в связи с чем обеспечивается постоянный сбыт продукции. АО «АлЭС», понимая свое доминирующее положение в регионе, ставит стратегические цели и задачи:

- 1) увеличение объемов производства электрической и тепловой энергии за счет снижения разрывов между установленной и располагаемой мощностью и ввода новых мощностей;
- 2) повышение производительности труда не менее чем в 1,5 раза до 2020 года за счет увеличения объемов производства, оптимизации численности обслуживающего персонала, передачи части работ и услуг на аутсорсинг, инновационного развития;
- 3) проведение политики энергосбережения и энергоэффективности, снижение экологического воздействия на окружающую среду за счет модернизации существующего оборудования, внедрения более эффективных технологий производства энергии и методов очистки дымовых газов;

- 4) обеспечение безопасных условий труда персонала, внедрение современных информационных технологий и программных комплексов;
- 5) повышение уровня корпоративного управления и системы управления человеческими ресурсами

### **1.3 Основные природоохранные мероприятия**

#### **1) Охрана воздушной среды:**

Ведутся плановые работы по поддержанию степени очистки золоулавливающих устройств на котельных агрегатах станций, ремонт и замена кубов воздухоподогревателей, ремонт горелок котлоагрегатов, эмульгаторов, антикоррозийные работы, замена металлоконструкций, труб, изношенных поверхностей, устранение нарушений в производственном цикле на котельных агрегатах ТЭЦ-1, 2, 3, работы по обеспыливанию топливоподающего тракта, подготовка и проведение режимно-наладочных работ на котельных агрегатах.

#### **2) Охрана и рациональное использование водных ресурсов:**

Ведутся мероприятия по ремонту и замене золопроводов, насосного оборудования в котельном, турбинном, химическом цехах, очистных сооружениях ТЭЦ-1, по устранению потерь воды при транспортировке золошлаковых отходов на ТЭЦ-2 и ТЭЦ-3, ремонт оборотной системы производственного назначения (багерная, градирни) на ТЭЦ-2.

3) Охрана земельных ресурсов, рациональное использование недр, флоры и фауны:

Проводятся работы по замене изношенных трубопроводов для предотвращения выброса золошлаковых отходов и пульпы, озеленение территорий административно-территориальных единиц, увеличение площадей зелёных насаждений на ТЭЦ-1, восстановление деградированных территорий на ТЭЦ-3.

4) Обращение с отходами производства и потребления, радиационная, биологическая и химическая безопасность:

Проводятся работы по реконструкции и расширению золоотвала на ТЭЦ-2, по предотвращению пыления золоотвалов ТЭЦ-1, 2, 3, сдача на утилизацию твёрдо-бытовых отходов, ртутьсодержащих ламп и других опасных отходов департаментов ТЭЦ-1, 2, 3, ЗТК, Капшагайской ГЭС, Каскад ГЭС, ПРП «Энергоремонт».

### **1.4 Основные проблемы, связанные с энергетическим комплексом г. Алматы**

Природные и климатические особенности местности в районе города Алматы, способствуют образованию мощной приземной инверсии температуры, сохраняющейся, особенно в зимний период, длительное время. Из-за географического расположения города, где часто наблюдаются безветрие, туманы и приземные инверсии, которые затрудняют рассеивание

примесей в пространстве. Это приводит к накоплению в приземном слое продуктов загрязнения атмосферного воздуха выхлопными газами автомобилей, выбросами котельных, ТЭЦ, промышленных объектов и т.д.

Алматы входит в число городов Казахстана с высоким уровнем загрязнения воздуха в течение многих лет. Высокий уровень загрязнения обусловлен как природными и климатическими особенностями местности, так и воздействием человека на окружающую среду.

Доля энергетики в объеме выбросов - 37%, в том числе ТЭЦ-2 - 11%.

В 2014 году при изменении границ города ТЭЦ-2 перешла в разряд основных стационарных городских источников выбросов. При этом ТЭЦ-2 является основным энергоисточником города. Основным топливом для ТЭЦ-2 является Экибастузский уголь, который сжигается в пылевидном состоянии.

Коэффициент использования топлива, который определяет в конечном итоге объемы образования выбросов, отходов, использование водных ресурсов и пр., на ТЭЦ-2 АО «АлЭС» в последние годы находится на уровне 52-55 %. Динамика изменения выбросов от ТЭЦ-2 за четыре последних года представлена на рисунке 1.1, соответствующие затраты на охрану воздушного бассейна на рисунке 1.2.

Рост выбросов в последние годы связан с увеличением производства тепла на ТЭЦ-2, при этом выбросы на ТЭЦ-1 снизились. Преимущественно в общем объеме выбросов - газообразные вещества (порядка 80 %), в числе которых - диоксид серы (56 %).

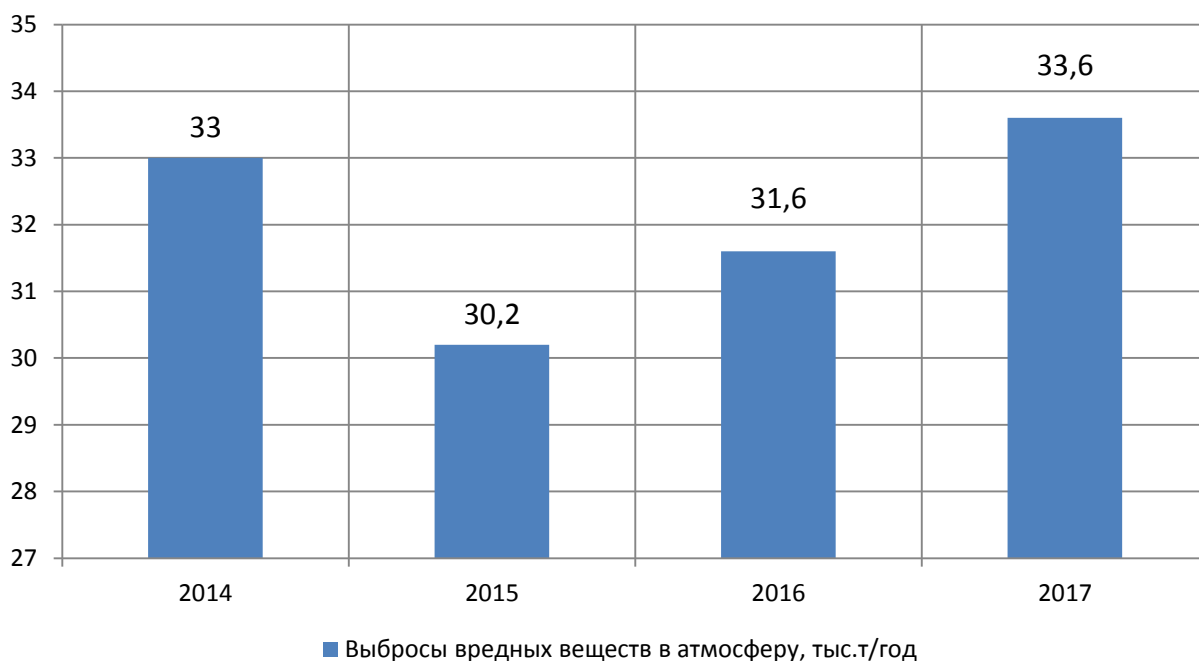


Рисунок 1.1 - Динамика изменения выбросов от ТЭЦ-2



Рисунок 1.2 - Затраты ТЭЦ-2 на охрану воздушного бассейна

Очистка дымовых газов осуществляется от пыли в мокрых золоуловителях - батарейных эмульгаторах (< 99,5 %), здесь же улавливается незначительное количество диоксида серы (8-12 %). Проведена реконструкция котлов для снижения образования окислов азота (680 мг/нм<sup>3</sup>).

Технические удельные нормативы выбросов от котельных установок ТЭЦ-2 в целом соответствуют Техническому регламенту РК «Требования к эмиссиям в окружающую среду при сжигании различных видов топлива в котлах ТЭС», утвержденному Постановлением Правительства РК №1232 от 14.12.2007 г. Например достигнутые удельные выбросы в 2016 году сопоставимы с аналогичными ТЭЦ Казахстана (таблица 1.3).

Таблица 1.3 - Сравнение удельных выбросов ТЭЦ-2 АО "АлЭС" с ТЭЦ РК

ЗВ	Удельные выбросы, кг/тут (среднегодовые)		
	ТЭЦ-2 в г.Алматы	ТЭЦ-2 в г.Астане	ТЭЦ-3 в г.Павлодаре
Итого	23,01	25,31	20,60

Кроме того, следует отметить, что АО АлЭС» проводит огромную работу, связанную с природоохранной, на энергоисточниках АО «АлЭС», которая позволила значительно сократить вредные выбросы в атмосферный воздух в период с 2009 по 2016 годы на 25 тыс.тонн или на 37 %.

Одной из серьезных проблем дальнейшего развития ТЭЦ-2 является проблема, связанная со снижением негативного воздействия на экологию города Алматы и Алматинского региона. В последние годы город сильно вырос, и городская застройка значительно приблизилась к территории

станции. Вопрос «О экологической ситуации г. Алматы» поднимался на совместном совещании Министра энергетики Республики Казахстан и Акимата г. Алматы от 24.06.2016 г.

Вопрос дальнейшего развития ТЭЦ-2 рассматривался на совещании от 2 июня 2017 года касательно перспектив развития топливно-энергетического комплекса г.Алматы. Глава Государства по вопросу социально-экономического развития города Алматы дал поручение рассмотреть вопрос существенного снижения воздействия ТЭК г.Алматы на экологию города, с рассмотрением вопроса возможного перевода ТЭЦ-2 на газ.

В связи с экологической ситуацией в г. Алматы было решено в дипломном проекте рассмотреть возможность использовать ГТУ или ПГУ надстройку, работающую на газе.

Установка на Алматинскую ТЭЦ-2 ПГУ мощностью 200-250 МВт и около 220 Гкал/час тепловой нагрузки позволит произвести останов существующей части станции на летний период.

## 2 Общая характеристика ТЭЦ -2 АО «АлЭС»

### 2.1 Общие сведения

Алматинская ТЭЦ-2 обеспечивает более 40 % суммарной тепловой нагрузки в зоне теплофикации АО «АлЭС» и выдает электроэнергию в объединенную энергосистему (ОРУ 110 кВ). ТЭЦ-2 построена в две очереди:

- первая очередь строительства осуществлялась в 1978-1983 гг. - в эксплуатацию было введено следующее оборудование: 3\*БКЗ-420-140-7С и 3\*ПТ-80/100-130/13;

- вторая очередь строительства осуществлялась в 1985-1989 гг. - введено в эксплуатацию следующее оборудование: 4\*БКЗ-420-140-7С, 1\*Р-50-130/13 и 2\*Т-110/120-130-5.

В настоящее время ведутся работы по реконструкции и расширению Алматинской ТЭЦ-2 АО «АлЭС» III очередь: выполнена реконструкция вентиляторных градирен; закончено строительство объекта «Бойлерная» (включая коллекторную и аккумуляторные баки сетевой воды); закончено строительство объекта «Котлоагрегат ст. № 8».

Установленная мощность ТЭЦ-2 на 2018 г. составляет:

- электрическая - 510 МВт;

- тепловая - 1411 Гкал/ч, в т.ч. по турбинам – 1042 Гкал/ч.

Располагаемая мощность ТЭЦ-2 на 2018 г. составляет:

- электрическая: в отопительном режиме 442 МВт, в летнем режиме 232 МВт;

- тепловая 1153 Гкал/ч, в т.ч. по турбинам 1042 Гкал/ч.

В состав ТЭЦ-2 входят следующие основные функциональные системы: главный корпус с энергетическими котлами и паровыми турбинами и вспомогательным оборудованием; система теплофикации, включая сетевые подогреватели, насосы, систему подпитки теплосети, тепловые выводы; система топливоснабжения твердым и жидким топливом, маслохозяйство; система водоподготовки подпитки котлов и теплосети; система выдачи электрической мощности; система обратного технического водоснабжения с вентиляторными градирнями; система золошлакоудаления с золоотвалами; система водоснабжения и водоотведения.

Площадка ТЭЦ-2 расположена северо-западнее г. Алматы и связана с городом подъездной автодорогой и железной дорогой, примыкающей к станции Бурундай. На территорию площадки имеется два автомобильных въезда, главный с южной стороны в районе проходной, запасной - с восточной стороны в районе стройдвора. Вдоль южной границы площадки проходит магистральный газопровод в Алматы. На расстоянии 0,5 км от площадки ТЭЦ-2 размещается мазутное хозяйство и золоотвал №1 гидравлического складирования. Сейсмичность площадки Алматинской ТЭЦ-2 - 9 баллов.

Площадка золоотвала сухого складирования №2 расположена северо-западнее площадки золоотвала №1 на расстоянии 1,5 км от него. Тепловые выводы, водоводы питьевой воды, городской коллектор хозяйственных стоков



подходят к площадке с южной стороны. Сброс ливневых стоков осуществляется через северный и южный водовыпуски в золоотвал.

Высоковольтные линии 110 кВ отходят от площадки в восточном направлении.

Особенностями, характеризующими компоновку главного корпуса ТЭЦ-2, являются его заглубление на «минус -12» и наличие «карманов» со стороны машинного и котельного отделений, что обусловлено сейсмичностью площадки и просадочностью грунтов.

Дымовые газы от котлов выбрасываются через две дымовые трубы высотой 129 м, диаметром устья 6,0 и 7,2 м. Для очистки дымовых газов от загрязняющих веществ на котлах ТЭЦ-2 применяются мокрые золоуловители эмульгаторы нового поколения с КПД 99,5 %.

Уголь на ТЭЦ-2 поступает по железной дороге, разгрузка его осуществляется двумя вагонопрокидывателями. В зимний период вагоны с углем проходят через размораживающее устройство. Склад угля оборудован ленточными конвейерами выдачи топлива со склада и на склад.

Мазутное хозяйство станции состоит из сливной ж/д эстакады длиной 100 м с приемной емкостью, склада мазута из трех надземных металлических резервуаров по 1000 м<sup>3</sup>, мазутонасосной, сблокированной с маслоаппаратной.

Водоподготовка подпитки котлов производительностью 140 м<sup>3</sup>/ч работает по схеме полного двухступенчатого обессоливания.

Фактическая производительность в зимнее время достигает 200 т/ч. Вода для подпитки тепловых сетей готовится по схеме - подкисление серной кислотой плюс коррекционная обработка воды комплексонами ИОМС. Проектная схема с натрий-катионитовыми фильтрами находится в резерве с 1993 г. (ее пуск невозможен из-за пришедшего в негодность фильтрующего материала, демонтажа насосов и неисправности коллектора засоленных стоков). В связи с недостаточной эффективностью действия ИОМС-1 в зимнее время, увеличенным содержанием железа, необходимостью глубокого подкисления, требуется продолжение работ по внедрению более эффективных антинакипинов.

Склад кислоты и щелочи находится в здании ОВК-2, а также на открытой площадке – горизонтальные цистерны кислоты. Доставка жидких химреагентов производится железнодорожным транспортом. Построенные со второй очередью расширения склады извести и соли не действуют, так как эти реагенты в технологии водоподготовки не используются. Для коррекционной обработки питательной воды используется хеламин и аммиак. Консервация оборудования производится раствором хеламина. Химические промывки энергетического оборудования не производятся. Стабилизационная обработка оборотной циркуляционной системы производится серной кислотой. Серная кислота периодически подается в чашу градирен. Отработанные кислые и щелочные стоки обессоливающей установки после нейтрализации в баках-нейтрализаторах 2\*400 м<sup>3</sup> отводятся в промливневый коллектор и далее - на золоотвал. Засоленные стоки, при работе натрий-катионитовых фильтров

ХВО подпитки теплосети, предполагалось отводить в городскую канализацию. Согласованный отвод – 350 т/ч. В настоящее время натрий-катионитовая установка находится в резерве с 1993 г., поэтому стоки отсутствуют.

Замазученный конденсат мазутного хозяйства совместно со стоками от охлаждения подшипников мазутных насосов и сливами от отстоя мазутных баков без очистки сбрасывается в систему ГЗУ через промливневый коллектор. Все сточные воды главного корпуса, в том числе продувка котлов, отводятся в систему ГЗУ.

Источником водоснабжения ТЭЦ-2 является Талгарский подземный водозабор Балхаш-Алакольского бассейнового водохозяйственного управления. Водоснабжение осуществляется от насосной станции №29 городской водопроводной сети по договору с ГКП Холдинг «Алматы Су», ДГКП «Бастау» по водоводам 2\*Ду=700 и 2\*Ду800÷1000 мм. Свежая вода используется для подпитки теплосети, для подпитки котлов, для хозяйственно-питьевых и технологических нужд. Основные объемы забираемой свежей воды (порядка 82 %) используются для подпитки теплосети. Для сокращения водопотребления свежей воды, на ТЭЦ-2 действуют следующие системы оборотного водоснабжения: техническое водоснабжение; обратная система гидрозолошлакоудаления.

В качестве охладителей обратной системы технического водоснабжения используются шесть двухсекционных вентиляторных пленочных градирен - площадь орошения 6\*648=3888 м<sup>2</sup>. Общий расход охлаждающей воды составляет порядка 48 000 м<sup>3</sup>/ч. Подача охлаждающей воды на конденсаторы происходит под действием естественного напора, возврат нагретой воды после конденсаторов и вспомогательного оборудования производится циркуляционными насосами, установленными в «кармане» машзала. Прокладка циркуляционных водоводов Ду=1000÷1800 наземная.

В настоящее время на станции эксплуатируются следующие системы водоотведения: хозяйственно-бытовая канализация; производственно-ливневая канализация; стоки, загрязненные нефтепродуктами; канализация аварийных маслосточков. Хозбытовые стоки (порядка 144,6 тыс.м<sup>3</sup> в год) отводятся в канализационный коллектор г. Алматы. Производственные и ливневые стоки используются для гидротранспорта в системе ГЗУ. Продувочные воды циркуляционной системы временно отводятся в ручей Кокузек.

Система золошлакоудаления ТЭЦ-2 - гидравлическая обратная совместная для котлов ст. №1-3 и отдельная для котлов ст. №4-7. Подача пульпы на золоотвал №1 производится багерными насосными: золошлаковой багерной №1 от котлов №1-3; шлаковой багерной №2 от котлов №3-7; золовой багерной №3 от котлов №3-7. Система внешнего золошлакоудаления включает: золоотвал гидравлического складирования №1 площадью 161 га (секция №1-77 га, секция №2 – 78,5 га); золоотвал сухого

складирования №2 площадью 194 га; шесть золошлакопроводов Ду=400-460 мм от бажерных насосных №1-3 до золоотвала №1; насосную станцию осветленной воды №1; два трубопровода осветленной воды 2\*Ду=600 мм от золоотвала №1.

Система складирования золошлаковых отходов - комбинированная обратная с двухсекционным гидравлическим золоотвалом №1 и золоотвалом сухого складирования №2, введенном в эксплуатацию в 2003 г. Комбинированная система предусматривает гидрозолошлакоудаление в одну из двух секций золоотвала №1 и вывоз автотранспортом из другой секции обезвоженных золошлаков для сухого складирования на золоотвале №2. Период полного заполнения одной из секций золоотвала №1, при годовом выходе золошлаков 1000 тыс.м<sup>3</sup>, составляет 3,2-3,9 лет. Вторая, отработанная секция, осушается в течение одного года, а затем в течение двух лет ведется ее опорожнение. Забор осветленной воды из секции №2 золоотвала №1, осуществляется через два шахтных колодца насосной станцией осветленной воды. Подача осветленной воды на площадку ТЭЦ-2 осуществляется по трубопроводам 2\*Ду=600 мм.

## **2.2 Принципиальная тепловая схема ТЭЦ-2 АО «АлЭС»**

В состав тепловой схемы ТЭЦ-2 входит одна паровая турбина с противодавлением мощностью 50 МВт, расходом пара 370 т/ч и параметрами пара 535 °С и 140 бар, 5 паровых турбин – конденсационного типа: имеется три турбины ПТ-80-130/13 по 80 МВт с расходом пара по 470 т/ч, и две турбины Т-100/110-130 по 110 МВт с расходом пара по 485 т/ч и такими же параметрами пара, 7 паровых котлов БКЗ – 420-140 -7С, проектной паропроизводительностью 420 т/ч (фактическая 380 т/ч) и 1 паровой котел Е-420-13,8-560 КТ паропроизводительностью 420 т/ч.

ТЭЦ работает по тепловому графику с довыработкой электроэнергии в конденсационном режиме. Тепловая схема выполнена по секционному принципу с поперечными связями по пару и воде. Восполнение потерь в цикле обеспечивается химобессоленной водой. В качестве исходной воды для подпитки котлов и теплосети используется вода питьевого качества.

Отпуск тепла с ТЭЦ осуществляется по коллекторной схеме с секционирующими задвижками. ТЭЦ работает в базовом режиме совместно с Западным тепловым комплексом (ЗТК), который работает в пиковом режиме. Выдача тепла на ЗТК осуществляется по тепломагистралам из двух труб Ду=800 и 1000 мм.

Для обеспечения тепловых нагрузок в зоне ТЭЦ-1 отпуск тепла осуществляется по соединительной тепломагистрале ТЭЦ-2 - ТЭЦ-1.

Система горячего водоснабжения открытая. Температурный график отпуска тепла - специальный с максимальной температурой сетевой воды зимой – до 135 °С, летом - 70 °С.

2017 году была введена в работу тепломагистраль ТЭЦ-2 – НСС-2 Алатауский район для обеспечения теплом объектов универсиады и других жилых объектов.

На рисунке 2.1 представлена принципиальная тепловая схема ТЭЦ-2 АО «АлЭС».

## 2.3 Характеристика основного и вспомогательного оборудования ТЭЦ-2 АО «АлЭС»

### 2.3.1 Характеристика паровых турбин и вспомогательного оборудования

Характеристики паровых турбин ТЭЦ-2 АО «АлЭС» приведены в таблицах 2.1 и 2.2.

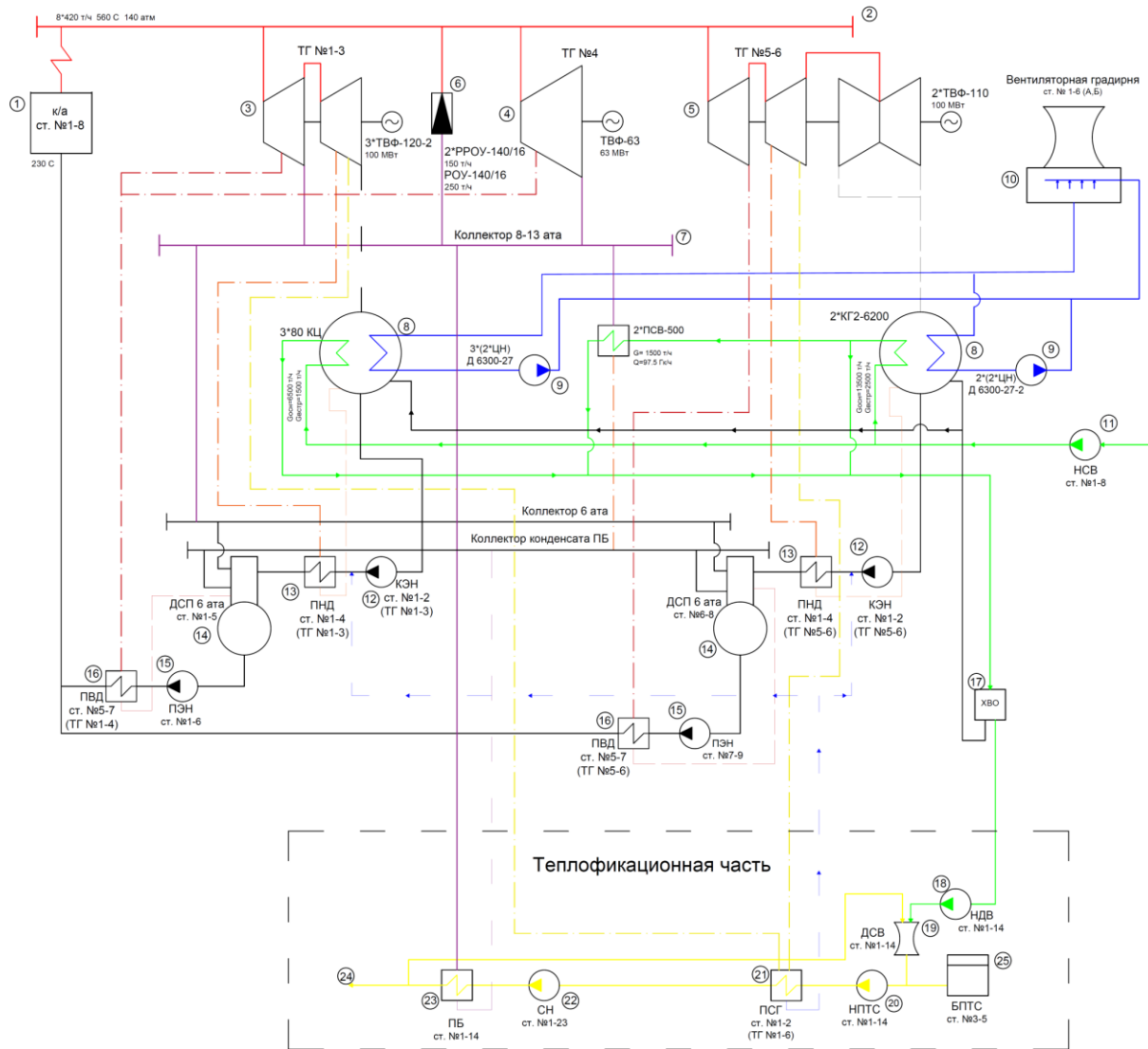
Таблица 2.1 - Характеристика турбоагрегатов ТЭЦ-2

№	Тип	Год ввода	Завод	Мощность МВт		Параметры пара		Расход пара, т/ч	
				ном	макс	Р <sub>о,ата</sub>	Т <sub>о,С</sub>	ном	макс
1	ПТ-80	1980	ЛМЗ	80	100	130	555	470	470
2	ПТ-80	1981	ЛМЗ	80	100	130	555	470	470
3	ПТ-80	1982	ЛМЗ	80	100	130	555	470	470
4	Р-50	1986	ЛМЗ	50	60	130	565	385	430
5	Т-110	1988	УТМЗ	110	120	130	555	480	485
6	Т-110	1989	УТМЗ	110	120	130	555	480	485

Таблица 2.2 - Расходные характеристика турбоагрегатов

№	Тип	Год ввода	Завод	Расход пара, т/ч		Отбор Т			Отбор П		
						Д-ние	Пр-ность, Гкал/ч		Д-ние	Пр-ть, т/ч	
				ном	макс		Р <sub>т, ата</sub>	ном		макс	Р <sub>п, ата</sub>
1	ПТ-80	1980	ЛМЗ	470	470	1,2	68	100	13	185	250
2	ПТ-80	1981	ЛМЗ	470	470	1,2	68	100	13	185	250
3	ПТ-80	1982	ЛМЗ	470	470	1,2	68	100	13	185	250
4	Р-50	1986	ЛМЗ	385	430				13	325	365
5	Т-110	1988	УТМЗ	480	485	1,2	175	184			
6	Т-110	1989	УТМЗ	480	485	1,2	175	184			

Год ввода турбин 1980-1989 гг. Суммарная номинальная электрическая мощность турбоагрегатов составляет 510 МВт. Максимальная тепловая нагрузка составляет 767 Гкал/ч. Турбина Р-50-130 из-за отсутствия нагрузки по технологическому пару практически не работает.



Формат Знач.	Лист	Обозначение	Наименование	Код	Примечание
	1	7*БКЗ-420-140, Е-420-13.8-560 КТ	Котлоагрегат	8	
	2		Главный паропровод	1	
	3	3*ПТ-80/100-130/13	Турбина ПТ	3	
	4	P-50/60-130/13-2	Турбина Р	1	
	5	2*Т-110/120-130-5	Турбина Т	2	
	6	2*РРОУ-140/16 1*РОУ-140/16	РРОУ и РОУ	3	
	7	Коллектор 8-13	Коллектор 13 ата	1	
	8	3*80 КЦ; 2*КГ2-6200	Конденсатор	5	
	9	Д6300-27	Циркуляционный насос	10	
	10	Фор=6*648 м Сцв = 6*8000 т/ч	Вентиляторная градирня	12	
	11	4*300Д-90; 4*Д-2500-65	Насос сырой воды	8	
	12	12*КС80-155 (тр №1-3); 8*КСВ320-160 (тр №5-6)	Конденсатный насос	20	
	13	6*ПН-200-16-7; 8*ПН-250-16-7; ПН-130-16-9-11	Подогреватель низкого давления	20	
	14	ДСП-500	Деаэратор 6 ата	8	
	15	ПЭ-500-180-3	Питательный электронасос	9	
	16	6*ПВ-425-230-25; 9*ПВ-425-230-37; 2*ПВ-550-230-50; ПВ-425-230-13	Подогреватель высокого давления	18	
	17		ХВО	1	
	18	300Д-70	Насос декарбонизированной воды	14	
	19	ДСВ-800	Вакуумный деаэратор	14	
	20	11*300Д-90; 3*350Д-63	Насос подпитки теплосети	14	
	21	6*ПСГ-1300-3-8-1; 4*ПСГ-2300-3-8-1	Основной бойлер	10	
	22	4*СЭ-1250х70; 4*СЭ-1250х140; 4*СЭ-1250х180; 3*К200-150-400; 4*700Д62; 4*900Д80Н	Насос сетевой воды	23	
	23	12*ПСВ-500-14-23; 2*ПСВ-315-14-23	Пиковый бойлер	14	
	24	ТМ ТЭЦ-2 - ЗТК; ТМ ТЭЦ-2 - ТЭЦ-1	Теплом магистрали	2	
	25	V=3*3000 м3	Баки подпитки ТС	3	

Рисунок 2.1 - Принципиальная тепловая схема ТЭС-2

Турбина паровая типа ПТ-80/100-130/13 конденсационная с двумя регулируемыми отборами пара - производственным и 2-х ступенчатым теплофикационным отбором, номинальная мощность 80 МВт с номинальным расходом свежего пара 470 т/ч имеет теплофикационный отбор  $68 \div 100$  Гкал/ч и производственный отбор  $185 \div 250$  т/ч. Турбина представляет собой одновальный двух цилиндровый агрегат и предназначена для непосредственного привода генератора переменного тока типа ТФВ-120-2 мощностью 120 МВт.

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

Давление пара в регулируемого отборе  $13 \pm 3$  кгс/см<sup>2</sup> (абс.). Давление пара в регулируемого теплофикационного отбора:

- верхний - 0,5 - 3,5 кгс/см<sup>2</sup> (абс.);
- нижний - 0,3 - 1,0 кгс/см<sup>2</sup> (абс.).

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

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

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

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

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

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

Номинальная мощность турбины составляет 50 МВт.

Турбина рассчитана для работы при следующих основных номинальных параметрах:

абсолютное давление свежего пара перед автоматическим затвором - 130 кгс/см<sup>2</sup>;

абсолютная температура свежего пара перед автоматическим затвором - 555 °С;

абсолютное давление пара в выхлопном патрубке турбины  $(10-18) \pm 3$  кгс/см<sup>2</sup>.

Ориентировочный максимальный расход пара составляет при начальных номинальных параметрах и противодавлении 12 кгс/см<sup>2</sup> - 480 т/ч.

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

- при одновременном изменении начальных параметров свежего пара по давлению в пределах 130-135 кгс/см<sup>2</sup>(абс), по температуре в пределах 555-570 °С в любых сочетаниях при противодавлении 7-21 кгс/см<sup>2</sup>;

- при одновременном понижении начальных параметров свежего пара по давлению в пределах 125-130 кгс/см<sup>2</sup>(абс), по температуре в пределах 555-565 °С в любых сочетаниях, но при противодавлении 7-18 кгс/см<sup>2</sup>(абс);

- при давлении свежего пара 140 кгс/см<sup>2</sup> (абс) и температуре 575 °С допускается работа турбины в течение не более получаса, причем общая продолжительность работы турбины при этих параметрах не должна превышать 200 часов в год.

Турбина конденсационная Т-110/120-130-5 с номинальным расходом свежего пара 480 т/ч имеет номинальный теплофикационный отбор 175 Гкал/ч, максимальный – 184 Гкал/ч.

При ступенчатом подогреве сетевой воды паром двух отопительных отборов регулирование поддерживает заданную температуру сетевой воды за верхним сетевым подогревателем. Абсолютное давление в регулируемых отборах может изменяться в следующих пределах:

- в верхнем 0,6-2,5 кгс/см<sup>2</sup> (0,059-0,245 МПа) при включенных обоих отопительных отборах;

- в нижнем 0,5-2,0 кгс/см<sup>2</sup> (0,049-0,196 МПа) при выключенном верхнем отопительном отборе.

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

- при величинах отопительных отборов, определяемых по диаграмме режимов;

- на конденсационном режиме.

Встроенные пучки конденсаторов турбин ПТ-80 и Т-110 имеют максимальную тепловую нагрузку до 30 Гкал/час.

В таблице 2.3 представлены данные по генераторам паровых турбин ТЭЦ-2.

Таблица 2.3 - Характеристика генераторов

Тип генератора	Мощн., МВА	Напр., кВ	Год	Завод.	Ток Ином., А	cosφ	КПД	Тип возбудителя	Схема соединения
ТВФ-120-2ЕУЗ	125	10,5	1978	СЭТМ	6875	0,8	98	ВГТ-450-500	УУ
ТВФ-120-2ЕУЗ	125	10,5	1979	СЭТМ	6875	0,8	98	ВГТ-450-500	УУ
ТВФ-120-2ЕУЗ	125	10,5	1980	ЛМЗ	6875	0,8	98	ВГТ-450-500	УУ

ТВФ-63-2ЕУЗ	78,75	10,5	1986	ЛМЗ	4330	0,8	98	СНД-310-1900	УУ
ТВФ-110-2ЕУЗ	137,5	10,5	1987	ЛМЗ	6875	0,8	98	СТС-370-2500	УУ
ТВФ-110-2ЕУЗ	137,5	10,5	1988	СЭТМ	6875	0,8	98	UNITROL-5000	УУ

Установленные на ТЭЦ-2 турбины стандартно комплектуются теплообменным оборудованием, в число которых входят подогреватели сетевой воды (ПСГ-1, ПСГ-2). Кроме этого на ТЭЦ-2 установлены общестанционные подогреватели ПСВ. Характеристика сетевых подогревателей теплофикационной установки представлена в таблице 2.4, а характеристика насосов теплофикационной установки в таблицах 2.5 и 2.6.

Таблица 2.4 - Характеристика сетевых подогревателей теплофикационной установки

Бойлерная группа	Тип	Кол-во	ст.№	Гсв,т/ч
ПТ-80 т/а ст.№1	ПСГ-1300-3-8	2		2500
ПТ-80 т/а ст.№2	ПСГ-1300-3-8	2		2500
ПТ-80 т/а ст.№3	ПСГ-1300-3-8	2		2500
	ПСВ-500-14-23	1	1	1500
	ПСВ-500-14-23	1	2	1500
	ПСВ-500-14-23	2	3-4	1500
Р-50 т/а ст.№4	ПСВ-500-14-23	4	5-8	1500
Т-110 т/а ст.№5	ПСГ-2300-3-8	2		3500
Т-110 т/а ст.№6	ПСГ-2300-3-8	2		3500
3 очередь(бойлерная)	ПСВ-500-14-25	6	9-14	1500

Таблица 2.5 - Насосы теплофикационной установки

Тип насоса	Кол-во	ст.№	Гсв,т/ч	Напор,м	Примечание
300Д-90	5	1-5	1250	65	1 очередь
300Д-90	6	6-11	1250	65	2 очередь
300Д-63	3	12-14	1300	65	3 очередь
СЭ-1250-70	4	1-4	1250	70	1 очередь
СЭ-1250-140	4	1-4	1250	140	1 очередь
СЭ-2500-180	4	5-8	2500	180	2 очередь
СЭ-2500-180	4	5-8	2500	180	2 очередь
700Д62	4	5-8	2500	70	3 очередь
900Д80Н	4	9-12	3000	180	3 очередь

Таблица 2.6 – Конденсатные насосы теплофикационной установки



Тип насоса	Количество	Gcb, т/ч	Напор, м	Место установки
Кс 80-155	4	80	155	т/а ст. № 1
Кс 80-155	4	80	155	т/а ст. № 2
Кс 80-155	4	80	155	т/а ст. № 3
КсВ 320-160	4	320	160	т/а ст. № 5
КсВ 320-160	4	320	160	т/а ст. № 6
КсВ 320-160	3	320	160	ПБ ст. № 5-8
АКСВ 320-160	3	320	160	ПБ ст. № 9-14
АКСВ 125-140	2	125	140	ПБ ст. №9-14

Характеристики конденсаторов турбин и циркуляционных насосов представлены в таблицах 2.7 и 2.8.

Таблица 2.7 - Характеристика конденсаторов

№	Тип	Расход пара	Поверхность	Расход воды
		Dк, т/ч	Fп, м2	W, м3/ч
1	80КЦС	220	2345	6250
2	80КЦС	220	2345	6250
3	80КЦС	220	2345	6250
4	КГ2	398	5260	13500
5	6200	398	5260	13500

Таблица 2.8 - Характеристика циркуляционных насосов

№	Тип	Кол-во	Подача	Напор
		шт	м3/ч	м
1	Д6300	2	6300	27
2	Д6300	2	6300	27
3	Д6300	2	6300	27
4	Д6300	2	6300	27
5	Д6300	2	6300	27

### 1.2.2 Характеристика паровых котлов и вспомогательного оборудования

Котел БКЗ-420-140-7с Барнаульского котельного завода, с естественной циркуляцией предназначен для сжигания каменных углей в пылевидном состоянии с сухим шлакоудалением.

Характеристики топлива:

Проектное топливо - Карагандинский промпродукт:  $Q_{н}^p=3\ 880$  ккал/кг,  $A^p=38,7\%$ ,  $W^p=10\%$ , расход 72,5 т/ч.

Фактическое топливо - Экибастузский уголь:  $Q_{н}^p=4000-4200$  ккал/кг,  $A^p=40,0\%$ ,  $W^p=5\%$ .

Характеристики котельных агрегатов представлены в таблице 2.9, а характеристики топлива в таблице 2.10.

Таблица 2.9 - Характеристика котельных агрегатов

№	Тип	Год ввод	Завод	Пр-ть	Параметры пара	
				Дк, т/ч	Р <sub>о</sub> , ата	Т <sub>о</sub> , °С
1	БКЗ-420	1980	БКЗ	420	140	560
2	БКЗ-420	1981	БКЗ	420	140	560
3	БКЗ-420	1983	БКЗ	420	140	560
4	БКЗ-420	1984	БКЗ	420	140	560
5	БКЗ-420	1985	БКЗ	420	140	560
6	БКЗ-420	1987	БКЗ	420	140	560
7	БКЗ-420	1988	БКЗ	420	140	560
8	ПК-100 Е-420-13,8-560 КТ	2016	БКЗ	420	140	560

Таблица 1.10 - Характеристика топлива для котельных агрегатов

Марка	Q <sub>н<sup>p</sup></sub> , ккал/кг	А <sub>p</sub> , %	W <sub>p</sub> , %	Sp, %	V <sub>Г</sub> , %	В <sub>к</sub> , т/ч	Марка	Q <sub>н<sup>p</sup></sub> , ккал/кг	А <sub>p</sub> , %	W <sub>p</sub> , %	Sp, %	V <sub>Г</sub> , %	В <sub>к</sub> , т/ч
Карагандинский пром. продукт	3880	38,7	10	0,9	30	72,5	Экибастузский уголь, марки КСН	4100	40,8	5	0,7	24	72,5

Котел БКЗ-420-140-7С однобарабанный, вертикально-водотрубный с естественной циркуляцией, газоплотный с применением мембранных трубных панелей. Компоновка выполнена по П-образной схеме.

Топочная камера служит первым восходящим газоходом, в верхней части которого расположен ширмовый пароперегреватель (ШПП-2). Поворотная камера является горизонтальным газоходом, в котором размещены конвективные части пароперегревателя (ПП). Конвективная шахта - нисходящий газоход, который делится по газам на два потока - основной и обводной (слева, справа). В основном расположены водяной экономайзер (ВЭ) и трубчатый воздухоподогреватель (ТВП), в обводном газоходе - по два куба ТВП с каждой стороны (ПТВП, предвключенный трубчатый воздухоподогреватель). Обводной газоход с предвключенным ТВП был впервые выполнен по рекомендации Казтехэнерго в 1992 году на к.а. ст.№ 1. К 2000 году ПТВП установлены на к.а. ст.№ 2,3,4,5,6,7. Предназначение ПТВП - снижение абразивного износа ВЭ и кубов ВЗП за счет снижения скорости газов.

Компоновка котла БКЗ-420 предусматривает фронтальное расположение горелок. Водяной экономайзер и воздухоподогреватель скомпонованы «в рассечку». Кубы ТВП и блоки ВЭ - I ст. установлены друг

на друге и сварены между собой. Для удобства обслуживания входные кубы ТВП подвешены к каркасу конвективной шахты (КШ).

Котел оборудован шестью двухпоточными вихревыми пылеугольными горелками с регулированием крутки вторичного воздуха (аксиально-лопаточными аппаратами) по внешнему потоку. Горелки расположены на фронтальной стенке в два яруса, по три в каждом ярусе. Горелки приварены к экранным трубам и при тепловом расширении экранной системы перемещаются вместе с ней. Крайние горелки ярусов имеют поворот к центру топки на 8°.

Топочная камера открытого типа выполнена из цельносварных панелей экранной системы. Сечение топки - прямоугольное с размерами в свету 7700x14460 мм. Объем топки 2660 м<sup>3</sup>. Топка образована экранной системой из труб  $\varnothing=60 \times 6$  мм с вваркой между ними полосы 20x6 мм. Шаг экранных труб 80 мм, материал - сталь 20.

После перехода станции на сжигание непроектного экибастузского угля, по согласованию с заводом-изготовителем, максимальная нагрузка котлов была ограничена до 320 т/ч. Позднее, на всех котлах были проведены реконструкции водяного экономайзера II ступени с увеличением продольного и поперечного шага и установка предвключенных кубов воздухоподогревателя. После реконструкции максимальная нагрузка котлов увеличена до 380 т/ч.

Пылеугольные горелки оборудованы механическими мазутными форсунками.

Регулирование температуры перегретого пара осуществляется с помощью двух ступеней пароохладителей впрыском собственного конденсата. Для защиты ширмового пароперегревателя в период растопки применяется растопочный пароохладитель с впрыском питательной воды.

Для подогрева воздуха, подаваемого на ТВП-1, до 60°C при пусках (особенно в холодное время) в схеме КЦ предусмотрен отбор горячего воздуха после ТВП-2 котлов на общий стационарный коллектор с последующей подачей горячего воздуха с него на всас дутьевых вентиляторов растапливаемых котлов.

Топочная камера оснащена установкой непрерывного механизированного шлакоудаления. Установка механизированного шлакоудаления состоит из следующих основных узлов:

- а) шлаковый бункер с гарнитурой и деталями крепления - 4 шт.
- б) шнековый транспортер с приводом - 4 шт.

Для защиты задней стены от набрасывания факела на котле предусмотрено заднее дутье. Подача вторичного воздуха (после ТВП-2) на заднее дутье осуществляется через 6 воздушных сопел, установленных на уровне верхнего яруса горелок. В настоящее время воздушные сопла заднего дутья используются не все.

Каждый котел оборудован 4-мя системами пылеприготовления прямого вдувания с молотковыми мельницами ММТ-2000/2590/730. Подача топлива в

мельницы осуществляется скребковыми и шнековыми питателями сырого угля. Подача горячего воздуха на сушку топлива и транспорт угольной пыли к горелкам осуществляется вентиляторами горячего дутья (ВД) типа ВГДН-15, установленными по одному для каждой мельницы.

Для подачи общего воздуха на котел установлено 2 дутьевых вентилятора (ДВ) типа ДН-26. Для удаления дымовых газов установлено 2 дымососа ДН-26\*2-0,62.

Котлоагрегат типа ПК-100 (Е-420-13,8-560 КТ) барабанный, вертикально- водотрубный с естественной циркуляцией, газоплотный, предназначен для получения перегретого пара при сжигании углей Экибастузского месторождения. Растопочным топливом является мазут марки М-100.

Насыщенный пар из барабана поступает в пароперегревательный тракт котла, начинающийся в настенных экранах верхней части топки и, параллельно включенных, экранах стен горизонтального газохода. Далее одним потоком проходит потолок котла и экраны, ограждающие конвективную шахту и под горизонтального газохода, в первую ступень (КПП-1). После первой ступени пар усредняет свою температуру и делится на два потока, которые последовательно проходят две ступени ширм, расположенных в выходном окне топки и две выходных ступени конвективного перегревателя (КПП-3) и (КПП-4), расположенных в горизонтальном газоходе.

Для снижения разверок и выравнивания температур пара по потокам и отдельным трубам осуществляется переброс среды каждого потока с одной стороны котла между ШПП-1 и ШПП-2 и между КПП-3 и КПП-4. В перепускных трубопроводах на каждом потоке за ШПП-1 и КПП-3 установлены впрыскивающие пароохладители первой и второй ступеней.

Топка котла ПК-100 имеет прямоугольное сечение с размерами в нижней части 9660x7700 мм с соотношением сторон 1,25:1. Тепловые напряжения объема топочной камеры -  $qv=164$  кВт/м<sup>3</sup>, сечения топки -  $qf=4,2$  МВт/м<sup>2</sup>, яруса горелок -  $qяp=2,1$  МВт/м<sup>2</sup>.

На котле реализована тангенциальная двухступенчатая схема сжигания Экибастузского угля. Восемь основных прямоточно-щелевых пылеугольных горелок расположены в 2 яруса на фронтальной, задней и боковых стенах топочной камеры и ориентируются по диаметру условной окружности (кроме двух горелок на 1-м ярусе, направленных на центр топки).

Горизонтальная стадийность сжигания угольной пыли реализована за счет подачи части воздуха (в объеме 30 % от вторичного воздуха) в 8 боковых сопел, расположенных на уровне 1 -го и 2-го ярусов горелок для поддержания вращательной способности факела при различных режимах. А также для защиты экранов топки и исключения восстановительной атмосферы возле данных поверхностей нагрева в области активного горения. Боковые сопла 1-го и 2-го яруса имеют прямоугольную форму.

Выше ярусов основных горелок установлены 4 сбросные горелки, расположенные по тангенциальной схеме с направлением крутки, совпадающим с направлением крутки ярусов основных горелок. В сбросной ярус подается значительная доля (40 %) сушильного агента с небольшим содержанием топлива (до 7 %), отделенная в пыледелителе от основного потока пылевоздушной смеси.

Вертикальная ступенчатость сжигания реализована за счет подачи части вторичного воздуха через 4 сопла третичного дутья диаметром 525 мм. Ярус сопел третичного дутья komponуется выше яруса сбросных горелок по тангенциальной схеме в «противокрутку» основному вращению топочной среды.

Система пылеприготовления замкнутая, прямого вдувания угольной пыли в топку с 4-мя молотковыми мельницами по типу ММТ 2000/2590/730К с центробежным сепаратором.

Размол топлива осуществляется в мельницах с сушкой горячим воздухом с ограничением температуры за мельницей не выше 220°C. Для регулирования температуры пылевоздушной смеси за мельницей в пусковых режимах, предусмотрена присадка «холодного» воздуха, отбираемого после вентилятора основного воздуха. Максимальная производительность мельницы составляет 23,3 т/ч (тонина помола R90=15%).

Каждая мельница котла работает на 4 горелки (мельница А и Б - на 2, 4, 6, 8 горелки, мельница В и Г - на 1, 3, 5, 7 горелки) и одну сбросную горелку.

Для разделения пылевоздушной смеси по горелкам после сепаратора мельницы установлен делитель-пылеконцентратор, из которого в 4 пылепровода, питающих основные горелки, подается 93 % угольной пыли и 60 % сушильного агента и в 1 пылепровод, питающий сбросную горелку, подается слабозапыленный сушильный агент.

Образующиеся горячие дымовые газы направляются вверх топочной камеры. На выходе из топки, в выходном окне, расположен ширмовый пароперегреватель. Далее дымовые газы направляются в переходный газоход, нагревая КПП-3, КПП - 4, КПП - 1 и далее поступает в конвективную шахту, где расположены последовательно водяной экономайзер и ТВП.

Далее по газовому тракту расположены эмульгаторы и основные дымососы котла. Охлажденные дымовые газы основными дымососами направляются в дымовую трубу. Подача воздуха, необходимого для горения, осуществляется дутьевыми вентиляторами. Подача воздуха, необходимого для сушки и транспортировки пылевидного топлива к горелкам, осуществляется вентиляторами горячего дутья.

Основные технические характеристики ТДМ и ММТ котлов БКЗ-420 даны в таблицах 2.11 и 2.12.

Таблица 2.11 -Характеристика ТДМ КА ст.№1-7

Наименование характеристики	Единица измерения	Дымосос	Дутьевой вентилятор	Вентилятор горячего дутья
-----------------------------	-------------------	---------	---------------------	---------------------------

Тип	-	ДН-26х2-0,26	ДН-26	ВГДН-15
Производительность	тыс.м <sup>3</sup> /час	477/382	267/214	75
Напор	мм вод. ст.	461/295	447/285	356
Мощность электродвигателя	кВт	749/383	403/206	200
Число оборотов электродвигателя	об/мин	750/600	750/600	1500
Напряжение	В	6000	6000	400
Максимальный КПД	%	84	82	82

Таблица 2.12 -Характеристика ММТ КА ст.№1-7

Характеристика агрегата	Ед. изм.	Молотковая мельница
Тип	-	ММТ-2000/2590/73 ОК
Производительность при R90=15%, Кл0=1,35	т/час	25
Расход сушильного агента	тыс. м3/час	-50
Мощность электродвигателя	кВт	800
Число оборотов электродвигателя	об/мин	730
Напряжение	В	6000

Состав тяго-дутьевых механизмов (ТДМ) и вспомогательного оборудования котла ПК-100 ст. №8 приведен в таблице 2.13.

Таблица 2.13 Характеристики вспомогательного оборудования ПК-100

№	Наименование	Тип	Кол-во	Основные характеристики
1	Дымосос	ДН-26х2-0,62(К)	2	Производительность - 467000 м3/ч Напор - 4334 Па Максимальный КПД - 85% Потребляемая мощн. - 1000/500 кВт. Частота вращения - 750/600 об/мин. Напряжение - 6000 В
2	Дутьевой вентилятор	ВДН-27ФК	2	Производительность - 282000 м3/ч Напор - 4800 Па Максимальный КПД - 84% Потребляемая мощность - 630/400 кВт Частота вращения - 750/600 об/мин Напряжение - 6000 В
3	Вентилятор горячего дутья	ВГД-17	4	Производительность - 114000 м3/ч Напор - 5080 Па Максимальный КПД - 85% Потребляемая мощность - 250 кВт Частота вращения - 1500 об/мин Напряжение - 6000 В
4	Мельница молотковая	ММТ 2000/2590/750К	4	Производительность - 16,3-23,3 т/ч Расход суш. агента - 37600- 45000 м3/ч Потребляемая мощность - 1000 кВт Частота вращения - 750 об/мин Напряжение - 6000 В

5	Питатель сырого угля	ПШВ-30-500x3900	4	Производительность по углю – 30 т/ч Частота вращения - 1470 - 9,6 об/мин Потребляемая мощность - 15 кВт Напряжение - 380 В
6	Вентилятор уплотнения мельниц	ТВ-80-1.6-01.УЗ	2	Производительность - 6000 м <sup>3</sup> /ч Напор - 1,63 кгс/см <sup>2</sup> Температура воздуха на выходе - 85°С Частота вращения - 3000 об/мин Потребляемая мощность - 160 кВт Напряжение - 380 В

#### 2.4 Анализ состояния оборудования, производства и потребления топливно-энергетических ресурсов за 2012-2017 годы

1. Алматинская ТЭЦ-2 обеспечивает более 40 % суммарной тепловой нагрузки в зоне теплофикации АО «АлЭС» и выдает электроэнергию в объединенную энергосистему (ОРУ 110 кВ). Установленная электрическая мощность ТЭЦ-2 на 2018 г. составляет - 510 МВт, тепловая - 1411 Гкал/ч, в т.ч. по турбинам – 1042 Гкал/ч. Располагаемая электрическая мощность ТЭЦ-2 на 2018 г. составляет в отопительном режиме 442 МВт, в летнем режиме 232 МВт. Располагаемая тепловая мощность составляет 1153 Гкал/ч, в т.ч. по турбинам 1042 Гкал/ч.

2. Нарботка паркового ресурса турбинами ТЭЦ-2 на 01.01.18 г. составляет 183568-233731 часов (турбина Р-50 имеет наработку 13704 часов). С учетом паркового ресурса турбин 220 тыс. часов физический износ на 01.01.18 составляет 83÷100 %. Нарботка энергетических котлов на 01.01.18 г. составляет 145810÷181482 часов. С учетом паркового ресурса котлов 300 тыс. часов физический износ на 01.01.18 составляет 48÷60 %. При ресурсе ответственных деталей и узлов порядка 150000÷300000 часов физический износ котельного оборудования 75-90 %.

3. Особенностью ТЭЦ-2 является отсутствие потребителей промышленного пара при наличии трех турбин ПТ-80 и одной турбины Р-50. В этой связи на ТЭЦ-2 сегодня практически отсутствует возможность работать по проектной схеме. Второй особенностью является работа станции в условиях нехватки потребителей тепловой мощности. Число часов использования установленной электрической мощности 5235 часов, тепловой мощности 3304 часов. Коэффициент использования установленной электрической мощности в 2017 г. составляет порядка 60 %. Коэффициент использования установленной тепловой мощности паровых турбин в 2017 г. составляет всего 38 %. В последние годы наблюдается рост рабочей мощности, которая составила в 2017 году 426-437 МВт.

4. Ограничения электрической мощности на ТЭЦ-2 сохраняются по причине недостаточного потребления тепла от турбоагрегатов, работающих в режиме «ухудшенного вакуума», и работы станции на непроектном топливе. И если в зимний период удалось в 2017 г. довести ограничение установленной

мощности до 68 МВт, что практически в 2 раза меньше чем в 2012 г., то в летний период ограничения растут, что и отразилось на росте ограничений в среднем за год до 181 МВт.

Ограничение тепловой мощности ТЭЦ-2 вызваны недостатком паровой мощности котлов, ограничением подпитки, сжиганием непроектного топлива ухудшенного качества и отсутствием потребителей тепла.

5. Проводимые ремонты приводят к улучшению тепловых характеристик котельных агрегатов. Ремонты приводят к повышению тепловой производительности от 7 до 18 %, значительно снижают присосы как в газоходы котла, так и в топку, повышают эффективность работы котла, рост КПД составляет от 0,5 до 3 %. Однако в период подконтрольной эксплуатации после ремонтов за 2017 год были остановки практически на всех котлах, за исключением котлоагрегатов ст.№3 и 8. Причины остановов в основном связаны с разрывами, свищами поверхностей нагрева.

Ремонт паровых турбин позволяет существенно увеличить мощность турбин, улучшить работу масляной системы, эффективность работы ПСГ-1 и ПСГ-2. Однако анализ испытаний турбин за 2012-2017 г. показал, что в процессе проводимых ремонтов не удается существенно снизить присосы в вакуумную систему турбин.

6. Производство электрической и тепловой энергии является основным видом деятельности ТЭЦ-2. Потребление электроэнергии в виде собственных нужд является одним из основных отчетных и нормируемых показателей.

Максимум электрической нагрузки приходится на 2014 год и равен 510 МВт, максимум тепловой нагрузки приходится на 2008 год и равен 775 Гкал/час. Отпуск электроэнергии с 2012 по 2017 год возрос на 5 %, а отпуск тепла возрос практически на 45 %. Начиная с 2014 года загрузка ТЭЦ-2 по теплофикационному циклу значительно возросла. В 2015 году она составила 62 %. Однако в 2017 году доля снизилась до 59 %.

7. ТЭЦ-2 АО «АлЭС» использует два вида топлива – уголь и мазут. В 2017 году ТЭЦ-2 АО «АлЭС» получала один вид топлива - это уголь каменный. Каменный уголь в 2012-2017 годах поставлялся с Экибастузских месторождений. Основным поставщиком угля является ТОО «Богатырь Комир», в 2013 и 2015 годах уголь частично в небольших количествах поставлялся ТОО «Лад-Комир». В летние месяцы поступление угля на ТЭЦ-2 существенно снижается. Все вагоны поступающие на ТЭЦ-2 оприходованы, разница в весе по накладным и измеренная по факту в 2017 году составила 5,5 тыс.тонн, что составляет не более 0,25 %. Большая часть поступающего угля расходуется на основное производство. Остаток угля на складе в каждом периоде находится на уровне 100-290 тыс.тонн. Максимальное потребление топлива приходится на 2017 г. Среднее часовое потребление угля в год 267 т/ч. При этом в зимние месяцы среднечасовое потребление топлива значительно возрастает до 365 т/ч. Таким образом даже минимальный остаток на складе за период с 2012 по 2017 годы в 100 тыс.тонн обеспечивает работу станции в зимний период в течение 11-12 дней. На ТЭЦ-2 мазут поступает не



только для собственного потребления, но и для потребления других энергоисточников АлЭС. Все цистерны с мазутом оприходованы по актам приемки жидкого топлива объемно-массовым методом и взвешиванием согласно ГОСТу 26976-86 (прямым методом). Остаток на 01.01.2017 г. составлял 17 156,397 тонн (сухой).

8. Выполняется постоянный анализ топлива. Максимальное отклонение в теплоте сгорания с 2012 по 2017 годы составляет порядка 8,6 %. Это соответствует 345 ккал/кг. Это достаточно большое отклонение, поэтому при анализе ТЭП ТЭЦ-2 использование усредненных показателей по теплоте сгорания может привести к значительной погрешности.

9. Несмотря на то, что оборудование ТЭЦ-2 имеет удовлетворительное состояние, но в связи с использованием непроектного топлива, нет возможности работать на проектных параметрах пара и проектной паропроизводительности котлов, что в свою очередь приводит к снижению возможностей ТЭЦ-2 по повышению выработки электроэнергии.

### 3 Обоснование возможных схемных решений по строительству ПГУ ТЭЦ в районе г. Алматы

#### 3.1 Установка ГТУ ТЭЦ с использованием существующего паротурбинного оборудования

Для реализации такой схемы необходимо выполнение связи с главным корпусом по коллекторам пара и сетевой воды. Одним из вариантов является схема 2\*ГТУ+2\*КУ на два параметра  $P_{вд}=13$  МПа,  $P_{нд}=1,3$  МПа, при этом температура первичного пара должна соответствовать параметрам существующей части  $t_{вд} = 555$  °С, температура пара контура низкого давления должна быть на уровне  $t_{нд}=290 - 315$  °С.

Для получения пара таких параметров необходимо к установке принимать газовые турбины с температурой газов после газовой турбины на уровне 580-620 °С. Суммарная производительность котлов утилизаторов по пару контура высокого давления должна быть на уровне 300 т/ч. Такой расход пара позволит обеспечить загрузку паровой турбины Р-50-130 до мощности 40 МВт и обеспечить тепловую нагрузку в паре  $P_{нд}=1,3$  МПа на уровне 200 Гкал/час. Кроме того такая схема исключает необходимость установки паровой турбины и всего вспомогательного оборудования к ней, в том числе градирни.

В зимний период надежность такой схемы не вызывает сомнений, так как при останове одной газовой турбины недостаток пара будет покрываться за счет догрузки паровых котлов существующей части станции. В летний период, когда в работе будет находиться только ПГУ, расход пара от одного котла утилизатора, в случае останова одной газовой турбины, должен обеспечить минимальную загрузку турбины Р-50-130. Поэтому к рассмотрению можно принять две основные схемы:

- первая 2\*ГТУ+2\*КУ, с газовыми турбинами мощностью 100-130 МВт и котлами утилизаторами  $D_1/D_2 = 150/30$  т/ч,  $P_1/P_2= 13,0/1,3$  МПа,  $t_1/t_2=550/300$  °С. При этом один котел утилизатор обеспечит нагрузку турбины Р-50-130 на уровне 15-17 МВт. Некоторая сложность для данного решения состоит в том, что большинство газовых турбин на мощность 100-130 МВт выпускается с температурой на выхлопе до 550-560 °С, то есть потребуется специальный заказ, исключение турбина Н-100 с температурой на выхлопе 574 °С.

- вторая 3\*ГТУ+3\*КУ, с газовыми турбинами мощностью 70-80 МВт и котлами утилизаторами  $D_1/D_2 = 115/15$  т/ч,  $P_1/P_2= 13,0/1,3$  МПа,  $t_1/ t_2=550/300$  °С. При этом два котла утилизатора обеспечат нагрузку турбины Р-50-130 на уровне 25-27 МВт.

Вторая схема обеспечит порядка 170 Гкал/час тепловой нагрузки даже с учетом аварийной остановки одной газовой турбины. Для первой схемы максимальная тепловая нагрузка с учетом аварийной остановки одной газовой

турбины составит порядка 110-120 Гкал/час. Технико-экономические показатели ПГУ представлены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 - Результаты расчета технико-экономических показателей ПГУ ТЭЦ

Газовая турбина	3*V64.3A	3*6F.03	2*H-100
Мощность по ISO (МВт)	77	81	110
Удельный расход теплоты, брутто (кДж/кВт*ч)	10800	9942	9806
КПД брутто (%)	36%	36,20%	36,70%
Температура выхлопа (°С)	586	620	574
Расход топлива, кг/с	4,58	4,79	6,42
Теплота сгорания топливного газа, ккал/кг	11173,00	11173,00	11173,00
Подведенное тепло в ГТ	184,16	192,65	258,07
Расход выхлопных газов, кг/с	213	203	292
Котел утилизатор	КУ двухконтурный ОАО Подольский машинострои тельный завод	КУ двухконтурный ОАО Подольский машинострои тельный завод	КУ двухконтурный ОАО Подольский машинострои тельный завод
Расход пара высокого давления, т/ч	115,00	115,00	150,00
Расход пара низкого давления, т/ч	15,00	15,00	25,00
Паровая турбина	Паровая турбина существующей части Р-50-130		
Мощность паровой турбины, МВт	50,0	50,0	40,0
Тепловая нагрузка, Гкал/час	206,5	206,5	199,4
Доля теплоты, отнесенная на внешнего потребителя	0,374	0,357	0,386
Доля топлива, отнесенная на производство электрической энергии по «физическому» методу	0,619	0,635	0,606
Коэффициент снижения электрической мощности ГТУ за счет установки котла утилизатора	0,989	0,989	0,989

КПД ГТУ – ТЭЦ по производству электроэнергии	0,576	0,563	0,599
Доля расхода электроэнергии на собственные нужды	5,000	5,000	5,000
КПД ГТУ – ТЭЦ по производству электроэнергии	0,547	0,535	0,569
Удельный расход топлива на производство электроэнергии, г у.т./кВт*ч	224,97	229,81	216,08
Удельный расход топлива на производство тепла, кг у.т./Гкал	145,8	145,8	218,7
Выработка электроэнергии, тыс.кВтч	1980000	1980000	1980000
Отпуск электроэнергии, тыс.кВтч	1782000	1782000	1782000
Отпуск тепла, Гкал	1425600	1425600	1425600
Расход топлива (газа) на производство электроэнергии, тут	400902	409525	385057
Расход топлива (газа) на производство тепла, тут	207813,4	207813,4	311720,1
Всего расход топлива, тут	608715	617339	696777
Коэффициент использования теплоты топлива, %	0,807	0,796	0,705*

\*При полной загрузке мощности, коэффициент использования достигнет значения 0,836

При реализации варианта строительства ПГУ или ГТУ ТЭЦ на заданные тепловые и электрические нагрузки суммарные среднегодовые выбросы от ТЭЦ-2 сократятся на 12500 тонн или в среднем на 40 %. Потребление условного топлива от существующей части ТЭЦ сократится с 1390 тыс.тут до 820 тыс.тут. Объем ЗШО сократится на 380 тыс.тонн.

### 3.2 Установка ГТУ ТЭЦ с 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 круглогодичная с постоянной нагрузкой, то и экономичность будет достаточно высокой.

Для определения технико-экономических показателей ГТУ ТЭЦ воспользуемся методом ОРГРЭС. Доля теплоты, отнесенная на внешнего потребителя:

$$\beta_T = \frac{Q_{II} + Q_T}{Q_C^T}$$

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:

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

КПД ГТУ – ТЭЦ по производству электроэнергии:

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

Доля расхода электроэнергии на собственные нужды:

$$\text{Э}_{\text{СН}} = \frac{N_{\text{Э}}^{\text{СН}}}{N_{\text{Э}}^T}$$

КПД ГТУ – ТЭЦ по производству электроэнергии (нетто):

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

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

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

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

$$\eta_{\text{П}}^{\text{ГТУ-ТЭЦ}} = \frac{N_{\text{Э}}^{\text{П}} + Q_{\text{II}} + Q_T}{Q_C^T} = K_N \cdot \eta_{\text{Э}}^{\text{ГАВТ}} + \beta_T$$

Результаты расчета технико-экономических показателей ГТУ ТЭЦ для трех вариантов состава оборудования представлены в таблице 3.2.

Таблица 3.2 Результаты расчета технико-экономических показателей ГТУ ТЭЦ

Газовая турбина	4*SGT-800, Siemens	4*LM6000-PF+ Sprint	4*ALSTOM GT8C2
Мощность по ISO (МВт)	50,5	57,7	56,3

Удельный расход теплоты, брутто (кДж/кВт*ч)	9407	8803	10635
КПД брутто (%)	38,30%	40,90%	33,90%
Температура выхлопа (°С)	553	486	508 °С
Расход топлива (кг/с)	2,82	3,02	3,55
Теплота сгорания топливного газа (ккал/кг)	11173,00	11173,00	11173,00
Подведенное тепло в ГТ (Гкал)	113,53	121,47	142,99
Расход выхлопных газов (кг/с)	134,2	156	197
Котел утилизатор	КУВ 60/150 водогрейный ОАО Подольский машиностроительный завод	КУВ 60/150 водогрейный ОАО Подольский машиностроительный завод	КУВ 60/150 водогрейный ОАО Подольский машиностроительный завод
Тепловая нагрузка, Гкал/час	52,3	50	64
Доля теплоты, отнесенная на внешнего потребителя	0,461	0,412	0,448
Доля топлива, отнесенная на производство электрической энергии по «физическому» методу	0,530	0,580	0,543
Коэффициент снижения электрической мощности ГТУ за счет установки котла утилизатора	0,989	0,989	0,989
КПД ГТУ – ТЭЦ по выработке электроэнергии	0,715	0,697	0,617
Доля расхода электроэнергии на собственные нужды	5,000	5,000	5,000
КПД ГТУ – ТЭЦ по отпуску электроэнергии	0,679	0,663	0,586
Удельный расход топлива на производство электроэнергии, г у.т./кВт*ч	181,13	185,64	209,81
Удельный расход топлива на производство тепла, кг у.т./Гкал	145,8	145,8	145,8
Выработка электроэнергии, тыс.кВтч	1425000	1500000	1500000

Отпуск электроэнергии, тыс.кВтч	1282500	1350000	1350000
Отпуск тепла, Гкал	1400000	1400000	1400000
Расход топлива (газа) на производство электроэнергии, тут	232299	250608	283237
Расход топлива (газа) на производство тепла, тут	204081,6	204081,6	204081,6
Всего расход топлива, тут	436380	454690	487318
Коэффициент использования теплоты топлива, %	0,84	0,82	0,78

Как видно из представленных данных проекты показывают хорошие ТЭП, однако они имеют недостаток, связанный с отсутствием производства пара низких параметров для обеспечения собственных нужд станции и подготовки подпиточной воды в летний период.

Для обеспечения потребности в паре в котлах утилизаторах должен быть предусмотрен паровой контур с параметрами 1,5 МПа, 295 °С.

Следует принять схему с поперечными связями, связанную с соответствующими коллекторами существующей части главного корпуса, от которых пар подается на пиковые сетевые подогреватели и на СН станции.

Конденсат теплообменников и подпиточная химочищенная подогретая вода котлов деаэрируется в деаэраторах.

На выходе из котла устанавливаются ГВТО, в которых нагревается сетевая вода, для работы в автономном режиме, также может быть предусмотрен подогреватель сырой воды.

Котел выполняется газоплотным. Поверхности нагрева котла выполняются дренируемыми из труб с наружным спиральным оребрением.

За каждым котлом должна быть предусмотрена установка шумоглушителя, газового плотного клапана и ремонтной заглушки. Котел – утилизатор горизонтальной компоновки имеет следующие преимущества по сравнению с вертикальным: меньшее аэродинамическое сопротивление газопотоков; отсутствуют циркуляционные насосы, что упрощает компоновку и схему котла, снижает расход электроэнергии на собственные нужды ТЭЦ; - имеется возможность использования кранового оборудования для монтажа и ремонта котлов.

Техническая характеристика котла-утилизатора горизонтальной компоновки для обеспечения получения пара и горячей воды приведена в таблице 3.3

Таблица 3.3 - Техническая характеристика котла – утилизатора

Наименование	Нагрузка 100%		
	Температура наружного воздуха, °С	-25	0

Температура питательной воды парового контура, °С	104		
Температура газов на входе, °С	510	519	526
Расход газов на входе, кг/с	196	186	173
Паропроизводительность, т/ч	40	38	34,7
Температура пара на выходе, °С	292	294	297
Давление пара за котлом, МПа	1,5	1,5	1,5
Температура уходящих газов, °С	101	99	97
Аэродинамическое сопротивление, Па	1480	1340	1180
Температура газов на входе в ГВТО, °С	382	391	354
Расход воды через ГВТО, т/ч	890	860	1100
Температуры на входе/выходе ГВТО, °С	70/135	70/135	70/115

Схема ГТУ ТЭЦ с водогрейным котлом утилизатором или комбинированным котлом утилизатором с паровым контуром низкого давления возможна и при установке более мощных газовых турбин, например 6F.03 GE или V64.3A Ansaldo.

### 3.3 Экономические аспекты строительства ПГУ

Для выбора вариантов строительства ПГУ или ГТУ ТЭЦ проведен экономический анализ, с учетом технических характеристик и надежности предлагаемых решений. Анализ проектов с ПГУ и ГТУ надстроек для действующих ТЭЦ, а также нового строительства ПГУ показывает, что существует разброс в предлагаемых ценах на оборудование. Анализ реализованных проектов с использованием оборудования российских заводов представлен в таблице 3.4.

Таблица 3.4 Удельная стоимость Российских ПГУ и ГТУ-ТЭЦ на газе, долл./кВт

	ПГУ 500 МВт		ГТУ ТЭЦ 30-50 МВт	
	117	20	165	39,3
Газотурбинная установка	117	20	165	39,3
Паровая турбина	63	10,8		
Котел	99	17	100	23,8
Электрооборудование	49	8,4	40	9,5
КИП и автоматика	45	7,7	25	5,95
Пароводяной тракт	47	8		
Проект	54	9,2	35	8,34
Строительство	45	7,7	35	8,34
Фин.обеспечение	65	11,2	20	4,77



	ПГУ 500 МВт		ГТУ ТЭЦ 30-50 МВт	
	584	100	420	100

Например, в проекте «Строительство парогазовой установки мощностью 250 МВт на площадке ТОО «МАЭК-Казатомпром» удельная стоимость оборудования составила 500 долл./кВт, а в проекте «Реконструкция Ижевской ТЭЦ-1 с применением ПГУ» (проект «Циркон») – 600 долл./кВт. В случае использования зарубежного оборудования стоимость может увеличиться на 25-30 %.

Анализ проектов реконструкции, а также строительства новых ТЭЦ на основе парогазовых циклов (ПГУ) мощностью 500 МВт и выше, так и более мелких (разработанных на региональных уровнях), показывает, что капиталовложения на единицу мощности снижаются, с увеличением мощности самой установки. Так для ПГУ мощностью до 190 МВт удельные капиталовложения составляют от 1100 до 2700 долл./кВт (таблица 3.5).

Таблица 3.5 - Обзор выполненных проектов ТЭС с блоками ПГУ мощностью до 190 МВт

Наименование	Предполагаемое оборудование	Удельные капвложения, долл./кВт
Игумновская ТЭЦ (Нижегородская область)	3хПГУ-25	1600
Омская ТЭЦ-3	2хПГУ-60	2100
Астраханская ГРЭС (Астрахань)	2хПГУ-70 или 1хПГУ- 110	1276,4
Губкинская ТЭЦ (Белгородская область)	ПГУ-70	2400
Елабужская ТЭЦ (Татарстан)	2хПГУ-95	2700
Кандыгагашская ГТЭС (Казахстан)	ПГУ-120	1700
Котельная г. Курска	ПГУ-123,6	1200
Центральная ТЭЦ (Санкт-Петербург)	ПГУ-180	1600
ГТЭС Щербинка (Москва)	2хПГУ-185	1100
Дягилевская ТЭЦ (Рязань)	ПГУ-190	1400

Разброс в ценах объясняется различной стоимостью установок у производителей, а так же набором оборудования в зависимости от предназначения станции. Кроме того, в некоторых проектах учтена стоимость теплопроводов, линий электропередач и подстанций. Так, например, удельные капиталовложения по Елабужской ТЭЦ, приведены с учетом теплопровода Ø 1020 мм протяженностью 10,5 км и 4 линий электропередач ВЛ-110 кВ.

Разнообразие капитальных вложений можно объяснить как различным набором оборудования, так и различными ценами заводов-изготовителей. Кроме того, новое строительство существенно дороже, так как при

реконструкции используются уже существующие здания и инженерные коммуникации.

Анализ проектов и предварительных проработок позволил определить следующий перспективный ряд ПГУ ТЭЦ и их основные технико-экономические показатели (таблица 3.6).

Анализ составляющих затрат в новое строительство ГТУ или ПГУ ТЭЦ показывает, что доля оборудования составляет порядка 40-60 %, доля СМР – 20-55 % и прочие затраты – 5-20 %. Привязка к местности предполагает увеличение капиталовложений от 20 до 40 %.

Таблица 3.6 - Основные технико-экономические показатели парогазовых блоков ТЭЦ

Параметры	ПГУ-70	ПГУ-110	ПГУ-170	ПГУ-250	ПГУ-340
Установленная мощность блока электрическая, МВт	70	110	170	250	340
Установленная мощность блока тепловая, Гкал/ч	50	75	140	170	250
Удельные капитальные вложения, долл./кВт	1300	1300	1250	1200	1100
Штатный коэффициент, чел./МВт	0,371	0,371	0,188	0,128	0,141
Удельный расход топлива на отпуск электроэнергии, г у.т./кВт*ч	240	240	237	210	200
Удельный расход топлива на отпуск тепла, кг у.т./Гкал	170	170	170	170	170

В процессе выполнения технико-экономического обоснования необходимо учитывать вероятность возникновения рисков, которые подразделяются на следующие виды:

- внешние непредсказуемые риски, связанные с нестабильностью экономического законодательства и текущей экономической ситуации, условий инвестирования и использования прибыли, срывы из-за неопределенности целей, интересов и поведения участников; неполнота или неточность информации о финансовом положении и деловой репутации предприятий-участников (возможность неплатежей, банкротств, срывов договорных обязательств);

- внешние предсказуемые (но неопределенные) риски, связанные с колебаниями рыночной конъюнктуры, характеризующиеся уровнями валютных курсов, цен на материалы, топливо, энергию, ухудшением возможности получения сырья, изменением требований потребителей, усилением конкуренции и т.п., операционные риски, вызванные невозможностью поддержания рабочего состояния элементов проекта, нарушением безопасности, отступлением от целей проекта;

- внутренние (связанные непосредственно с проектом) нетехнические риски, связанные со срывом планов работ из-за недостатка рабочей силы, нехватки материалов, поздней поставки материалов, ошибок планирования, недостатка координации работ и др.;

- технические риски, связанные с производственно-технологическим риском (аварии и отказы оборудования, производственный брак и т.п.);

- маркетинговый риск - это риск недополучения прибыли в результате снижения объема реализации или цены электрической энергии, недостаточная квалификация управленческого состава.

Основными методами снижения риска, на стадии технико-экономического обоснования являются:

- страхование;
- резервирование средств на покрытие непредвиденных расходов;
- нейтрализация частных рисков;
- снижение рисков в плане финансирования;
- обеспечение нормативной надежности производства;
- внедрение современного, высококвалифицированного менеджмента в организации производства и управления;
- повышение квалификации кадров;
- производственная диверсификация;
- диверсификация клиентуры;
- качество инвестиционного менеджмента;
- диверсификация поставщиков оборудования.

При определении структуры источников финансирования проекта ввода нового оборудования на ТЭЦ-2 необходимо учитывать, что от момента принятия решения до ввода в эксплуатацию, как правило, характеризуется довольно продолжительным периодом, что, соответственно, определяет и долгосрочное отвлечение финансовых средств на инвестиционные цели. Поэтому источниками формирования финансовых ресурсов кроме собственного капитала АО «АлЭС» могут выступать, как правило, только долгосрочные кредиты и займы, финансовый лизинг, а также акционерное финансирование. Краткосрочные заемные ресурсы используются в процессе финансовой деятельности лишь в исключительных случаях, поэтому в составе источников формирования заемных финансовых ресурсов не предусматриваются такие их виды, как краткосрочные кредиты банков, текущая задолженность по расчетам и другие аналогичные краткосрочные заемные средства. При этом следует учитывать, что длительность предоставления финансовых ресурсов формирует для кредитора более высокий уровень финансового риска (в сравнении с краткосрочным кредитованием), что, соответственно, существенно повышает стоимость заемных финансовых ресурсов и определяет необходимость более надежного их обеспечения.

Одним из наиболее привлекательных способов финансирования строительства и модернизации объектов энергетической отрасли является

проектное финансирование, получившее широкое распространение в США, Европе, Юго-Восточной Азии и на Ближнем Востоке. По указанной схеме в этих странах построено большинство электростанций. Под проектным финансированием понимается финансирование инвестиционного проекта, при котором инвестор ориентируется преимущественно на финансовый поток, генерируемый проектом, как источник возврата предоставленных ресурсов. При этом поступления денежных средств от реализации проекта должны обеспечить своевременно и в полном объеме покрытие всех производственных расходов и долговых обязательств. Следует отметить основные преимущества и недостатки такого вида финансирования. Привлекательность заключается в том, что от заемщика не требуется предоставлять кредиторам обеспечения исполнения обязательств, за исключением залога активов и доходов, создаваемых самим проектом. Основной недостаток такой схемы заключается в несовершенстве правового поля и неготовности субъектов к заключению долгосрочных договоров поставки сырья и покупки / продажи электроэнергии.

В виду социальной значимости проекта модернизации ТЭЦ-2 посредством установки ПГУ важнейшим источником средств на финансирование капиталовложений может выступать государственное финансирование.

В таблице 2.7 представлены технико-экономические и инвестиционные показатели проекта для двух вариантов капитальных затрат (ГТУ с КУВ и ПГУ).

Таблица 2.7 - Техничко-экономические показатели проекта

Капиталовложения, млн. тенге	57200	80000
Оценка выработки электроэнергии (существующей ТЭЦ-2) на период реализации проекта, кВт*ч	1355036	1355036
Отпуск электроэнергии (существующей ТЭЦ-2) на период реализации проекта, кВт*ч	1172012	1172012
Собственные нужды ЭЭ, на период реализации проекта	10	10
Отпуск тепловой энергии на период реализации проекта, тыс. Гкал	3577	3577
Отпуск тепловой энергии (существующей ТЭЦ-2) на период реализации проекта, тыс.Гкал	2151	2151
Выработка электроэнергии ПГУ, кВт*ч	1584000	1584000
Отпуск электроэнергии ПГУ, кВт*ч	1473120	1473120
Оценка снижения экологических платежей при вводе ПГУ на период реализации проекта	286	286
Оценка экономического эффекта за счет снижения СН и продажи дополнительной ЭЭ	2192	2192
Оценка экономического эффекта (за счет экономии топлива при вводе ПГУ)	4061	4061
PP (период окупаемости, лет)	9	12

#### 4 Тепловой расчет ПГУ надстройки ТЭЦ-2 на заданные тепловые нагрузки

Расчет тепловой части проводился с помощью программного продукта «Gate Cycle».

##### Вариант 1

В расчете использовалась схема 3\*ГТУ +3\*КУ +P-50. Расчет зимнего режима в таблице 4.1, расчет летнего режима в таблице 4.2.

Таблица 4.1 –Тепловой расчет ПГУ ТЭЦ: зимний режим

Параметр	Значение	Ед. Изм.
<b>Исходные параметры расчета</b>		
Методика расчета параметров пара	IAPWS-IF97	
Методика расчета точки кипения соленой воды	Weiss - Price Empirical Fit	
Методика расчета параметров газа (идеальный газ)	NASA Properties: S. Gordon, B.J. McBride	
Методика расчета реальных параметров газа	Soave - Redlich – Kwong	
<b>Параметры окружающей среды</b>		
Температура воздуха	-1.3	С
Давление окружающей среды	101.32	кПа
Относительная влажность окружающей среды	0.6	
<b>Топливо в схеме</b>		
Низшая теплотворная способность топлива	11000	ккал/кг
<b>Мощности в циклах</b>		
Мощность на валу генератора газовой турбины (общая по модели)	265.5107	МВт
Чистая (нетто) мощность газовой турбины (общая по модели)	252.9323	МВт
<b>Показатели эффективности модели</b>		
КПД цикла ГТУ	35.1244	
КПД модели (нетто)	35.1244	
Расход тепла по модели (нетто)	2447.9089	ккал/кВт-ч
Приведенный расход тепла по модели	2204.5279	ккал/кВт-ч
<b>Параметры газового подогревателя</b>		
Метод расчета	Температура воды на выходе	
Температура	135	С
Конфигурация (конструкция)	Перекрестно-противоточный, 1 трубка на проход, смешанный внутренний поток, наружный несмешанный	
Количество перекрестных ходов	10	
Площадь поверхности теплообмена	21432.63	м <sup>2</sup>
Расчетная эффективность (КПД)	0.67	
Недогрев теплоносителя на выходе	44.0096	С
Перепад температур	40.5077	С
Расчетная нагрузка (тепловая мощность)	38787420.4643	ккал/ч

Коэффициент NTU (КПД преобразования)	1.64	
Общий коэффициент теплопередачи	35	ккал/ч-м <sup>2</sup> -С
Эксергетический КПД	0.8979	
<b>Параметры уходящих газов</b>		
Массовый поток	2431141.99	кг/ч
Давление	101.7321	кПа
Температура	112.3795	С
Энтальпия	23.9459	ккал/кг
<b>Параметры газовых турбин</b>		
Кол-во газовых турбин (приняты одинаковыми)	3	
Расчетная температура газов на выходе из турбины	600.6181	С
Косвенные потери давления	1.3686	кПа
Потери давления в КУ	2.4884	кПа
Потери давления на входе в КУ	0.6221	кПа
Электрическая мощность (нетто)	84.3108	MW
Электрическая мощность на клеммах генератора	88.5035	MW
Потери генератора	0	
Вводимое тепло в камеру сгорания	2.0639E08	ккал/ч
Расход тепла на выработку элэн.	2447.9089	ккал/кВт-ч
КПД ГТУ	0.3512	
Степень сжатия воздуха в компрессоре	16.962	
КПД эффективный компрессора	0.894	
Температура на выходе из камеры сгорания ГТ	1364.186	С
Расчетный изоэнтропный КПД ГТ	0.8969	
Давление воздуха на входе в компрессор	100.6979	кПа
Температура воздуха на входе в компрессор	-1.3	С
Температура воздуха на выходе из компрессора	368.5519	С
Входное давление смеси в ГТ	1656.797	кПа
Температура на входе в ГТ	1284.294	С
<b>Параметры секции котла-утилизатора</b>		
Температура газов на входе в КУ	600.6182	С
Температура газов на выходе в КУ	111.37	С
Нагрузка по газовой части	2.7667E08	ккал/ч
Нагрузка испарителя	1.0988E08	ккал/ч
Нагрузка перегревателя	68868073.9467	ккал/ч
Расчетное количество генерируемого пара	356633.1	кг/ч
Расчетная величина пинч-точки в барабане	0.0053	С
Рабочее давление испарителя	13000	кПа
<b>Параметры теплоносителя на выходе</b>		
Массовый поток	453592.4536	кг/ч
Давление	980	кПа
Температура	135	С
Энтальпия	135.7141	ккал/кг
<b>Параметры теплоносителя на входе</b>		
Массовый поток	453592.4536	кг/ч
Давление	10000	кПа

Температура	50	С
Энтальпия	50.2025	ккал/кг

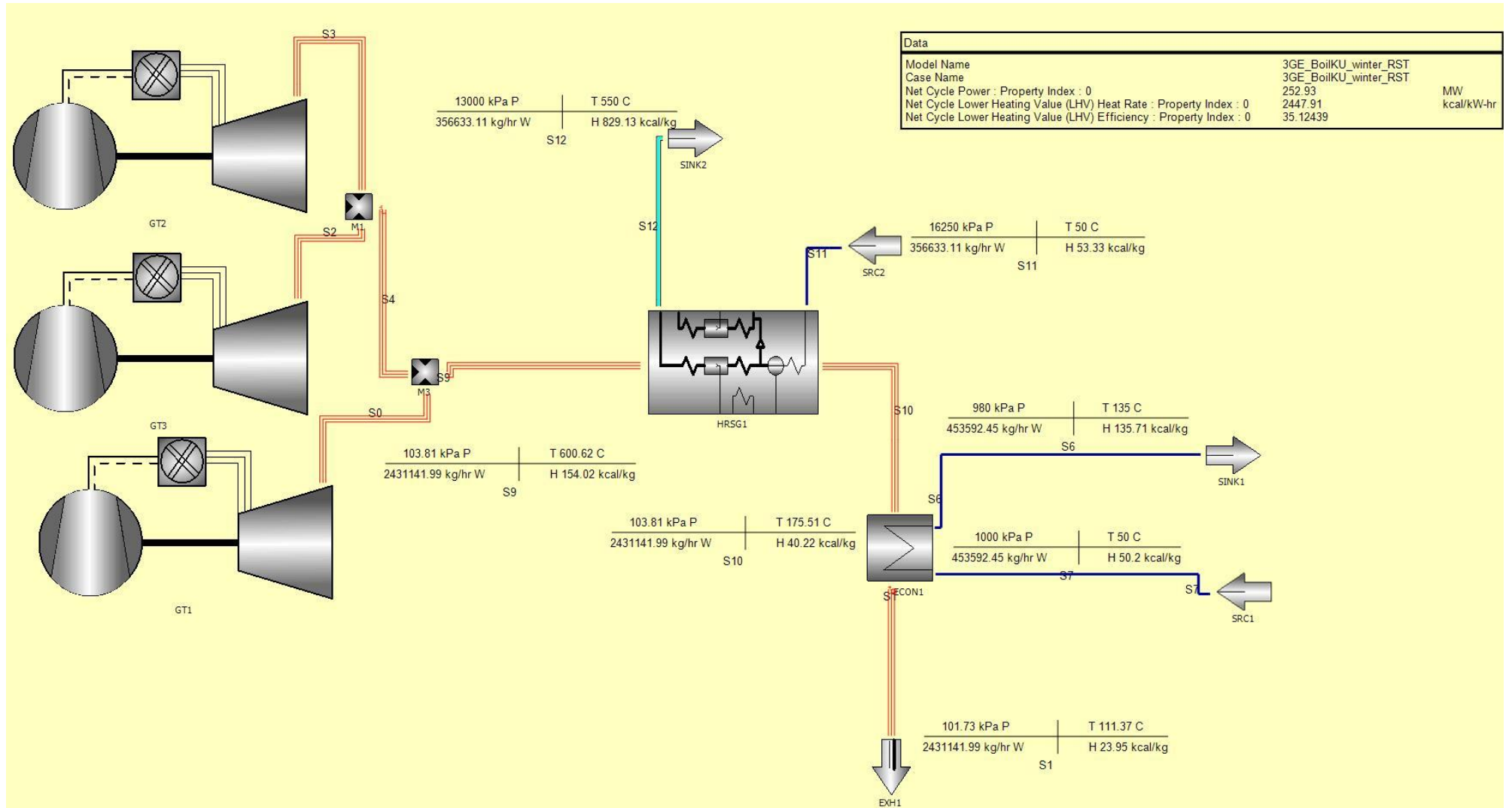


Рисунок 4.1- Принципиальная схема ПГУ (зимний режим)



Таблица 4.2 - Тепловой расчет ПГУ ТЭЦ: летний режим

Параметр	Значение	Ед. Изм.
<b>Properties /Исходные параметры расчета</b>		
Property Method / Методика расчета параметров пара	IAPWS-IF97	
Salt Water Boiling Point Method / методика расчета точки кипения соленой воды	Weiss - Price Empirical Fit	
Gas Property Method / методика расчета параметров газа (идеальный газ)	NASA Properties: S. Gordon, B.J. McBride	
Real Gas Property Method / методика расчета реальных параметров газа	Soave - Redlich – Kwong	
<b>Параметры окружающей среды</b>		
Температура воздуха	25	С
Давление окружающей среды	101.32	кПа
Относительная влажность окружающей среды	0.6	
<b>Топливо в схеме</b>		
Низшая теплотворная способность топлива	11000	ккал/кг
<b>Мощности в циклах</b>		
Мощность на валу генератора газовой турбины (общая по модели)	217.9017	МВт
Чистая (нетто) мощность газовой турбины (общая по модели)	206.2755	МВт
<b>Показатели эффективности модели</b>		
КПД цикла ГТУ	33.2056	
КПД модели (нетто)	33.2056	
Расход тепла по модели (нетто)	2589.3594	ккал/кВт-ч
Приведенный расход тепла по модели	2126.4463	ккал/кВт-ч
<b>Параметры газового подогревателя</b>		
Метод расчета	Температура воды на выходе	
Температура	70	С
Конфигурация (конструкция)	Перекрестно-противоточный, 1 трубка на проход, смешанный внутренний поток, наружный несмешанный	
Количество перекрестных ходов	10	
Площадь поверхности теплообмена	8838.125	м <sup>2</sup>
Расчетная эффективность (КПД)	0.3891	
Недогрев теплоносителя на выходе	109.0096	С
Перепад температур	105.5382	С
Расчетная нагрузка (тепловая мощность)	27173250.215	ккал/ч
Коэффициент NTU (КПД преобразования)	0.542	
Общий коэффициент теплопередачи	35	ккал/ч-м <sup>2</sup> -С
Эксергетический КПД	0.7919	
<b>Параметры уходящих газов</b>		
Массовый поток	2234012.7211	кг/ч
Давление	101.7321	кПа

Температура	126.9703	С
Энтальпия	28.0405	ккал/кг
<b>Параметры газовых турбин</b>		
Кол-во газовых турбин (приняты одинаковыми)	3	
Расчетная температура газов на выходе из турбины	600.5468	С
Косвенные потери давления	1.3686	кПа
Потери давления в КУ	2.4884	кПа
Потери давления на входе в КУ	0.6221	кПа
Электрическая мощность (нетто)	68.7585	MW
Электрическая мощность на клеммах генератора	72.6339	MW
Потери генератора	0	
Вводимое тепло в камеру сгорания	1.7804E08	ккал/ч
Расход тепла на выработку элэн.	2589.3594	ккал/кВт-ч
КПД ГТУ	0.3321	
Степень сжатия воздуха в компрессоре	15.4376	
КПД эффективный компрессора	0.9114	
Температура на выходе из камеры сгорания ГТ	1327.561	С
Расчетный изоэнтропный КПД ГТ	0.8969	
Давление воздуха на входе в компрессор	100.6979	кПа
Температура воздуха на входе в компрессор	25	С
Температура воздуха на выходе из компрессора	400.0539	С
Входное давление смеси в ГТ	1507.901	кПа
Температура на входе в ГТ	1252.557	С
<b>Параметры секции котла-утилизатора</b>		
Температура газов на входе в КУ	600.5468	С
Температура газов на выходе в КУ	111.37	С
Нагрузка по газовой части	2.5559E08	ккал/ч
Нагрузка испарителя	1.0151E08	ккал/ч
Нагрузка перегревателя	63620300.9458	ккал/ч
Расчетное количество генерируемого пара	329457.6	кг/ч
Расчетная величина пинч-точки в барабане	0.0076	С
Рабочее давление испарителя	13000	кПа
<b>Параметры теплоносителя на выходе</b>		
Массовый поток	1360777.134	кг/ч
Давление	980	кПа
Температура	70	С
Энтальпия	70.1714	ккал/кг
<b>Параметры теплоносителя на входе</b>		
Массовый поток	1360777.134	кг/ч
Давление	1000	кПа
Температура	50	С
Энтальпия	52.2025	ккал/кг

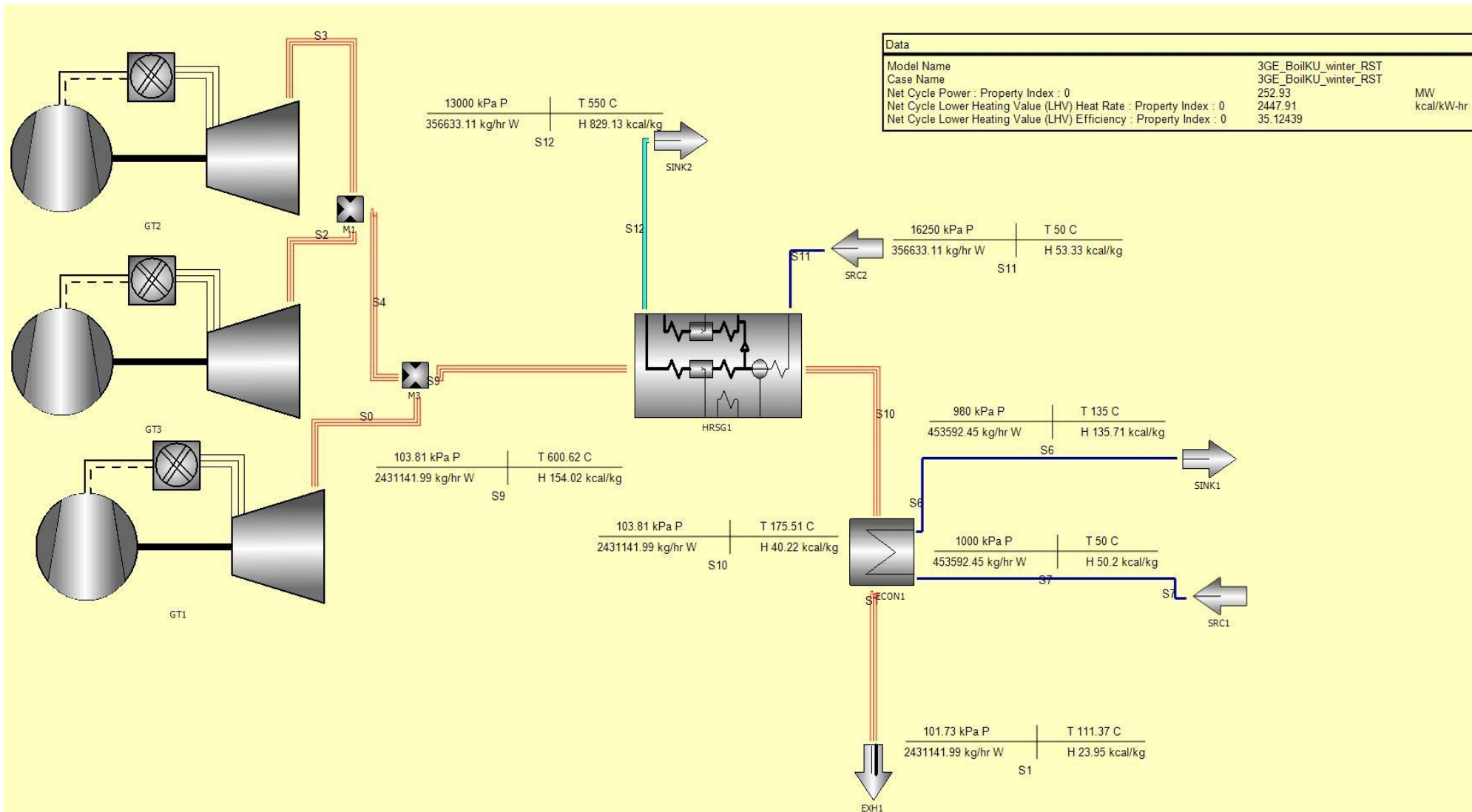


Рисунок 4.2 - Принципиальная схема ПГУ (летний режим)

## Вариант 2

Расчет тепловой части проводился с помощью программного продукта «Gate Cycle». Рассматривался вариант с КУВ и паровой частью с параметрами 1,5 МПа, 295 °С. Расчет зимнего режима в таблице 4.3, расчет летнего режима в таблице 4.4.

Таблица 4.3 – Тепловой расчет ПГУ ТЭЦ: зимний режим

Параметр	Значение	Ед. Изм.
<b>Исходные параметры расчета</b>		
Методика расчета параметров пара	IAPWS-IF97	
Методика расчета точки кипения соленой воды	Weiss - Price Empirical Fit	
Методика расчета параметров газа (идеальный газ)	NASA Properties: S. Gordon, B.J. McBride	
Методика расчета реальных параметров газа	Soave - Redlich – Kwong	
<b>Параметры окружающей среды</b>		
Температура воздуха	-1.3	С
Давление окружающей среды	101.32	кПа
Относительная влажность окружающей среды	0.6	
<b>Топливо в схеме</b>		
Низшая теплотворная способность топлива	11000	ккал/кг
<b>Мощности в циклах</b>		
Мощность на валу генератора газовой турбины (общая по модели)	265.5107	МВт
Чистая (нетто) мощность газовой турбины (общая по модели)	252.9323	МВт
<b>Показатели эффективности модели</b>		
КПД цикла ГТУ	35.1244	
КПД модели (нетто)	35.1244	
Расход тепла по модели (нетто)	2447.9089	ккал/кВт-ч
Приведенный расход тепла по модели	824.968	ккал/кВт-ч
<b>Параметры газового подогревателя</b>		
Метод расчета	Температура воды на выходе	
Температура	135	С
Конфигурация (конструкция)	Перекрестно-противоточный, 1 трубка на проход, смешанный внутренний поток, наружный несмешанный	
Количество перекрестных ходов	10	
Площадь поверхности теплообмена	46786.68	м <sup>2</sup>
Расчетная эффективность (КПД)	0.885	
Недогрев теплоносителя на выходе	174.5178	С
Перепад температур	376.6129	С
Расчетная нагрузка (тепловая мощность)	2.5466E08	ккал/ч
Коэффициент NTU (КПД преобразования)	2.4885	
Общий коэффициент теплопередачи	34	ккал/ч-м <sup>2</sup> -С
Эксергетический КПД	0.618	
<b>Параметры уходящих газов</b>		

Массовый поток	2431141.99	кг/ч
Давление	101.7321	кПа
Температура	105.2605	С
Энтальпия	22.4046	ккал/кг
<b>Параметры газовых турбин</b>		
Кол-во газовых турбин (приняты одинаковыми)	3	
Расчетная температура газов на выходе из турбины	600.6181	С
Косвенные потери давления	1.3686	кПа
Потери давления в КУ	2.4884	кПа
Потери давления на входе в КУ	0.6221	кПа
Электрическая мощность (нетто)	84.3108	MW
Электрическая мощность на клеммах генератора	88.5035	MW
Потери генератора	0	
Вводимое тепло в камеру сгорания	2.0639E08	ккал/ч
Расход тепла на выработку элэн.	2447.9089	ккал/кВт-ч
КПД ГТУ	0.3512	
Степень сжатия воздуха в компрессоре	16.962	
КПД эффективный компрессора	0.894	
Температура на выходе из камеры сгорания ГТ	1364.186	С
Расчетный изоэнтропный КПД ГТ	0.8969	
Давление воздуха на входе в компрессор	100.6979	кПа
Температура воздуха на входе в компрессор	-1.3	С
Температура воздуха на выходе из компрессора	368.5519	С
Входное давление смеси в ГТ	1656.797	кПа
Температура на входе в ГТ	1284.294	С
<b>Параметры секции котла-утилизатора</b>		
Температура газов на входе в КУ	600.6182	С
Температура газов на выходе в КУ	511.613	С
Нагрузка по газовой части	60227171.1092	ккал/ч
Нагрузка испарителя	54759501.2898	ккал/ч
Нагрузка перегревателя	5467666.3801	ккал/ч
Расчетное количество генерируемого пара	88999.596	кг/ч
Расчетная величина пинч-точки в барабане	320.0001	С
Рабочее давление испарителя	1300	кПа
<b>Параметры теплоносителя на выходе</b>		
Массовый поток	2993709.6948	кг/ч
Давление	9799.999	кПа
Температура	135	С
Энтальпия	137.1189	ккал/кг
<b>Параметры теплоносителя на входе</b>		
Массовый поток	2993709.6948	кг/ч
Давление	10000	кПа
Температура	50	С
Энтальпия	52.0526	ккал/кг

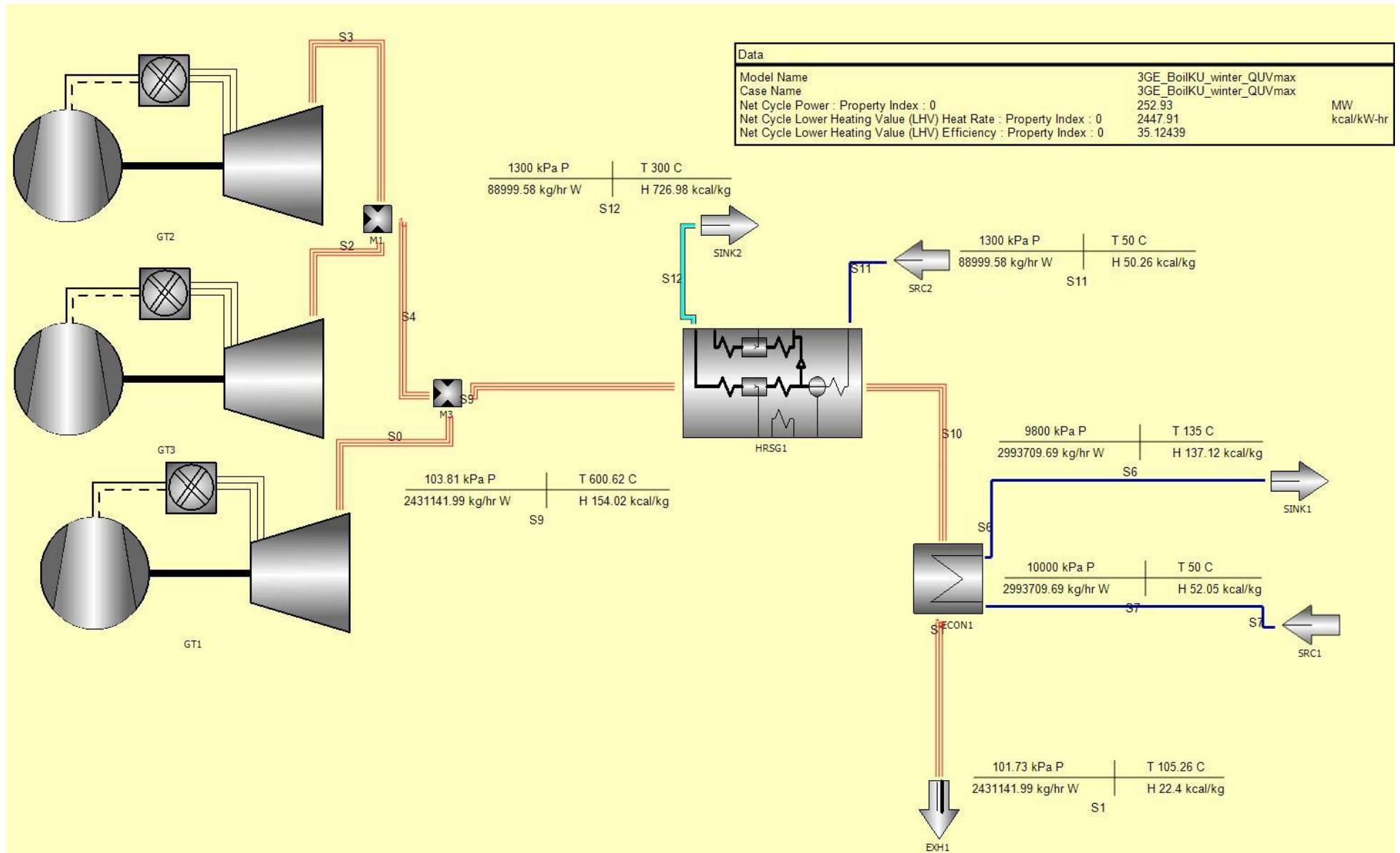


Рисунок 4.3 - Принципиальная схема ПГУ (зимний режим)

Таблица 4.4- Тепловой расчет ПГУ ТЭЦ: летний режим

Параметр	Значение	Ед. Изм.
<b>Properties /Исходные параметры расчета</b>		
Property Method / Методика расчета параметров пара	IAPWS-IF97	
Salt Water Boiling Point Method / методика расчета точки кипения соленой воды	Weiss - Price Empirical Fit	
Gas Property Method / методика расчета параметров газа (идеальный газ)	NASA Properties: S. Gordon, B.J. McBride	
Real Gas Property Method / методика расчета реальных параметров газа	Soave - Redlich – Kwong	
<b>Параметры окружающей среды</b>		
Температура воздуха	25	С
Давление окружающей среды	101.32	кПа
Относительная влажность окружающей среды	0.6	
<b>Топливо в схеме</b>		
Низшая теплотворная способность топлива	11000	ккал/кг
<b>Мощности в циклах</b>		
Мощность на валу генератора газовой турбины (общая по модели)	217.9017	МВт
Чистая (нетто) мощность газовой турбины (общая по модели)	206.2755	МВт
<b>Показатели эффективности модели</b>		
КПД цикла ГТУ	33.2056	
КПД модели (нетто)	33.2056	
Расход тепла по модели (нетто)	2589.3594	ккал/кВт-ч
Приведенный расход тепла по модели	1103.3078	ккал/кВт-ч
<b>Параметры газового подогревателя</b>		
Метод расчета	Температура воды на выходе	
Температура	70	С
Конфигурация (конструкция)	Перекрестно-противоточный, 1 трубка на проход, смешанный внутренний поток, наружный несмешанный	
Количество перекрестных ходов	10	
Площадь поверхности теплообмена	31773.89	м <sup>2</sup>
Расчетная эффективность (КПД)	0.816	
Недогрев теплоносителя на выходе	239.5178	С
Перепад температур	441.6129	С
Расчетная нагрузка (тепловая мощность)	2.327E08	ккал/ч
Коэффициент NTU (КПД преобразования)	1.8281	
Общий коэффициент теплопередачи	34	ккал/ч-м <sup>2</sup> -С
Эксергетический КПД	0.2861	
<b>Параметры уходящих газов</b>		
Массовый поток	2234012.7211	кг/ч

Давление	101.7321	кПа
Температура	109.9625	С
Энтальпия	23.71	ккал/кг
<b>Параметры газовых турбин</b>		
Кол-во газовых турбин (приняты одинаковыми)	3	
Расчетная температура газов на выходе из турбины	600.5468	С
Косвенные потери давления	1.3686	кПа
Потери давления в КУ	2.4884	кПа
Потери давления на входе в КУ	0.6221	кПа
Электрическая мощность (нетто)	68.7585	MW
Электрическая мощность на клеммах генератора	72.6339	MW
Потери генератора	0	
Вводимое тепло в камеру сгорания	1.7804E08	ккал/ч
Расход тепла на выработку элэн.	2589.3594	ккал/кВт-ч
КПД ГТУ	0.3321	
Степень сжатия воздуха в компрессоре	15.4376	
КПД эффективный компрессора	0.9114	
Температура на выходе из камеры сгорания ГТ	1327.561	С
Расчетный изоэнтропный КПД ГТ	0.8969	
Давление воздуха на входе в компрессор	100.6979	кПа
Температура воздуха на входе в компрессор	25	С
Температура воздуха на выходе из компрессора	400.0539	С
Входное давление смеси в ГТ	1507.901	кПа
Температура на входе в ГТ	1252.557	С
<b>Параметры секции котла-утилизатора</b>		
Температура газов на входе в КУ	600.5468	С
Температура газов на выходе в КУ	511.613	С
Нагрузка по газовой части	55611109.2003	ккал/ч
Нагрузка испарителя	50562510.7481	ккал/ч
Нагрузка перегревателя	5048602.7515	ккал/ч
Расчетное количество генерируемого пара	82178.28	кг/ч
Расчетная величина пинч-точки в барабане	320.0001	С
Рабочее давление испарителя	1300	кПа
<b>Параметры теплоносителя на выходе</b>		
Массовый поток	4263768.4287	кг/ч
Давление	9799.999	кПа
Температура	70	С
Энтальпия	71.8932	ккал/кг
<b>Параметры теплоносителя на входе</b>		
Массовый поток	4263768.4287	кг/ч
Давление	10000	кПа
Температура	15	С
Энтальпия	17.318	ккал/кг



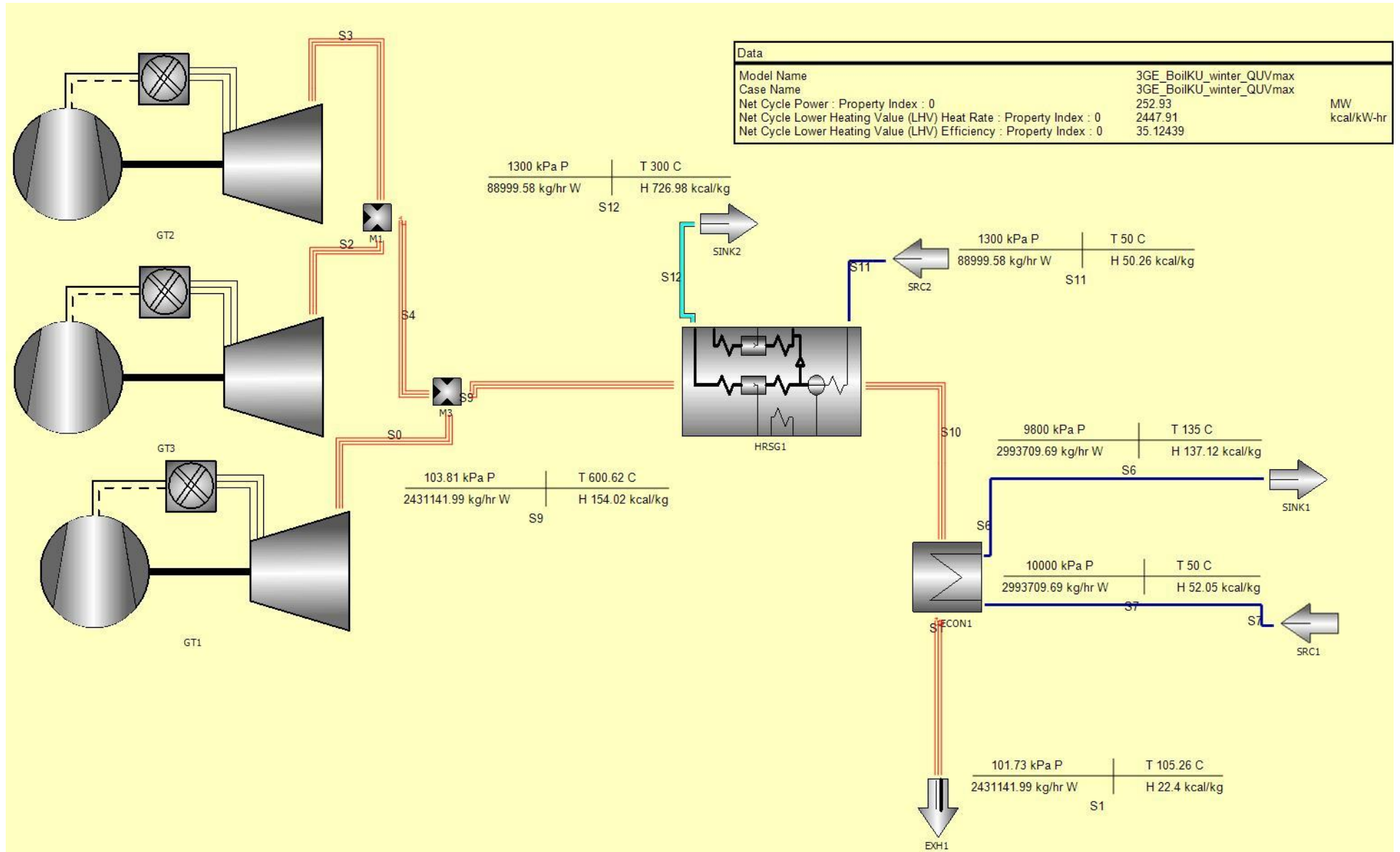


Рисунок 4.4 - Принципиальная схема ПГУ (летний режим)

Несмотря на то, что второй вариант, имеет более простую и дешевую схему, к реализации и дальнейшего расчета принимается вариант 1, так как он позволяет получить большую выработку электроэнергии за счет использования существующей мощности.

## 5 Бизнес-план строительства ПГУ ТЭЦ в районе г. Алматы

### 5.1 Исходные данные

Таблица 5.1 - Исходные данные

№	$\mathcal{E}_g$ , млн. кВтч	$Q_g$ , тыс. Гкал	Топливо	$Q_p$ , ккал/м <sup>3</sup>	$C_m$ , тенге/м <sup>3</sup>
	1980	1440	газ	9013	31,024

Удельный расход топлива на выработку одного кВтч равняется 229,91 гут/кВтч; а удельный расход топлива на выработку одной Гкал тепловой энергии – 145,8 кгут/Гкал.

Теплота сгорания топлива (газа)  $Q_p=9013$  ккал / м<sup>3</sup>.

Та как ПГУ работает исключительно в базовом режиме нагрузок, то, количество часов использования установленной мощности:  $T_m=7100$  час.

### 5.2 Определение годового отпуска энергии ТЭЦ

При работе электростанций, часть вырабатываемой энергии расходуется на собственные нужды станций. Этот расход электроэнергии зависит от типа оборудования и от единичной мощности агрегатов, вида используемого топлива, степени технического совершенствования основного и вспомогательного оборудования и на поддержание остальных цехов. Разброс величины расхода электроэнергии на собственные нужды станций очень велик – от 6 до 16%.

В расчетах принимаю расход электроэнергии на собственные нужды в размере 10 % ( $\mathcal{E}_{сн}$ ), а тепловой энергии 1% ( $Q_{сн}$ ).

Годовой отпуск электрической и тепловой энергии определяю по формулам [13, с. 12]:

$$\mathcal{E}_{от} = \mathcal{E}_g \cdot (1 - \mathcal{E}_{сн}), \text{ млн. кВтч}, \quad (5.1)$$

$$\mathcal{E}_{от} = \mathcal{E}_g \cdot (1 - \mathcal{E}_{сн}) = 1980 \cdot (1 - 0,1) = 1782 \text{ млн. кВт} \cdot \text{ч};$$

$$Q_{от} = Q_g \cdot (1 - Q_{сн}), \text{ тыс. Гкал}, \quad (5.2)$$

$$Q_{от} = Q_g \cdot (1 - Q_{сн}) = 1440 \cdot (1 - 0,01) = 1425,6 \text{ тыс. Гкал.}$$

### 5.3 Определение затрат на топливо

Годовой расход топлива на выработку электрической и тепловой энергии определяю по формулам [13, с.13]:

$$B_{\text{э}} = \text{Э}_{\text{э}} \cdot b_{\text{э}}, \text{тыс.тут}; \quad (5.3)$$

$$B_{\text{э}} = \text{Э}_{\text{э}} \cdot b_{\text{э}} = 1980 \cdot 229,91/1000 = 455 \text{ тыс. тут};$$

$$B_{\text{т}} = Q_{\text{э}} \cdot b_{\text{т}}, \text{тыс.тут}; \quad (5.4)$$

$$B_{\text{т}} = Q_{\text{э}} \cdot b_{\text{т}} = 1440 \cdot 145,8/1000 = 210 \text{ тыс. тут.}$$

Расход топлива ТЭЦ в итоге составит:

$$B_{\text{у}} = B_{\text{э}} + B_{\text{т}}, \text{тыс.тут}; \quad (5.5)$$

$$B_{\text{у}} = B_{\text{э}} + B_{\text{т}} = 455 + 210 = 665 \text{ тыс. тут.}$$

В связи с тем, что затраты на оплату топлива и его транспортировку осуществляются по натуральному топливу, то полученные величины расхода топлива необходимо перевести на величину газа (натурального топлива).

Определение расхода натурального топлива:

$$B_{\text{н}} = B_{\text{у}} : K_{\text{н}}, \text{тыс.тнт}; \quad (5.6)$$

$$B_{\text{н}} = B_{\text{у}} : K_{\text{н}} = 665 \cdot 1000/870 = 765 \text{ млн. м}^3.$$

Определяю составляющую затрат на топливо:

$$I_{\text{т}} = B_{\text{н}} \cdot C_{\text{т}}, \text{млн.тенге}; \quad (5.7)$$

$$I_{\text{т}} = B_{\text{н}} \cdot C_{\text{т}} = 765 \cdot 31,024 = 23733,24 \text{ млн. тенге.}$$

### 5.4 Проведение расчета затрат на воду

На данной ПГУ отсутствует часть системы технического водоснабжения, так как установка не включает в себя конденсатор.

Для укрупненных расчетов затраты на водоснабжение принимаю 0,4 тенге/кВт·ч. [13, с.14]:

$$I_{\text{в}} = \text{Э}_{\text{выр}} \cdot 0,4 \text{ млн.тг}; \quad (5.8)$$

$$I_{\text{в}} = \text{Э}_{\text{выр}} \cdot 0,4 = 1980 \cdot 0,4 = 792 \text{ млн. тенге.}$$

## 5.5 Проведение расчета затрат на заработную плату работникам

Для того, чтобы определить затраты на заработную плату промышленно-производственного персонала (ППП) ТЭЦ, занятого на производстве и его обслуживании, необходимо знать его численность. ППП подразделяется на эксплуатационный, ремонтный и административный. Его количество зависит, чаще всего, от единичной мощности агрегатов и количества основного энергооборудования, вида используемого топлива, технологии проведения ремонтов, а также экологических аспектов.

Численность ППП можно получить через штатный коэффициент, показывающий, какое количество персонала приходится на 1 МВт установленной мощности станции. Установленная электрическая мощность станции определяется через максимальное число часов использования установленной мощности и годовую выработку электрической энергии, т.е. [13, с.15]:

$$N_y = \frac{\mathcal{E}_e}{T_m}, \text{ MВт} ; \quad (5.9)$$

$$N_y = \frac{1440 \cdot 10^3}{7100} = 278, \text{ MВт} .$$

Согласно литературных и фактических данных о численности работающих на существующих станциях Казахстана, можно рекомендовать принимать следующие приблизительные значения штатного коэффициента ( $K_{ш}$ ): для ТЭЦ установленной мощностью более 500 МВт – 1,2 – 1,4 чел./МВт, для ТЭЦ меньшей мощности – 1,7 – 1,9 чел./МВт. При работе ТЭЦ на природном газе, величину  $K_{ш}$  следует уменьшить на 15-20%. Но для данной ПГУ, которая является надстройкой, из-за единичной мощности и количества основного энергооборудования, вида используемого топлива, способа проведения ремонтов, экологических требований  $K_{ш}=1,2$ .

Численность персонала ПГУ определяется:

$$ЧП = K_{ш} \cdot N_y, \text{ чел} ; \quad (5.10)$$

$$ЧП = K_{ш} \cdot N_y = 1,2 \cdot 278 = 334 \text{ человек} .$$

Суммарный фонд заработной платы включает в себя:

- основную заработную плату ( $I_{зпo}$ ), в которую входит заработная плата работников, занятых в производственном-технологическом процессе выработки энергии и включает в себя выплаты, связанные с отработанным временем (тарифные ставки и должностные оклады, премии сотрудникам из фонда заработной платы, доплата за работу в ночное время и праздники.);

- дополнительная заработная плата ( $I_{зпo}$ ) включает в себя выплаты, не связанные с рабочим временем (оплата очередных, дополнительных и учебных отпусков, за время выполнения государственных обязанностей и др.);

Для определения суммарного фонда заработной платы воспользуюсь следующей формулой:

$$\text{Изп} = \text{Изпо} + \text{Изпд} = 401,57 + 40,15 = 441,7 \text{ млн. тенге.} \quad (5.11)$$

### 5.6 Определение капитальных вложений на строительство ПГУ

В расчетах принимаю величину  $K_{уд}$  для ПГУ мощностью 220 МВт в размере 1200 \$/кВт. Стоимость доллара США принимаю из расчета нынешнего курса – 330 тенге.

Капитальные вложения в строительство новой ПГУ будут составлять [13, с.10]:

$$K = K_{уд} \cdot N_y, \text{ млн.тенге} \quad (5.12)$$

$$K_{уд} = 1200 \text{ \$/кВт} = 396 \text{ тыс. тенге/кВт};$$
$$K = 396 \cdot 000 \cdot 220 \cdot 1000 / 1000000 = 87 \cdot 120 \text{ млн. тенге.}$$

Для проведения укрупненных расчетов, норму амортизационных отчислений принимаю в размере 8% от величины K [13, с.10]:

$$I_{ао} = 0,08 \cdot K, \text{ млн. тенге;} \quad (5.13)$$

$$I_{ао} = 0,08 \cdot 87 \cdot 120 = 6969,6 \text{ млн. тенге.}$$

Полученная величина амортизационных отчислений (возмещение физического и морального износа) будет входить в суммарные эксплуатационные затраты станции.

### 5.7 Проведение расчета затрат на проведение текущего ремонта

В эту составляющую затрат, кроме затрат на проведение текущего ремонта производственного оборудования входят и затраты на технический осмотр и содержание оборудования в рабочем состоянии (обтирочные и смазочные материалы) и определяются в размере [13, с.15]:

$$I_{тр} = 0,15 \cdot I_{ао}, \text{ млн. тенге;} \quad (5.14)$$

$$I_{тр} = 0,15 \cdot 6969,6 = 1045,44 \text{ млн. тенге.}$$

### 5.8 Проведение расчета платы за выбросы

Величина оплаты за выбросы вредных веществ, зависит от объема выбросов, которые, соответственно, зависят от вида сжигаемого топлива (уголь, газ, мазут), его количества и способа улавливания вредных веществ (электрофильтры, эмульгаторы). В нашем случае, ПГУ работает на газе,

следовательно, платы за выбросы принимаю 80 тенге за 1000 м<sup>3</sup> газа, следовательно [13, с.15]:

$$I_{\text{выб}} = 80 \cdot V_{\text{тнт}}, \text{ млн. тенге}; \quad (5.15)$$

$$I_{\text{выб}} = 80 \cdot 578000 = 46,28 \text{ млн. тенге.}$$

### 5.9 Расчет общестанционных и цеховых расходов

Эта составляющая определяет затраты на административно-управленческие (зарплата, канцелярские, командировочные), общепроизводственные (содержание, амортизация, текущий ремонт общестанционных средств, испытания, исследования, рационализация и охрана труда), затраты на целевые расходы (техническая пропаганда, содержание вышестоящих организаций), обслуживание цехов и управление ими (зарплата управления цехом, амортизация и затраты по содержанию и текущему ремонту зданий, расходы по охране труда).

Для укрупненного расчета следует пользоваться формулой [13, с.16]:

$$I_{\text{общ}} = 0,2 \cdot (I_{\text{ао}} + I_{\text{зн}} + I_{\text{тр}}), \text{ млн.тенге}, \quad (5.16)$$

$$I_{\text{общ}} = 0,2 \cdot (6969,6 + 441,73 + 1045,44) = 1691,355 \text{ млн.тенге.}$$

### 5.10 Проведение расчет себестоимости отпуска энергии

При выполнении работы используем разделение затрат на выработку электрической и тепловой энергии основываясь на физическом методе с помощью коэффициента:

$$K_p = \frac{B_z}{B_y}, \quad (5.17)$$

который показывает, какое количество топлива (в долях от единицы) израсходовано на отпуск электрической энергии, а разница  $(1 - K_p)$  – показывает

Целесообразно разнести результаты расчетов на затраты по каждой составляющей согласно полученному коэффициенту по видам отпускаемой энергии и занести результаты в таблицу 5.2.

Таблица 5.2 – Составляющие затрат на производство электрической и тепловой энергии  $K_p = 455,02/664,97=0,68$ ;  $1 - K_p = 1-0,68 = 0,32$

Составляющие затрат	$I_{\text{всего}}$ , млн. тенге	$I_{\text{э/э}}$ , млн. тенге	$I_{\text{т/э}}$ , млн. тенге
Топливо, $I_t$	17948,28	12281,49	5666,789
Вода, $I_v$	792	541,9428	250,0572
Фонд заработной платы, $I_{\text{зп}}$	441,73	302,26	139,46
Амортизационные отчисления, $I_{\text{ао}}$	6969,6	4769,097	2200,503
Ремонт, $I_p$	1045,44	715,364	330,075
Общестанционные, $I_{\text{об}}$	1691,35	1157,34	534,01
Плата за выбросы, $I_{\text{выб}}$	46,28	31,66	14,61
Итого затрат $\sum I$	28934,69	19799,18	9135,516

Себестоимость отпуска электрической энергии определяется [13, с.17]:

$$S_{\text{э}} = \frac{I_t + I_v + I_{\text{зп}} + I_{\text{ао}} + I_p + I_{\text{об}} + I_{\text{выб}}}{\mathcal{E}_{\text{от}}} = \frac{19799,18}{1782} = 11,11 \text{ тенге/кВт.} \quad (5.18)$$

Себестоимость отпуска тепловой энергии определяется:

$$S_{\text{т}} = \frac{I_t + I_v + I_{\text{зп}} + I_{\text{ао}} + I_p + I_{\text{об}} + I_{\text{выб}}}{Q_{\text{от}}} = \frac{9135,516}{1,425} = 6408,19 \text{ тенге/Гкал.} \quad (5.19)$$

### 5.11 Экономическая оценка строительства и эксплуатации ПГУ

В расчетах, долевое распределение капитала (К) на строительство ПГУ следующее: 90% вкладывает государство и 10% обеспечивает АО «АлЭС». Эти денежные средства идут только на строительство станции. Суммарные эксплуатационные расходы заложены в себестоимости электрической и тепловой энергии, а значит и в тарифе на них, и для начала работы необходимы и оборотные средства. Здесь 70% эксплуатационных затрат оплачивает государство, а остальные 30% - АО «АлЭС».

Таким образом, объем инвестиций  $I_0$ , которые АО «АлЭС» берет в банке под льготный кредит (10%) будет составлять 10% от суммарных капвложений в строительство ТЭЦ и 30% от суммарных эксплуатационных расходов.

Известно, что при оценке инвестиционного проекта используются всего четыре показателя [13, с.19]:

$I_0$  – первоначальные инвестиции;  
 $CF$  – денежный поток, направляемый на возврат кредита;  
 $r$  – процентная ставка банка по кредиту (10%);  
 $n$  – календарный год кредита.

$$I_0 = 0,1 \cdot K + 0,3I_{\text{итого}}, \text{ млн.тенге}, \quad (5.20)$$

$$I_0 = 0,1 \cdot 87\,120 + 0,3 \cdot 31\,120,61 = 17392,41 \text{ млн. тенге.}$$

При разработке и анализе инвестиционных проектов наиболее сложным является расчет прибыли и денежного потока  $CF$ , направляемого на возврат кредита.

Определимся, что отпускной тариф на электрическую и тепловую энергию от нашей ТЭЦ будет иметь рентабельность 20%, т.е.

$$T_{\text{оз}} = S_{\text{э}} \cdot 1,2 \text{ тенге/кВт} \cdot \text{ч}; \quad (5.21)$$

$$T_{\text{оз}} = 11,1 \cdot 1,2 = 13,33 \text{ тенге/кВт} \cdot \text{ч};$$

$$T_{\text{от}} = S_{\text{т}} \cdot 1,2 \text{ тенге/Гкал}; \quad (5.22)$$

$$T_{\text{от}} = 6408,19 \cdot 1,2 = 7689,828 \text{ тенге/Гкал.}$$

Доход от реализации электрической и тепловой энергии от ТЭЦ составит:

$$D = T_{\text{оз}} \cdot \mathcal{E}_{\text{от}} + T_{\text{от}} \cdot Q_{\text{от}}, \text{ млн.тенге}, \quad (5.23)$$

$$D = 13,33 \cdot 1782 + 7689,828 \cdot 1,425 = 34721,63 \text{ млн. тенге.}$$

а суммарные затраты определяются по выражению:

$$Z = S_{\text{э}} \cdot \mathcal{E}_{\text{от}} + S_{\text{т}} \cdot Q_{\text{от}}, \text{ млн.тенге}, \quad (5.24)$$

$$Z = 11,11 \cdot 1782 + 6408,19 \cdot 1,425 = 28934,69 \text{ млн. тенге.}$$

Разность между ними даст прибыль:

$$PP = D - Z, \text{ млн.тенге}, \quad (5.25)$$

$$PP = 34721,63 - 28934,69 = 5786,93 \text{ млн. тенге.}$$

После выплаты налога на прибыль, в размере 20%, получаем чистую прибыль:

$$ЧП = PP \cdot (1 - 0,2), \text{ млн.тенге}, \quad (5.26)$$



$$\text{ЧП} = 5786,93 \cdot (1 - 0,2) = 4629,55 \text{ млн. тенге.}$$

Естественно, что чистая прибыль распределяется по четырем фондам, но в работе сделаем допущение, что вся чистая прибыль целиком идет на возврат кредита в банк, т.е. это и будет денежный поток  $CF$ .

$$CF = 4629,55 \text{ млн. тенге.}$$

### 5.12 Метод определения чистой текущей стоимости NPV

Это метод анализа инвестиций, показывающий, на какую ценность фирма может прирасти в результате реализации инвестиционного проекта и определяется:

$$NPV = \frac{CF_1}{(1+r)^1} + \frac{CF_2}{(1+r)^2} + \dots + \frac{CF_n}{(1+r)^n} - I_0 = \sum_1^n \frac{CF_n}{(1+r)^n} - I_0, \quad (5.27)$$

### 5.13 Метод расчёта внутренней нормы прибыли IRR

Внутренняя норма прибыли представляет собой уровень окупаемости средств, направленных на цели инвестирования. Это значение  $r$ , при котором  $NPV=0$ . Формализовано, это уравнение [13, с.20]:

$$\sum_1^n \frac{CF_n}{(1+r)^n} - I_0 = 0, \text{ решаемое относительно } r.$$

IRR при  $NPV=0$ , - это проект не обеспечивает роста ценности фирмы, но и не ведёт к её снижению. Этот коэффициент дисконта  $R = 1:(1+r)^n$  разделяет инвестиции на приемлемые и невыгодные. IRR сравнивают с тем уровнем окупаемости вложений, которые фирма выбирает для себя с учётом того, по какой цене сама получила капитал для инвестирования и какой чистый уровень прибыльности хотела бы иметь при его использовании (барьерный коэффициент).

Год	CF	R <sub>10</sub>	PV <sub>10</sub>	R <sub>20</sub>	PV <sub>20</sub>
0	-17392	1	-17392	1	-17392
1	4629	0,909	4208	0,833	3858
2	4629	0,826	3826	0,694	3215
3	4629	0,751	3478	0,579	2679
4	4629	0,683	3162	0,482	2232
5	4629	0,621	2874	0,402	1860
6	4629	0,564	2613	0,335	1550
		$\sum_{10}$	<b>21161</b>	$\sum_{20}$	<b>15394</b>
		<b>NPV<sub>10</sub></b>	<b>2768</b>	<b>NPV<sub>20</sub></b>	<b>-1999</b>

NPV станет положительным на 6 год. Если данные сроки устраивают фирму, то его следует принять. Величина IRR определяется по формуле:

$$IRR = r_1 + \frac{NPV_{r_1}}{NPV_{r_1} - NPV_{r_2}} \cdot (r_2 - r_1) = 10 + \frac{2768}{2768 - (-1999)} \cdot (20 - 10) = 15,807\%.$$

#### 5.14 Метод расчёта окупаемости инвестиций PP

Метод состоит в определении того срока, который необходим для возмещения суммы первоначальных инвестиций:

Есть два метода: когда CF равен по годам и когда CF идёт различными суммами, то есть неравномерно:

$$PP = \frac{I_0}{CF_n};$$

В нашем случае, денежные потоки по годам будут одинаковы но все же следует пользоваться первым методом, в котором срок окупаемости 6 лет.

$$PP = \frac{17392}{4629} = 3,7 \text{ лет.}$$

## **6 Безопасность жизнедеятельности**

### **6.1 Анализ условий труда**

В дипломной работе мы проводим технико-экономическое обоснование ПГУ ТЭЦ в районе в г. Алматы.

Из возможных схемных решений по строительству ПГУ ТЭЦ самое оптимальное было установка ПГУ на Алматинской ТЭЦ-2.

Краткое описание АПК ТЭЦ-2.

Функциональные системы АПК ТЭЦ-2:

- Главный корпус с энергетическими котлами, паровыми турбинами и теплофикационным оборудованием;
- Химическая водоочистка, подпитка теплосетей и котлов;
- Топливное хозяйство;
- Охлаждающие системы;
- Системы гидрозолоулавливания;
- Комплекс насосных станций;
- Комплекс технологических трубопроводов.

На ТЭЦ-2 установлено паросиловое оборудование высокого давления (14 МПа, 540 °С):

- семь паровых котлов типа БКЗ-420-140-7с
- три турбины типа ПТ-80/110-130/13
- одна турбина Р-50-130/13
- две турбины Т-110/120-130

Котлы поставлены заводом-изготовителем.

В настоящее время котлы ТЭЦ-2 работают на смеси непроектных высокозольных топлив, преимущественно на экибастузском угле.

Производительность существующих котлов при сжигании непроектных высокозольных углей была ограничена заводом величиной 320 т/ч.

Главный корпус ТЭЦ – четырехпролетное здание со сдвоенной бункерно-деаэрационной этажеркой, заглублен на 12 м, совмещенной отметкой 0,00 м с отметкой обслуживания турбины. Отметка конденсационного пола машинного зала минус 12 м, пола котельного отделения минус 11,5 м.

Подземная часть главного корпуса выполнена из сборного железобетона, надземная – из металла. Здания и сооружения спроектированы на расчетные сейсмические нагрузки 9 баллов.

К постоянному торцу главного корпуса примыкает объединенно-вспомогательный корпус, в котором размещены химводоочистка, мастерские, служебные и бытовые помещения.

Режим работы электроцентрали – непрерывный. Оперативный персонал работает в две смены по 12 часов по скользящему графику.

Станция расположена за пределами города, в 5 км к северо-западу от города Алматы.

Выдача электроэнергии от ТЭЦ-2 осуществляется по линиям электропередач АПК ЗЭРС в Южный регион Республики Казахстан. Выдача тепловой от АТЭЦ-2 осуществляется по двум направлениям:

- на пиковые котельные АПК ГТС по тепло-магистральям ТЭЦ-2-ЗТК 1000 мм и 800 мм, работающим по однетрубной системе, без обратных трубопроводов.

Функционирование на Экибастузском угле оказывает негативное воздействие на окружающую среду, превышающее норму.

Для перевода ТЭЦ-2 на газ, в дипломной работе было решено построить надстройку к главному корпусу. Схема ПГУ содержит в себе 3 ГТУ «GE 6F.03» от компании General Electric, 3 Котла-утилизатора и уже установленную на ТЭЦ турбину Р-50-130/13.

Данное решение обосновано тем, что перевод уже имеющегося на станции оборудования на газ невозможен, по причине заглубления на 12м, а также по экономическим причинам.

ПГУ была спроектирована под такие параметры:

- тепловая мощность – 220 Гкал/ч;
- электрическая мощность – 270 МВт.

Установка ПГУ при таких параметрах позволит покрывать нагрузку на ГВС и эл.энергию в летний период, следовательно, остальное паросиловое оборудование высокого давления возможно поставить в резерв до отопительного периода.

Как описывалось выше, ПГУ будет установлена на надстройке. При работе в турбинном цехе наблюдается высокий уровень тепловыделения от оборудования, что негативно сказывается на организм рабочего персонала.

Для обеспечения комфортных условий работы в помещении с установленным ПГУ требуется провести расчет вентиляции. Задача состоит в том, чтобы обеспечить такие параметры воздушной среды, с которыми, каждый человек благодаря своей индивидуальной системе терморегуляции организма чувствовал бы себя комфортно, т.е. не замечал влияния этой среды.

## **6.2 Техническое обеспечение. Расчет вентиляции турбинного цеха**

### **6.2.1 Теплоступления и теплопотери в результате разности температур**

Расчет поступления тепла через внешние ограждающие конструкции в летний период года затрудняется существенными изменениями температуры наружного воздуха в течение суток и ещё большими изменениями теплового потока на наружных поверхностях ограждений за счет солнечного излучения. Значительное влияние на теплообмен оказывает и массивность сооружений, благодаря чему колебания температуры на их внутренней поверхности уменьшаются.

Потери тепла через ограждающие конструкции в зимний период года рассчитывают в предположении стационарного режима, так как зимой

значительных изменений температуры наружного воздуха и особенно изменений температуры на наружной стороне ограждений не наблюдается [17].

Количество тепла  $Q_{огр}$ , определяю по формуле [17]:

$$Q_{огр} = V_{пом} X_o (t_{Нрасч} - t_{Врасч}), \text{Вт}, \quad (6.1)$$

где  $V_{пом}$  – объем помещения,  $\text{м}^3$ ;

$X_o$  – удельная тепловая характеристика,  $\text{Вт}/\text{м}^3 \text{ } ^\circ\text{C}$ ;

$t_{Нрасч}$  – наружная температура, для теплого периода  $t_{Нрасч} = 27,6 \text{ } ^\circ\text{C}$ ;

$t_{Врасч} = 20 \text{ } ^\circ\text{C}$  – внутренняя температура, выбирается с учетом комфортных условий или технологических требований, предъявляемых к производственным процессам.

$$X_o = 0,42 \text{ Вт}/\text{м}^3 \text{ } ^\circ\text{C};$$

$$V_{пом} = 140 \cdot 100 \cdot 20 = 280000 \text{ м}^3;$$

$$Q_{огр} = 280000 \cdot 0,42 \cdot (27,6 - 20) = 893,76 \text{ кВт}.$$

## 6.2.2 Теплопоступления от солнечного излучения через остекление

Избыточная теплота солнечного излучения в зависимости от типа стекла почти до 90% поглощается средой помещения, оставшаяся часть отражается.

Максимальная тепловая нагрузка достигается при максимальном уровне излучения, которое имеет прямую и рассеянную составляющие. Интенсивность излучения зависит от географии местности, времени года и времени суток [17].

Теплопоступления от солнечного излучения (радиация) определяется по формуле:

$$Q_p = (q^I, F_o^I + q^{II} F_o^{II}) \beta_{с.з.}, \text{Вт}, \quad (6.2)$$

где  $q^I, q^{II}$  – тепловые потоки от прямой и рассеянной солнечной радиации,  $\text{Вт}/\text{м}^2$ ;

$F_o^I, F_o^{II}$  – площади светового проема, облучаемые и необлучаемые прямой солнечной радиацией  $\text{м}^2$ ;

$\beta_{с.з.}$  – коэффициент теплопропускания. (Таблица 4, [17]).

Солнцезащитные устройства отсутствуют, следовательно, принимаю  $\beta_{с.з.} = 1$ ;

При отсутствии наружных затеняющих козырьков, ребер и т.д. для периода облучения остекления солнцем, когда его лучи проникают через окно в помещение  $F_o^I = F_o$ ;  $F_o^{II} = 0$ .

$$Q_p = q^I F_o \beta_{с.з.} = (q_{вн} + q_{вп}) K^c K_2 \beta_{с.з.} n H_0 B_0, \text{Вт}. \quad (6.3)$$

Для периода тени, когда лучи солнца не проникают через окна (рассеянная радиация)  $F_o^I = 0$ ;  $F_o^{II} = 0$ .

$$Q_p = q^{II} F_o \beta_{с.з.} = q_{вр} K_1^T K_2 \beta_{с.з.} n H_0 B_0, \text{Вт}, \quad (6.4)$$

где  $q_{вп}$ ;  $q_{вр}$  – тепловые потоки от прямой и рассеянной радиации, Вт/м<sup>2</sup>.  
Принимаются из табл. 5 [17] для расчетного часа суток в зависимости от географической широты;

$K_1$  – коэффициент затемнения остекления переплетами ( $K_1^c$  – для облученных проемов;  $K_1^T$  – для проемов в тени) по таблице 6 [17];

$K_2$  – коэффициент загрязнения остекления по таблице 7 [17];

$F_o$  – площадь светового проема, м<sup>2</sup>.

$$F_o = n H_0 B_0, \text{ м}^2, \quad (6.5)$$

где  $n=4$  – число окон;

$H_0=5$  м – высота;

$B_0=30$  м – ширина.

$$F_o = 4 \cdot 5 \cdot 30 = 600 \text{ м}^2.$$

Для ЮВ из таблицы 5 [17] до полудня, т.е. с начала занятости с 9 до 12 часов при широте 44°СШ значение прямой радиации (П):

$q_{вп} = 387$  Вт/м<sup>2</sup> и рассеянной радиации (Р)  $q_{вр} = 101$  Вт/м<sup>2</sup>.

После полудня ориентация ЮВ начиная с 12-13 часов  $q_{вп} = 73$  Вт/м<sup>2</sup>,  
 $q_{вр} = 77$  Вт/м<sup>2</sup>.

Из таблицы 6 [17] в диапазоне широт 44-68 °СШ для двойного остекления в металлических переплетах,  $K_1 = K_1^c = 0,72$ , когда проем облучен солнцем, т.е. в период с 9-10 и до 13-14 часов.

$K_1 = K_1^T = 1,15$  для периода с 14-15 и до 19-20 часов. Принимаю коэффициент умеренного загрязнения стекла из таблицы 7 [17]  $K_2 = 0,9$ .

В период прямого облучения солнцем от 9 до 14 часов расчет произвожу по формуле (6.3):

$$Q_p = (387 + 101) \cdot 0,72 \cdot 0,9 \cdot 600 \cdot 1 = 189,734 \text{ кВт},$$

а в период затемнения от 14 до 20 часов по формуле (6.4) 18-19 часов.

$$Q_p = 77 \cdot 1,15 \cdot 0,9 \cdot 600 \cdot 1 = 47,81 \text{ кВт}.$$

Максимальный расчетный час: 9-10 часов, когда поступление теплоты 189,734 кВт.

### 6.2.3 Теплопоступление от людей

Поступление тепла от людей зависит от интенсивности выполняемой работы и микроклимата окружающего воздуха. Тепло, выделяемое человеком, складывается из ощутимого (явного), т.е. передаваемого в воздух помещения

путем конвекции и лучеиспускания, и скрытого тепла, затрачиваемого на испарение влаги с поверхности кожи и из легких [17].

Для определения явного выделения тепла людьми воспользуюсь формулой [17]:

$$Q_{л}^{я} = Q_{\text{выделения}} \cdot n, \quad (6.6)$$

где,  $Q_{\text{выделения}}$  – тепловыделения человека во внешнюю среду,  
 $n$ –количество человек.

Из таблицы 8 [17] находим, что при  $t = 26$  °С один человек выделяет явного тепла 63 Вт. В одной рабочей смене в турбинном цехе 20 человек.

$$Q_{л}^{я} = 63 \cdot 20 = 1,26 \text{ кВт.}$$

#### 6.2.4 Теплопоступление от осветительных приборов

Расчет теплопоступления от ламп определяю по формуле [17]:

$$Q_{\text{осв}} = F_{\text{пол}} \cdot \eta \cdot N_{\text{ос.уст}}, \text{ Вт}, \quad (6.7)$$

где  $\eta$  - коэффициент перехода электрической энергии в тепловую;  
 $N_{\text{осв}}$  – установленная мощность ламп. При использовании люминесцентных ламп  $\eta = 0,5$ . При предварительных расчетах для хорошо освещенных помещений можно принимать  $N_{\text{осв}} = 50 \text{ Вт/м}^2$ .

Площадь пола турбинного цеха  $F_{\text{пол}} = 140 \cdot 100 = 140000 \text{ м}^2$ .

$$Q_{\text{осв}} = 140000 \cdot 0,5 \cdot 50 = 350 \text{ кВт.}$$

#### 6.2.5 Теплопоступление от оборудования

В турбинном цехе расположена ПГУ с установочной мощностью  $N_{\text{уст}} = 250 \text{ МВт}$ .

Тепло, выделяемое нагретыми поверхностями ПГУ, определяется по формуле [17]:

$$Q_{\text{об}} = N_{\text{уст}} \cdot K, \text{ Вт}, \quad (6.8)$$

где коэффициент  $K = K_{\text{загр}} \cdot K_{\text{од}} \cdot K_{\text{уст}}$ ;

$K_{\text{загр}} = 0,6$ - коэф. загрузки оборудования,

$K_{\text{од}} = 0,7$ - коэф. одновременной работы,

$K_{\text{уст}} = 0,8$  - коэф. установочной мощности.

$$Q_{\text{об}} = 250 \cdot 10^3 \cdot 0,336 = 84000 \text{ кВт.}$$

Таким образом, для определения комфортного воздухообмена необходимо определить количество избыточного тепла по формуле [17]:

$$Q_{изб} = Q_{об} + Q_{осв} + Q_{л} + Q_{р} - Q_{отд}, \text{ Вт} \quad (6.9)$$

Получаю:  $Q_{изб} = 189,734 + 84000 + 350 + 1,26 - 893,73 = 83647,234 \text{ кВт}$ .

Рассчитаю теплонапряженность воздуха по формуле [17]:

$$Q_{н} = \frac{Q_{изб}}{V}, \quad (6.10)$$

$Q_{н} = 83647,234 / 280000 = 0,29 \text{ кВт}$ .

При  $Q_{н} < 20 \text{ кВт } \Delta t = 6 \text{ }^{\circ}\text{C}$ .

Расчет потребного воздухообмена для удаления избыточного тепла производу по формуле [17]:

$$L = \frac{860 \cdot Q_{изб}}{\gamma_{в} \cdot C_{в} \cdot \Delta t}, \frac{\text{м}^3}{\text{ч}}, \quad (6.11)$$

где  $C = 1,005 \text{ кДж}/(\text{кг} \cdot ^{\circ}\text{C})$  – теплоемкость воздуха,

$\gamma = 1,206 \text{ кг}/\text{м}^3$  – удельная масса приточного воздуха.

$$L = \frac{860 \cdot 83647,234}{1,206 \cdot 1,005 \cdot 6} = 9892,03 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

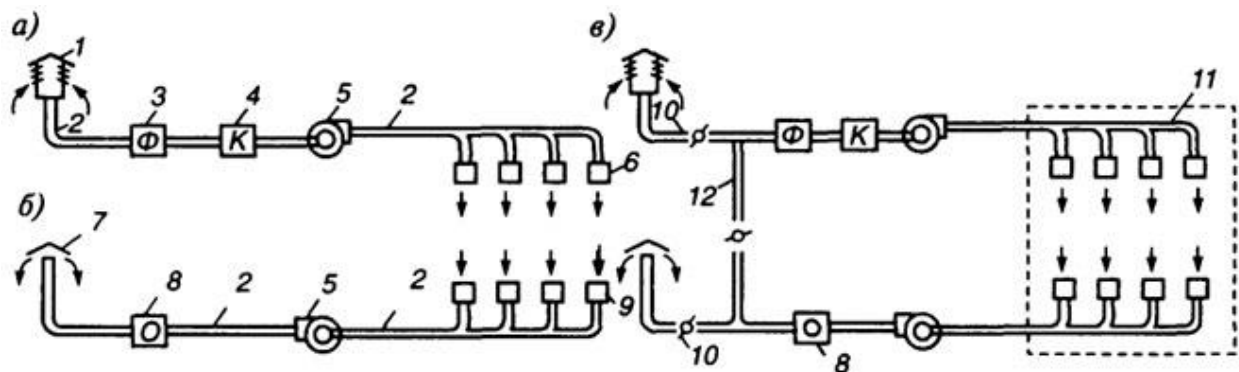


Рисунок 6.1 - Схема приточной, вытяжной и приточно-вытяжной вентиляции: *а* - приточная; *б* - вытяжная; *в* - приточно-вытяжная; 1 - воздухоприемник для забора чистого воздуха; 2 - воздуховоды; 3 - фильтр для очистки воздуха от пыли; 4 - калориферы; 5 - вентиляторы; 6 - воздухораспределительные устройства (насадки); 7 - вытяжные трубы для выброса удаляемого воздуха в атмосферу; 8 - устройства для очистки удаляемого воздуха; 9 - воздухозаборные отверстия для удаляемого воздуха; 10 - клапаны для регулирования количества свежего вторичного рециркуляционного и выбрасываемого воздуха; 11 - помещение, обслуживаемое приточно-вытяжной вентиляцией; 12 - воздуховод для системы рециркуляции

### 6.2.6 Определение потерь в воздуховодах

Общие потери давления, Па, в сети воздуховодов определяю по формуле:

$$p = \sum(R \cdot l + z), \quad (6.12)$$



где R – потери давления на трение на расчетном участке сети (Па) на 1 м;

l - длина участка воздуховода, м;

z - потери давления на местные сопротивления на расчетном участке сети, Па.

Потери давления на трение R, Па, на 1м в круглых воздуховодах следует определять по формуле:

$$R = \frac{\lambda}{d} \cdot \frac{\rho \cdot v^2}{2}, \quad (6.13)$$

где  $\lambda$  – коэффициент сопротивления трения;

d – диаметр воздуховода, м;

V – скорость движения воздуха в воздуховоде, м/с;

$\rho$  – плотность воздуха, перемещаемого по воздуховоду, кг/м<sup>3</sup> равная 1,2 кг/м<sup>3</sup>;

$\frac{\rho \cdot v^2}{2}$  - скоростное (динамическое) давление, Па.

Коэффициент сопротивления рассчитывается по формуле Альтшуля  
Потери давления на трение на 1м R для круглых воздуховодов также можно определить по таблице - 3.3. [19]. Для заданного диаметра воздуховода (1100 м) и скорости 6 м/с:

$$R=0,274 \text{ Па/м.}$$

Потери давления z, Па, на местные сопротивления определяются по формуле:

$$z = \sum \xi \cdot \frac{v^2}{2g}, \quad (6.14)$$

где,  $\sum \xi$ - сумма коэффициентов местных сопротивлений на расчетном участке воздуховода.

Значения коэффициентов местных сопротивлений некоторых деталей приточных и вытяжных систем приведены в таблице - 3.4[20],  $g = 9.8 \text{ м/с}^2$ ,  $v = 6 \text{ м/с}$

Из таблицы 3.4. [19]  $\xi = 1,1$  (для колена углом 90°)  $\xi = 0,4$  (Колено с направляющими металлическими лопатками – 90°)  $\xi = 2,5$  (Дроссель-клапан).

Тогда:

$$z = 1,1 \cdot \frac{36}{2 \cdot 9,8} + 0,4 \cdot \frac{36}{2 \cdot 9,8} + 2,5 \cdot \frac{36}{2 \cdot 9,8} = 7,33 \text{ Па.}$$

Таблица 6.1 - Для упрощения вычислений составлена таблица с помощью программы Excel

Участок	L,м	d,мм	V,м/с	$\frac{\rho V^2}{2}$	$\frac{\lambda}{d}$	$\frac{V^2}{2g}$	R	z	Rl + z
---------	-----	------	-------	----------------------	---------------------	------------------	---	---	--------

а	9	500	6	21,6	0,028	1,834	0,607	7,33	12,78
б	8	900	6,4	24,576	0,015	2,087	0,381	8,35	11,41
в	5,5	1100	6	21,6	0,012	1,834	0,274	7,33	8,85
г	5,5	1100	6	21,6	0,012	1,834	0,274	7,33	8,85
д	7	650	7,1	30,246	0,021	2,569	0,652	10,27	14,83
1	9	500	6	21,6	0,028	1,834	0,601	7,33	12,78
2	9	500	6	21,6	0,028	1,834	0,601	7,33	12,78
3	9	500	6	21,6	0,028	1,834	0,601	7,33	12,78
4	6	100	6	21,6	0,14	1,834	3,222	7,33	25,48

Местные сопротивления составили 7,33 Па, потери давления на трение составили 0,274 Па/м. Зная потери на участках воздухопроводов выбирается вентилятор с учетом запаса на 10%.

Зная потери и известный расход воздухообмена выбираю вентилятор из [20] вытяжной осевой вентилятор АХСВФ 630D4-26 с производительностью не менее 20000 м<sup>3</sup>/ч

#### **Вывод по разделу Безопасность жизнедеятельности**

В данном разделе был произведен анализ условий труда в турбинном цехе, были рассмотрены вопросы обеспечения безопасных для жизнедеятельности условий труда персонала.

Был произведен расчет вентиляции для надстройки с ПГУ, с параметрами помещения: Длина -140м, Ширина-100м, Высота-20м.

Исходя из полученных данных для соблюдения требуемых параметров воздушной среды помещения были выбраны осевые вытяжные вентиляторы АХСВФ 630D4-26 с производительностью не менее 20000 м<sup>3</sup>/ч. Установленная мощность ПГУ имеет высокие параметры (270 МВт), следовательно, теплоступления от нее (189,734 кВт) гораздо выше, чем остальные тепловыделения.

## Заключение

В данном дипломном проекте была поставлена задача по технико-экономическому обоснованию ПГУ ТЭЦ в районе г. Алматы. Исходя из расчетов и схемных решений, было выявлено, что использование 3\*ГТУ+3\*КУ, с газовыми турбинами мощностью 70-80 МВт и котлами утилизаторами  $D_1/D_2 = 115/15$  т/ч,  $P_1/P_2 = 13,0/1,3$  МПа,  $t_1/t_2 = 550/300$  °С. При этом два котла утилизатора обеспечат нагрузку турбины Р-50-130 на уровне 25-27 МВт выгоднее с точки зрения надежности, так как схема обеспечит порядка 170 Гкал/час тепловой нагрузки даже с учетом аварийной остановки одной газовой турбины.

В связи с этим, в тепловом расчете было рассмотрено два варианта строительства:

- 1) Первая схема 3\*ГТУ +3\*КУВ с использованием существующей части станции - турбиной Р-50;
- 2) Вторая схема с КУВ и паровой частью с параметрами 1,5 МПа, 295 °С.

В итоге был принят первый вариант, несмотря на то, что второй вариант, имеет более простую и дешевую схему. Данное решение обосновано тем, что он позволяет получить большую выработку электроэнергии за счет использования существующей мощности.

В результате экономического расчета, было определено, что себестоимость отпуска электрической энергии составит 11,11 тг/КВт, а себестоимость отпуска тепловой энергии составит 6498,19 тенге/Гкал. Проект окупится на 6 год.

ДП.5В071700.ДО.ПЗ.				
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата
Разраб.		Кенжебаев А.Р..		
Руковод.				
Реценз.				
Зав.каф.				
Н.контр.				
Заключение				
			Литер	Лист
			74	76
ИТиТ, ТЭС-14-3				

## Список литературы

- 1 Трухний А. Д. Парогазовые установки электростанций: учебное пособие для вузов по направлению подготовки «Энергетическое машиностроение» и «Теплоэнергетика и теплотехника». - Москва: Издательский дом МЭИ, 2013. - 646 с.
- 2 Рыжкин В.Я. Тепловые электрические станции. - М.: Энергия, 1976.
- 3 Паровые и газовые турбины/ под ред. Костюка А.Г. - М.: Энергоатомиздат, 1985.
- 4 Справочное пособие теплоэнергетика электрических станций. – Минск, 1974.
- 5 Соколов Б.А. Устройство и эксплуатация паровых и водогрейных котлов малой и средней мощности. – М.: Издательский центр «Академия», 2008.
- 6 Белосельский В.С, Соменов В.К. Энергетическое топливо. Учебное пособие для вузов. - М.: Энергия, 1980, 169 с.
- 7 Тепловые и атомные электрические станции, справочник. - М.: Энергоиздат, 1982.
- 8 Григорьев В.А., Зорин В.М. Тепловые и атомные электрические станции: Справочник. Книга 3. - М.: Энергоатомиздат, 1989.
- 9 Сайт АО «Алматинские электрические станции». URL: <http://www.ales.kz/ru/company-activities/13-potrebiteli-i-postavshchiki>.
- 10 Костюк А.Г. Паровые и газовые турбины для электростанций. -М.: «МЭИ», 2008.
- 11 Теплотехнический справочник, т.1. - М.: Энергия, 1975.
- 12 Александров А.А. Таблица теплофизических свойств воды и водяного пара. – М.: «МЭИ», 2006.
- 13 Парамонов С.Г. Методические указания к выполнению курсовой работы для студентов специальности 5В071700 - Теплоэнергетика специализации «Тепловые электрические станции», «Промышленная теплоэнергетика». - Алматы: АУЭС, 2016. — 17 с.
- 14 Самсонов В.С., Вяткин М.А. Экономика предприятий энергетического комплекса. -М.: Высшая школа, 2003.
- 15 Экономика и управление в энергетике: Учеб. Пособие под ред. Н.Н. Кожевникова. - М.: Изд. Центр «Академия». 2003.
- 16 Экономика электроэнергетики: рыночная политика: Сб./ Отв. Ред. Э. Хоуп и др. Сибирское отделение Российской академии наук, 2001.

					<b>ДП.5В071700.ДО.ПЗ.</b>					
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата	<b>Список литературы</b>					
Разраб.		Кенжебаев А.Р..						Литер	Лист	Листов
Руковод.								75	76	
Реценз.								<b>ИТиТ, ТЭС-14-3</b>		
Зав.каф.										
Н.контр.										

17 Хакимжанов Т.Е. Безопасность жизнедеятельности. Расчет аспирационных систем. Методические указания к выполнению раздела в дипломных проектах (для студентов всех форм обучения всех специальностей) – Алматы: АИЭС, 2002.

18 Сердюк В.С., Цорина Е.Н. Оценка напряженности трудового процесса. - Омск, 2001.

19 СНиП РК 4.02-42-2006 «Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха».

20 Кочев А.Г. Вентиляция промышленных зданий и сооружений. Учебные пособия к курсу лекций по дисциплине «Вентиляция», курсовому и дипломному проектированию по дисциплине «Вентиляция» - Нижний Новгород, издание ННГАСУ, 2011, 178 с.

21 ГОСТ 12.1.005-88 Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.