Бекітемін
РГП "Госэкспертиза"
Бас директордың бірінші орынбасары
Т.Д. Қарағойшин

«Атырау облысындағы «Ұлттық индустриалдық мұнай-химия технопаркі» арнайы экономикалық аймағының инфрақұрылым объектілерін салу (Қарабатан және Теңіз учаскелері)». Газ турбиналы электр станциясы»
жобасы бойынша
04.05.2016 ж. № 01-0192/16

ҚОРЫТЫНДЫ

ТАПСЫРЫС БЕРУШІ:
«Karabatan Utility Solutions» ЖШС,
Атырау қаласы
БАС ЖОБАЛАУШЫ:
Компаниялар консорциумы:
Doosan Heavy Industries & Construction Co., LTD.,
Оңтүстік Корея, Сеул қаласы
және
«ҚазНИПИЭнергопром» Институты» АҚ,
Алматы қаласы

Астана қаласы

АЛҒЫ СӨЗ

«Атырау облысындағы «Ұлттық индустриалдық мұнай-химия технопаркі» арнайы экономикалық аймағының инфрақұрылым объектілерін салу (Қарабатан және Теңіз учаскелері)». Газ турбиналы электр станциясы» жобасы бойынша осы сараптама қорытындысы «Мемсараптама» РМК-мен берілді.

«Мемсараптама» РМК-ның рұқсатынсыз осы сараптама қорытындысын толық немесе ішінара қайта шығаруға, көбейтуге және таратуға жол берілмейді.

Утверждаю
Первый заместитель генерального директора
РГП "Госэкспертиза"
Карагойшин Т.Д.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

№ 01-0192/16 от 04.05.2016 г.

по проекту
«Строительство объектов инфраструктуры специальной экономической зоны «Национальный индустриальный нефтехимический технопарк» в Атырауской области (участки Карабатан и Тенгиз)». Газотурбинная электростанция»

ЗАКАЗЧИК:
ТОО «Karabatan Utility Solutions»,
г. Атырау

ГЕНПРОЕКТИРОВЩИК:
Консорциум компаний:
Doosan Heavy Industries & Construction Co., LTD.,
Южная Корея, г. Сеул
и
АО «Институт «КазНИПИЭнергопром»,
г. Алматы

г. Астана

ПРЕДИСЛОВИЕ

Данное экспертное заключение по проекту **«Строительство объектов инфраструктуры специальной экономической зоны «Национальный индустриальный нефтехимический технопарк» в Атырауской области (участки Карабатан и Тенгиз)». Газотурбинная электростанция»** выдано РГП «Госэкспертиза».

Данное экспертное заключение не может быть полностью или частично воспроизведено, тиражировано и распространено без разрешения РГП «Госэкспертиза».

1. НАИМЕНОВАНИЕ: проект «Строительство объектов инфраструктуры специальной экономической зоны «Национальный индустриальный нефтехимический технопарк» в Атырауской области (участки Карабатан и Тенгиз)». Газотурбинная электростанция».

Настоящее заключение выполнено в соответствии с договором от 22 февраля 2016 года № 01-0076.

Ранее выдано заключение РГП «Госэкспертиза» от 18 ноября 2015 г. №01-0476/15 по технико-экономическому обоснованию «Строительство объектов инфраструктуры специальной экономической зоны «Национальный индустриальный нефтехимический технопарк» в Атырауской области (участки Карабатан и Тенгиз)». Корректировка».

2. ЗАКАЗЧИК: ТОО «Karabatan Utility Solutions», г. Атырау.

3. ГЕНПРОЕКТИРОВЩИК:

Проектная организация, ответственная за разработку и сопровождение технико-технологических решений:

Консорциум компаний: Doosan Heavy Industries & Construction Co., LTD., Южная Корея, г. Сеул, учрежденная и действующая в соответствии с законодательством Республики Корея и официально зарегистрированная в качестве юридического лица по адресу: 1303-22. Seocho-Dong, Seocho-Gu, Seul 137-920, Южная Корея и АО «Институт «КазНИПИЭнергопром», Республика Казахстан, г. Алматы (государственная генеральная лицензия ГСЛ № 000291 от 7 апреля 1995 года, выданная Агентством Республики Казахстан по делам строительства и жилищно-коммунального хозяйства, I-я категория).

Проектная организация, ответственная за разработку и сопровождение сметной документации:

ТОО «Проектный институт «Промстройпроект», г. Алматы (государственная генеральная лицензия ГСЛ № 13011305 от 1 июля 2013 года, выданная Комитетом по делам строительства и жилищно-коммунального хозяйства Министерства регионального развития Республики Казахстан, I-я категория).

ГИП – Загайнов Ю.А. (приказ АО «Институт «КазНИПИЭнергопром» от 5 января 2015 года № 02-К).

4. ИСТОЧНИК ФИНАНСИРОВАНИЯ: государственные инвестиции. Республиканский бюджет (целевой транш из Национального Фонда Республики Казахстан).

5. ОСНОВНЫЕ ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ

5.1 Основание для разработки:

техническое задание с дополнением № 1 на разработку проекта, утвержденное заказчиком от 23 января 2015 года и 14 января 2016 года;

договор на проектирование, материально-техническое обеспечение и управление строительством между ТОО «Karabatan Utility Solutions» и Консорциумом Doosan Heavy Industries & Construction Co.,Ltd и АО «Институт «КазНИПИЭнергопром» в лице Лидера Консорциума – компании Doosan от 27 декабря 2014 года № 2GR-4501634490;

Указ Президента Республики Казахстан «О создании специальной экономической зоны «Национальный индустриальный нефтехимический технопарк» от 19 декабря 2007 года № 495;

Программа развития нефтехимической промышленности Республики Казахстан. Постановление Правительства Республики Казахстан по созданию в республике нефте-

химических производств мирового уровня по глубокой переработке отечественного углеводородного сырья (нефть/газ) от 20 января 2004 года № 10 (с изменениями);

Протокольное поручение коллегии Министерства нефти и газа Республики Казахстан о необходимости оценки и принятия решения по объединению общезаводских инфраструктурных объектов СЭЗ НИНТ от 26 июля 2013 года;

Приказ АО «Фонд национального благосостояния «Самрук-Қазына» от 12 января 2016 года № 8-п об утверждении ТЭО «Строительство объектов инфраструктуры специальной экономической зоны «Национальный индустриальный нефтехимический технопарк» в Атырауской области (участки Карабатан и Тенгиз). Корректировка»;

архитектурно-планировочное задание, выданное городским отделом архитектуры и градостроительства г. Атырау от 22 мая 2015 года № 92;

письмо Комитета по делам строительства, жилищно-коммунального хозяйства и управления земельными ресурсами Министерства национальной экономики Республики Казахстан от 4 апреля 2016 года № 42-05-08/3125 о том, что Комитет считает возможным получение отдельного заключения на ПСД по проекту «Газотурбинная электростанция»;

Постановление акимата Атырауской области от 4 июня 2015 года № 821 по представлению земельного участка;

договор «О предоставлении права ограниченного целевого пользования земельным участком (сервитут)» от 27 января 2016 года между собственником земли компанией «KPI» и заказчиком проекта ПГТЭС ТОО «Karabatan Utility Solutions»;

акт № 143626 на право временного возмездного (долгосрочного, краткосрочного) землепользования (аренды) на земельный участок площадью 7,2851 га сроком до 31 декабря 2032 года для размещения и строительства ПГТЭС-310 МВт Карабатан (СЭЗ НИНТ), кадастровый № 04-066-050-3452, выданный Атырауским филиалом РГП «НПЦзем» от 2 ноября 2015 года;

выписки из протоколов заседаний Инвестиционно-инновационного комитета АО «Фонд национального благосостояния «Самрук-Казына» о начале финансирования проекта от 27 ноября 2014 года № 94 и от 11 декабря 2014 года № 96;

выписка из протокола очного заседания Наблюдательного совета ТОО «Объединенная химическая компания» об утверждении результатов ТЭО в части реализации строительства от 12 декабря 2014 года № 18/14;

приказ АО «Фонд Национального Благосостояния «Самрук-Казына» об утверждении линии финансирования проекта от 3 декабря 2014 года № 100 П;

письмо заказчика от 25 мая 2015 года №170-15 об источнике финансирования строительства;

письмо заказчика от 11 января 2016 года № 06-16 о сроках начала строительства объекта;

письмо заказчика от 30 ноября 2015 года № T14211-L-KUS-0121 о методе организации труда эксплуатационного персонала ПГТЭС-310 МВт Карабатан;

письмо заказчика от 20 мая 2015 года № 163/1-15 о штатном расписании эксплуатационного персонала ГТЭС-310 МВт;

техническое задание на разработку технического проекта «Строительство объектов инфраструктуры специальной экономической зоны «Национальный индустриальный нефтехимический технопарк» в Атырауской области (участки Карабатан и Тенгиз)». Газотурбинная электростанция. АСКУЭ, №1290.ПТ-АСКУЭ.1601.ТЗ;

письмо ГУ «Департамент по чрезвычайным ситуациям Атырауской области Комитета по ЧС МВД РК» от 17 июня 2015 года № 39-19-6-2/3Т-У-275 с исходными данными для разработки проекта в части мероприятий по ГО и предупреждению чрезвычайных ситуаций;

предпроектная работа «Схема внешнего электроснабжения СЭЗ НИНТ с учетом присоединения (выдачи мощности) ГТЭС в Атырауской области (участок Карабатан)» (АО «Казахский институт нефти и газа», г. Алматы), согласованная АО «KEGOC»;

эскизный проект, с согласованием пространственных и цветовых решений по архитектурным фасадам зданий и сооружениям проекта с Городским отделом архитектуры и градостроительства г. Атырау от 22 октября 2015 года.

Технические условия:

АО «KEGOC» от 31 декабря 2015 года № 24-02-15/8859 на присоединение ПГТЭС и потребителей СЭЗ НИНТ к ОРУ-220 кВ ПС 220 кВ Атырау;

АО «KEGOC» от 15 декабря 2015 года № 15-04-05/8378 на подключение к АСКУЭ Системного оператора ОРЭ - АО «KEGOC»;

АО «Атырау Жарык» от 3 июня 2014 года № 27-5597 на электроснабжение;

АО «КазТрансГаз Аймак» от 23 ноября 2015 года № 13/1027 на газоснабжение природным газом ПГТЭС-310 МВт Карабатан для сжигания с целью выработки электрической энергии, пара высокого давления и теплоснабжения СЭЗ НИНТ;

Западный филиал АО «KazTransCom» от 27 мая 2015 года № 21/418 на организацию доступа в Интернет и телефонизацию ПГТЭС-310 МВт Карабатан (СЭЗ НИНТ);

ТОО «KPI Incl» от 15 мая 2015 года № 05-2-3/524 на временное электроснабжение на период строительства;

АО «Управляющая компания СЭЗ НИНТ» от 25 мая 2015 года № 192, дополнения от 15 октября 2015 года № 425 на пользование автодорогами;

АО «Управляющая компания СЭЗ НИНТ» от 25 мая 2015 года № 193 на общее использование трубопроводных эстакад и кабельных траншей.

ТОО «Karabatan Utility Solutions»:

от 1 июня 2015 года № 180-15 на водоснабжение по технической, питьевой и противопожарной воде;

от 4 июня 2015 года № 186-15 на сети засоленных, хозяйственно-бытовых и производственно-дождевых стоков;

от 19 июня 2015 года № 209-15 на газоснабжение;

от 2 декабря 2015 года № 577-15 на газопровод этана;

от 16 июня 2015 года № 202-15 на присоединение объектов к электрическим сетям 110 кВ и 10,5 кВ;

от 23 июля 2015 года № 242-15 на присоединение объектов к сетям азота и сжатого воздуха;

от 12 августа 2015 года № 280-15 на организацию доступа к Интернет и подключение телефонных номеров;

от 20 августа 2015 года № 293-15 по отпуску пара высокого давления.

5.2 Согласования и заключения заинтересованных организаций:

Управление природных ресурсов и регулирования природопользования Атырауской области - заключение об отсутствии полезных ископаемых под будущим строительством либо об их незначительности от 18 декабря 2015 года № KZ83VNW00000638;

РГУ «Атырауская областная территориальная инспекция лесного хозяйства и животного мира Комитета лесного хозяйства и животного мира Министерства сельского хозяйства Республики Казахстан» - согласование Оценки воздействия на окружающую среду (ОВОС) проекта строительства ПГТЭС-310 МВт Карабатан от 4 декабря 2015 года № 05-09/1933;

КГУ «Государственная инспекция по охране, реставрации и использованию историко-культурного наследия Атырауской области Управления культуры, архивов и документации Атырауской области» - письмо об отсутствии объектов историко-культурного наследия на площадке намечаемого строительства ПГТЭС-310 МВт Карабатан от 16 ноября 2015 года № 01-12/163;

РГУ «Департамент Комитета индустриального развития и промышленной безопасности Министерства по инвестициям и развитию Республики Казахстан по Атырауской области» - заключение о соответствии проекта требованиям нормативно-правовых и нормативно-технических актов в сфере промышленной безопасности от 28 декабря 2015 года № 25-20-6-1/ЗТ-М-262;

АО «KEGOC» - письмо о согласовании «Схемы внешнего электроснабжения СЭЗ НИНТ с учетом присоединения (выдача мощности) ГТЭС в Атырауской области (участок Карабатан)» от 10 декабря 2015 года № 24-02-15/8290;

ТОО «Энергоэкспертиза» - заключение энергетической экспертизы по проекту от 19 января 2016 года;

АО «KEGOC» - письмо о согласовании технического задания на проектирование автоматизированной системы коммерческого учета электроэнергии «ГТЭС СЭЗ НИНТ» от 12 февраля 2016 года № 15-04-05/1155;

АО «KEGOC» - письмо о согласовании технического проекта на создание автоматизированной системы коммерческого учета электроэнергии «ГТЭС СЭЗ НИНТ» от 2 марта 2016 года № 15-04-05/1704;

ТОО «Полимер Продакшн» - письмо о согласовании подключения водопровода ТОО «Karabatan Utility Solutions» к водопроводной линии ТОО «Полимер Продакшн» от 22 октября 2015 года № 04-17-13-22/714;

Атырауский областной филиал АО «НК «КазАвтоЖол» - письмо о согласовании схемы доставки грузов по автомобильной дороге А-27 «Актобе – Атырау - Гр. РФ (на Астрахань)» по участку 571-605 протяженностью 34 км от 18 мая 2015 года № 24-05/535;

РГУ «Департамент индустриального развития и промбезопасности» МИР РК по Атырауской области - письмо-согласование на проект от 28 декабря 2015 года № 25-20-6-1/ЗТ-М-262;

протокол общественных слушаний по проекту от 23 октября 2015 года;

Управление природных ресурсов и регулирования природопользования Атырауской области - заключение государственной экологической экспертизы по разделу «Оценка воздействия на окружающую среду (ОВОС)» к проекту от 22 февраля 2016 года № KZ92VDC00046333;

РГУ «Департамент по защите прав потребителей Атырауской области Комитета по защите прав потребителей МНЭ РК» - санитарно-эпидемиологическое заключение по проекту от 22 февраля 2016 года № Е11-0011/16.

5.3 Перечень документации, представленной на экспертизу

Книга 1. Паспорт проекта.

Книга 2. Общая пояснительная записка.

Книга 3. Технико-технологические решения. Пояснительная записка.

Книга 4. Технико-технологические решения. Чертежи.

Том 4.1. Генеральный план и транспорт.

Том 4.2. Технологические решения.

Том 4.3. Электротехнические решения.

Том 4.4. Система управления технологическими процессами.

Том 4.5. Архитектурно-строительные решения.

Том 4.6. Водопровод и канализация.
Том 4.7. Противопожарные мероприятия.
Том 4.8. Отопление вентиляция и кондиционирование воздуха.
Том 4.9. Организация строительства.
Том 4.10. Расчеты.
Книга 5. Исходно-разрешительная документация.
Том 5.1. Исходные данные. Приложения.
Том 5.2. Материалы согласования проекта.
Том 5.3. Обоснование выбора оборудования.
Том 5.4. Таблицы подбора объектов-аналогов (ТОО «Проектный Институт «Промстройпроект»).
Том 5.5. Объекты-аналоги (ТОО «Проектный Институт «Промстройпроект»).
Книга 6. Оценка воздействия на окружающую среду (ОВОС).
Книга 7. Сметная документация (ТОО «Проектный Институт «Промстройпроект»).
Том 7.1. Сводные сметные расчеты.
Сметные расчеты, объектные сметные расчеты.
Том 7.2. Локальные сметные расчеты.
Книга 8. Инженерные изыскания.
Часть 1. Пояснительная записка. Чертежи. Приложения.
Часть 2. Пояснительная записка. Чертежи. Приложения.
Книга 9. Работы субподрядных организаций.
1290.ПТ-ПС.1601.001. Автоматическая пожарная сигнализация (ТОО НИЦ «Спецтехпроект», г. Алматы).
1290.ПТ-ПТ.1601.002. Система пожаротушения (ТОО НИЦ «Спецтехпроект», г. Алматы).
1290.ПТ.1601. Автоматизированная система мониторинга (ТОО «СтройДевелопмент», г. Астана).
1290.ПТ-АСКУЭ.1601.ТП. Технический проект «Строительство объектов инфраструктуры специальной экономической зоны «Национальный индустриальный нефтехимический технопарк» в Атырауской области (участки Карабатан и Тенгиз)». Газотурбинная электростанция. АСКУЭ (АСКУЭ «ГТЭС СЭЗ НИНТ»), (Филиал ООО «Эльстер-Метроника», г. Алматы).
Отчет об инженерно-геологических изысканиях на объекте, выполненный АО «Институт «КазНИПИЭнергопром» в 2015 году.
Ведомость оборудования, материалов, изделий с приложенным основным и альтернативным вариантом прайс-листов и ценовых предложений, наименования которых с соответствующими техническими характеристиками отсутствуют в действующей нормативной базе, утвержденная заказчиком от 25 апреля 2016 года.

5.4 Цель и назначение объекта, необходимость и целесообразность его строительства

Парогазотурбинная электростанция (ПГТЭС) входит в состав объектов инфраструктурного обеспечения специальной экономической зоны «Национальный индустриальный нефтехимический технопарк» (СЭЗ «НИНТ») в Атырауской области.

Инфраструктура СЭЗ создается как единый комплекс с выделением объектов для строительства по функциональному назначению. Для энергоснабжения объектов основного производства на площадке Карабатан в состав объектов инфраструктуры включена парогазотурбинная электростанция (ПГТЭС).

ПГТЭС является исключительно ответственным объектом инфраструктуры СЭЗ НИНТ, обеспечивая электроэнергией и паром технологические нужды энергоемкого и взрывопожароопасного нефтехимического производства.

Электроэнергия, выработанная на газотурбинной электростанции, в основном отпускается на нужды технопарка. Часть электроэнергии может отдаваться в энергосистему. Функции ПГТЭС ограничиваются производством и отпуском электроэнергии и пара с использованием инженерных систем инфраструктурной зоны СЭЗ.

6. ОСНОВНЫЕ ДАННЫЕ ОБЪЕКТА СТРОИТЕЛЬСТВА И ПРИНЯТЫЕ ПРОЕКТНЫЕ РЕШЕНИЯ

6.1 Место размещения объекта и характеристика участка строительства

Проектируемая площадка под строительство ПГТЭС-310 МВт находится на территории СЭЗ «НИНТ» на площадке Карабатан, которая в административном отношении, входит в состав Макатского района Атырауской области Республики Казахстан.

Площадка представляет собой равнину с небольшим уклоном к Каспийскому морю. Абсолютные отметки колеблются от минус 23 м до минус 20 м в Балтийской системе высот. Растительность преимущественно пустынная и полупустынная, в основном травянистая и полукустарничковая. Местность в основном используется в качестве выгонов.

Природно-климатические условия района строительства:

климатический подрайон	- IVГ;
нормативный скоростной напор ветра	- 38 кгс/м^2;
расчетная зимняя температура наружного воздуха наиболее холодной пятидневки	- минус 26ºС;
нормативный вес снегового покрова	- 50 кг/м^2;
нормативная глубина промерзания грунтов	- 1,17 м;
сейсмичность района	- не сейсмичен.

Инженерно-геологические условия площадки строительства

Согласно отчету об инженерно-геологических изысканиях, выполненному АО «Институт «КазНИПИЭнергопром» в 2015 году, участок строительства объекта характеризуется следующим напластованием грунтов (сверху-вниз) и мощностью слоев:

насыпной грунт – суглинок и супесь, перемещенная при вертикальной планировке территории, толщина слоя 0,3÷1,3 м;

суглинок легкий – коричневато-серого цвета, песчанистый, иловатый, консистенцией от твердого до мягкопластичного, с прослоями супесей, толщина слоя 2,1÷5,5 м,

c_n = 26 кПа, φ_n = 17°,

E = 16 МПа, ρ = 1,94 г/см^3;

супесь песчанистая - от желто-серого до зеленовато-серого цвета, пластичной консистенции, толщина слоя 2,9÷5,7 м,

c_n = 16 кПа, φ_n = 31°,

E = 32 МПа, ρ = 2,01 г/см^3;

глина легкая - буровато-коричневого или зеленовато-серого цвета, песчанистая, полутвердой консистенции, с тонкими прослоями пылеватого песка, с включениями карбонатных солей и ракушек, толщина слоя 2,0÷4,9 м,

c_n = 66 кПа, φ_n = 12°,

E = 14,5 МПа, ρ = 1,91 г/см^3;

супесь песчанистая - серовато-зеленого, голубовато-серого цвета, твердой и пластичной консистенции, с частыми прослоями глины, максимальная вскрытая мощность пласта 12,0 м,

c_n = 21 кПа, φ_n = 35°,

E = 27 МПа, ρ = 1,98 г/см^3;

глина легкая - серовато-зеленого, голубовато-серого цвета, твердой и полутвердой консистенции, с частыми прослоями супеси, максимальная вскрытая мощность пласта 9,7 м,

c_n = 66 кПа, φ_n = 12°,

E = 14,5 МПа, ρ = 1,91 г/см^3.

Грунты и грунтовые воды по отношению к бетонам W4 на портландцементе – сильноагрессивные, по отношению к железобетонным конструкциям – сильноагрессивные.

Грунтовые воды вскрыты на глубине 3,0-3,4 м.

6.2. Проектные решения

Состав основного оборудования парогазовой электростанции для энергоснабжения предприятий ИГХК СЭЗ НИНТ принят в соответствии с техническим заданием, утвержденным заказчиком:

установка двух парогазовых установок суммарной электрической мощностью 310 МВт с установкой в каждом энергоблоке ПГУ двух газотурбинных установок, двух котлов-утилизаторов с дожиганием топливного газа, одной паровой турбины (структурная схема 2+2+1), с поперечными связями по пару и питательной воде;

установка газовых турбин для работы на двух видах топлива: топливный газ из магистрального газопровода и газ этан;

установка паровых котлов-утилизаторов с дожиганием топливного (природного) газа;

установка паровых турбин с воздушными конденсаторами.

6.2.1 Генеральный план

Площадка под строительство ПГТЭС-310 МВт находится на территории строящегося нефтехимического комплекса по производству полиэтилена и полипропилена, расположенного на землях Макатского района Атырауской области.

Территория комплекса размещается в 47 км северо-восточнее г. Атырау, с левой стороны автодороги Атырау - Макат, в 4,5 км от нее.

Участок ПГТЭС занимает площадь в ограде 6,9885 га. Абсолютные отметки колеблются от минус 23 м до минус 20 м в Балтийской системе высот.

Компоновка сооружений на площадке ПГТЭС выполнена с учетом противопожарных, санитарно-гигиенических разрывов и технологических связей.

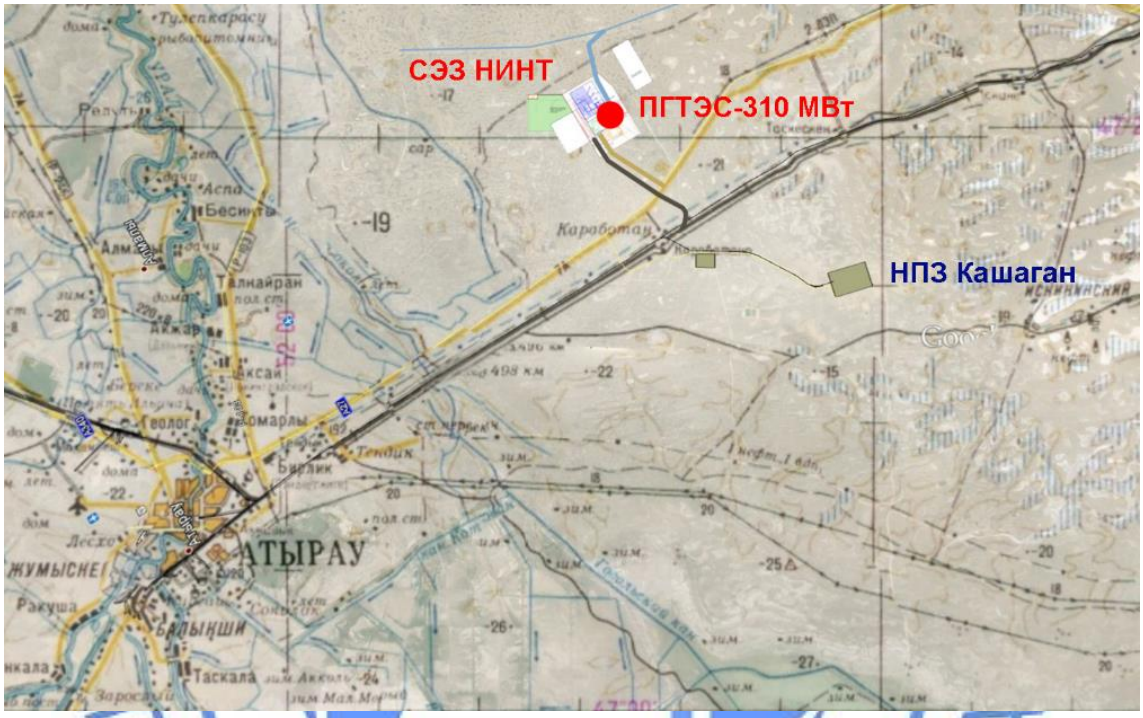
По функциональному зонированию территории комплекса ПГТЭС относятся к вспомогательной зоне.

В центре электростанции располагается здание главного корпуса и здание центрального щита управления.

Конденсатор с воздушным охлаждением располагается к югу от здания главного корпуса и соединяется с паровой турбиной. С каждой стороны (восточная и западная) конденсатора с воздушным охлаждением находятся конденсатоперекачивающие станции. Теплообменник с воздушным охлаждением располагается к востоку от здания главного корпуса и используется в замкнутой системе водяного охлаждения.

К северу от здания главного корпуса располагаются:
повышающий трансформатор газовой турбины;
повышающий трансформатор паровой турбины;
закрытое распределительное устройство.

Ситуационная схема



К северо-востоку от здания главного корпуса предусмотрена станция подготовки газа.

К юго-западу от здания главного корпуса размещены:
здание мастерских и складских помещений;
здание проходной.

Проект вертикальной планировки выполнен в увязке с существующим рельефом прилегающей территории, с минимальными срезками и подсыпками, с учетом расчетного уровня грунтовых вод. Отвод поверхностных вод от зданий и сооружений, а также с дорог осуществляется в дождеприемные лотки и дождеприемные колодцы с организацией уклона поверхности площадки не менее 0,003. Проектная отметка незастроенной территории -22,30, проектная отметка верха лотков -22,00, разница в отметках сопрягается устройством откосов высотой 0,30 м или плавной планировкой с уклоном поверхности не менее 0,003.

Абсолютная отметка площадок технологических установок, зданий, сооружений составляет -21,70 м.

Въезд на территорию ПГТЭС предусмотрен с юго-восточной стороны, где в углу площадки размещено здание проходной. С юго-западной стороны площадки предусмотрен второй въезд на территорию.

Перед зданием проходной организована предзаводская площадка. Подъезд к площадке примыкает к дороге комплекса. Длина подъездов - 66 м.

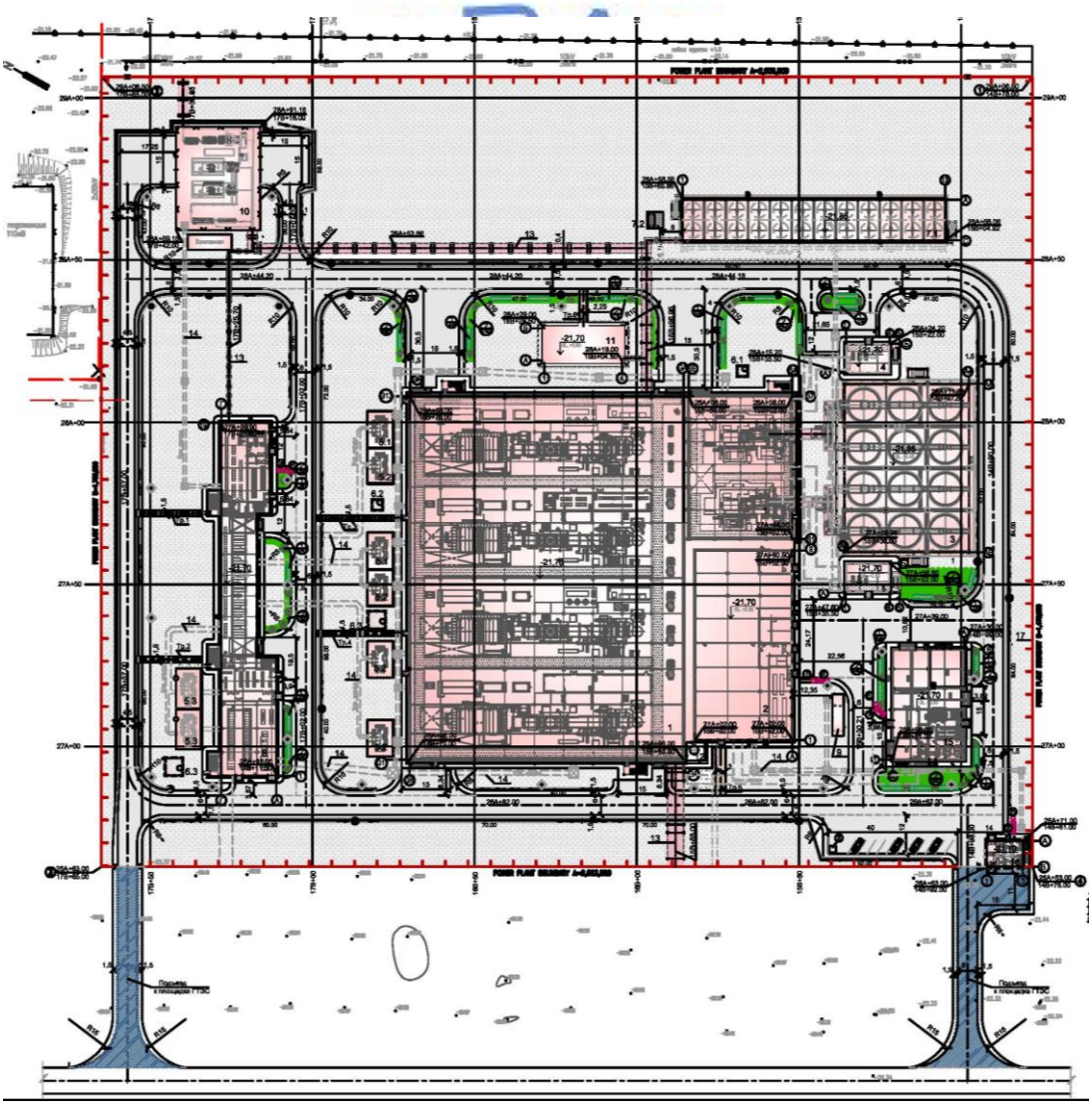
Аварийные и пожарные службы используют основные дороги, которые обеспечивают доступ к ПГТЭС.

На площадке предусмотрен кольцевой проезд с асфальтобетонным покрытием.

Территория ПГТЭС ограждена и оснащена охранным видеонаблюдением и охранной сигнализацией по периметру ограждения. Общая длина ограждения 1045,5 м, высотой 2,5 м.

Благоустройством территории предусмотрено устройство газонов, рядовая посадка кустарников, устройство МАФ (скамьи, урны, контейнеры для ТБО).

Схема генерального плана площадки ПГТЭС



Экспликация зданий, сооружений:

1. Главный корпус.
2. Здание центрального щита управления.
3. Установка воздушного конденсатора.
4. Насосная станция перекачки конденсата.

5.1. Открытая установка главных трансформаторов для паровых турбин.
5.2. Открытая установка главных трансформаторов для газовых турбин.
5.3. Открытая установка трансформаторов понижающих для собственных нужд.
6.1. Емкость для аварийного слива масла паровых турбин.
6.2. Емкость для аварийного слива масла газовых турбин с маслостоками.
6.3. Емкости для аварийного слива трансформаторного масла.
7.1. Установка вспомогательного воздушного теплообменника.
7.2. Насосная станция испарительного охлаждения.
8. Закрытое распределительное устройство.
9. Аварийный дизельный генератор и резервуар для дизельного топлива.
10. Станция подготовки газа.
11. Отопительная бойлерная.
12. Ресивер сжатого воздуха.
13. Эстакады технологических трубопроводов.
14. Кабельное хозяйство на площадке.
15. Здание мастерских и складских помещений.
16. Здание проходной.
17. Ограда.

Основные показатели по генеральному плану

Таблица 1

№ п/п	Показатели	Ед. изм.	Количество
1	Площадь участка ПГТЭС в пределах ограждения	га	6,9885
2	Площадь застройки	м^2	28 742,55
3	Площадь покрытия автодорог, площадок и тротуаров	м^2	15 932,0
4	Площадь озеленения	м^2	700,0
5	Площадь, занятая инженерными коммуникациями	м^2	16 170,0
6	Площадь резервных участков	м^2	8 340,45

6.2.2 Технологические решения

Парогазовая электростанция Карабатан электрической мощностью 310 МВт (ПГТЭС-310 МВт) предназначена для энергоснабжения предприятий интегрированного газохимического комплекса (ИГХК) Специальной экономической зоны «Национальный индустриальный нефтехимический технопарк» (СЭЗ НИНТ) в Атырауской области (участки Карабатан и Тенгиз) и входит в состав объектов инфраструктуры СЭЗ НИНТ.

Основными видами продукции ПГТЭС-310 МВт являются электроэнергия и пар.

Электроэнергия высокого напряжения с номинальным напряжением 110 кВ подается к объектам интегрированного газохимического комплекса (ИГХК) и соответствующей инфраструктуре.

Пар высокого давления с максимальным расходом до 350 т/ч подается к различным коммунальным и технологическим потребителям ИГХК СЭЗ НИНТ для пуска и останова оборудования. Каждое предприятие объединенного газохимического комплекса самостоятельно получает пар среднего и низкого давления на своих собственных редукционно-охладительных установках.

Паропроизводительность электростанции будет полностью покрывать потребности предприятий интегрированного газохимического комплекса СЭЗ НИНТ при пусках и остановах.

Состав основного оборудования

Состав основного оборудования парогазовой электростанции для энергоснабжения предприятий интегрированного газохимического комплекса (ИГХК) Специальной экономической зоны «Национальный индустриальный нефтехимический технопарк» в Атырауской области, принят в соответствии с техническим заданием, утвержденным заказчиком.

Проектом предусмотрено строительство парогазовой установки (ПГУ) суммарной электрической мощностью 310 МВт с установкой в составе ПГУ четырёх газотурбинных установок, четырёх котлов-утилизаторов с дожиганием топливного газа и двумя паровыми турбинами.

По результатам выбора основного оборудования в составе парогазовой установки предусмотрена установка следующего оборудования:

двух газотурбинных установок SGT-800 Siemens, Швеция;

двух котлов-утилизаторов E-94-10,53-553 компании Doosan Engineering & Construction (DE&C), Корея;

одной паровой турбины MDT 30 CA-HP “Doosan Škoda Power“ с воздушным конденсатором.

Газовые турбины работают на двух видах топлива: топливный газ из магистрального газопровода и газ этан.

В паровых котлах-утилизаторах предусмотрено дожигание топливного газа.

Паровые турбины комплектуются воздушными конденсаторами. Установка воздушных конденсаторов вызвана острым дефицитом воды в регионе, снабжаемом пресной водой из магистрального водовода Атырау - Макат.

Установленная электрическая мощность электростанции для принятого состава основного оборудования с учетом работы четырех газовых турбин, котлов-утилизаторов с дожиганием газа, обеих паровых турбин для условий ISO составляет 310 МВт.

Технологическая схема ПГТЭС-310 МВт

Основное оборудование парогазовой установки (ПГУ) будет работать по полному циклу: газовые турбины (ГТУ) – котлы утилизаторы (КУ) – паровые турбины (ПТ).

Атмосферный воздух через фильтры и шумоглушитель системы забора воздуха направляется на всас компрессора газовой турбины, сжимается и подается в ее камеры сгорания.

Топливный газ последовательно проходит, подготовку (очистку, понижение давления, подогрев и пр.) в пункте подготовки газа (ППГ) до требуемых для ГТУ и КУ параметров, измерение расхода и далее подается к газовым турбинам и котлам-утилизаторам. Через газовый фильтр с расходомером и блок управления системы топливного газа каждой ГТУ, газ поступает к горелкам камер сгорания турбин. Газ подводится также к каждому котлу-утилизатору для дополнительного сжигания.

Образующиеся в камерах продукты сгорания направляются в газовую турбину, где расширяясь производят работу, используемую для привода компрессора и электрического генератора.

После ГТУ газы поступают в паровой котел-утилизатор, в котором производится дополнительное сжигание газа, затем газы через газоход с шумоглушителем отводятся в атмосферу через металлическую выхлопную трубу. Паровые котлы-утилизаторы вырабатывают пар одного давления.

Между ГТУ и котлом-утилизатором предусматривается байпасная дымовая труба для возможности, в случае необходимости, работы ГТУ по простому циклу без котлов-утилизаторов.

Пар, вырабатываемый в котлах-утилизаторах, подается в паровую турбину, а также на производство через РОУ.

Для подачи пара на собственные нужды (деаэратор, сальниковые уплотнения турбины, антиобледенительная система ГТУ, система горячего водоснабжения и пр.) в паровой турбине предусмотрен отбор пара, в качестве резерва дополнительно предусмотрена установка РОУ собственных нужд с запиткой из коллектора острого пара.

Отработавший в турбине пар конденсируется в воздушном конденсаторе, далее конденсат поступает в деаэратор, затем питательная вода возвращается в котлы-утилизаторы.

Подпитка цикла производится обессоленной водой, которая подается в деаэратор. Возврат конденсата с производства составляет около 80% и направляется также в деаэратор.

Система регенерации у паровой турбины не предусматривается, охлаждение конденсатора паровой турбины осуществляется воздухом (воздушный конденсатор).

Электроэнергия вырабатывается генераторами газовых турбин и паровых турбин и выдается через трансформаторы на распределительное устройство и, далее потребителям.

Грузоподъемное оборудование

Краны и тали предназначены для обслуживания основного и вспомогательного оборудования ПГУ.

Краны предназначены для подъема и перемещения основных элементов оборудования. Краны и тали способны поднимать и горизонтально перемещать наиболее тяжелые элементы оборудования при монтаже и демонтаже (кроме статоров генераторов).

Предусматриваются следующие грузоподъемные механизмы:

четыре подвесных крана грузоподъемностью по 5 т для выема газовых турбин из шумотеплозащитных кожухов;

мостовой кран грузоподъемностью 35/5 т в помещении паровых турбин;

передвижная таль грузоподъемностью 5 т в помещении питательных насосов и насосов закрытой системы охлаждения;

передвижная таль грузоподъемностью 1 т в помещении КУ и ГТУ над барабанами КУ;

ручные тали грузоподъемностью 1 т и 2 т в различных помещениях здания ПГУ.

Топливное хозяйство

Система топливного газа

В систему газоснабжения парогазовой электростанции входят следующие объекты:

внешнее газоснабжение - подводящий газопровод природного газа NCC (Макат - Северный Кавказ) не входит в состав настоящего Проекта;

станция подготовки газа с параметрами на входе P≤39 бар, t≤70ºC;

газопроводы P≤39 бар к газовым турбинам;

газопроводы P=6,4 бар к котлам-утилизаторам.

Газоснабжение природным газом выполнено согласно техническим условиям, выданным ТОО «Karabatan Utility Solutions» от 19 июня 2015 года № 209-15. Точка подключения – фланцевое соединение, установленное на стороне ГТЭС с координатами по генеральному плану 28А+92.67 и 17В+39.85.

Для газотурбинных установок и дожигания газа в котлах-утилизаторах ПГТЭС-310 МВт в качестве основного топлива предусмотрено использование топливного

газа из магистрального газопровода «Макат - Северный Кавказ», в качестве резервного топлива – газ этан.

Газ подводится к камере сгорания газовой турбины с контролируемым расходом газообразного топлива. Газ поступает от установки подготовки газа на площадке ПГТЭС. Станция состоит из открытой площадки с размещенным оборудованием, предназначенным для подготовки топливного газа к подаче к газовым турбинам и котлам-утилизаторам с требуемыми характеристиками:

снижение давления с P=37,8 бар (изб.) до P=33 бар (изб.) – к газовым турбинам;

снижение давления с P=37,8 бар (изб.) до P=6,4 бар (изб.) – к котлам-утилизаторам;

расход газа 44928 кг/ч на газовые турбины и 4032 кг/ч на котлы-утилизаторы;

обеспечение требуемой температуры газа.

Станция подготовки газа включает в себя:

два участка фильтрации топливного газа;

два газоводяных подогревателя топливного газа;

участок учета расхода газа с отбором проб газа;

две нитки редуцирования газа для подачи к газовым турбинам;

две нитки редуцирования газа для подачи к котлам-утилизаторам;

бак сбора газового конденсата;

насос для перекачки газового конденсата в автоцистерну.

Два участка фильтрации топливного газа с пропускной способностью 49 т/ч каждый, один из которых резервный, предназначены для очистки газа от механических примесей и осушки газа с отводом жидкости в бак сбора конденсата. Для перекачки конденсата из бака в автоцистерну на площадке установлен насос. Каждый участок фильтрации оснащен приборами измерения давления и предохранительными клапанами.

Два газоводяных подогревателя топливного газа с пропускной способностью 200 кг/ч каждый, один из которых резервный, предназначены для поддержания температуры газа с целью предотвращения образования конденсата при снижении давления. На регулирующий клапан, расположенный на трубопроводе топливного газа к горелкам подогревателя, подается сигнал от температурного датчика на линиях подачи газа к турбинам и котлам- утилизаторам.

Участок учета расхода газа с отбором проб газа, дает информацию о расходе, составе, плотности газа и его теплотворной способности.

Блок редуцирования газа с давлением на выходе P=33 бар(изб), t=67ºC (одна линия рабочая, вторая – в резерве) снижает давление газа до заданных значений для подачи к газовым турбинам. Линии редуцирования оснащены приборами измерения давления и температуры газа.

Блок редуцирования газа с давлением на выходе P=6,4 бар(изб), t=52ºC (одна линия рабочая, вторая – в резерве) снижает давление газа до заданных значений для подачи к котлам-утилизаторам. Линии редуцирования оснащены приборами измерения давления и температуры газа. Каждая линия редуцирования включает в себя:

арматуру на входе (шаровые краны);

клапаны предохранительно-запорные;

регулятор давления газа с системой управления и передающим датчиком состояния регулятора;

отсечные клапаны безопасности (с импульсами от датчиков), срабатывающие при превышении максимального выходного давления после регуляторов и при резком снижении давления (при утечке газа);

выходные участки с шаровыми кранами, манометрами и сбросными свечами.

Газоснабжение этаном выполнено согласно техническим условиям, выданным ТОО «Karabatan Utility Solutions» от 12 декабря 2015 года № 577-15. Точка подключения – фланец на газопроводе, находящийся на территории общей инфраструктуры ИГКХ (за пределами ГТЭС), с предварительными координатами 5247359,22:9596444,7 и 5247357,73:9596442,1.

От станции подготовки газ (природный и этан) направляется к газовым турбинам и котлам-утилизаторам. Газопроводы проложены по эстакаде на высоких опорах. Газопроводы снабжены дренажными трубопроводами, воздушниками и продувочными трубопроводами с площадками для обслуживания арматуры. Продувка газового оборудования и газопроводов предусмотрена инертным газом (азотом).

Небольшая часть газа подается отдельно на горелку для создания зажигающего факела во время запуска.

Водоподготовка

В составе настоящего Проекта ПГТЭС установка водоподготовки не предусматривается и выполняется отдельным проектом в соответствии с утверждённым техническим заданием ТОО «Karabatan Utility Solutions».

Деминерализованная вода для восполнения потерь в пароводяном цикле ПГТЭС будет подаваться от инфраструктуры комплекса СЭЗ НИНТ.

Деминерализованная вода на ГТЭС будет подаваться со следующими параметрами:

давление, бар – 6/6,5/8 (мин./норм./макс.);

температура,+ °С – 5/15/30 (мин./норм./макс.).

В соответствии со схемой водного баланса 1290.ПТ-НВК.1601.002, деминерализованная вода на ПГТЭС используется:

с постоянным расходом:

на подпитку котлов-утилизаторов (5,65 т/ч);

на уплотнение дренажных насосов конденсатора с воздушным охлаждением (0,96 т/ч);

с периодическим расходом (суммарно 1,6 т/ч):

на промывку компрессоров газовых турбин;

на испарительные охладители газовых турбин (воздухозаборное устройство);

в систему дозирования химических реагентов и т.д.

Прочие схемы и установки

Для организации водно-химического режима (ВХР) предусматриваются системы дозирования химических реагентов для коррекционной обработки питательной и котловой воды, а также системы анализа качества пара и воды. Оборудование этих систем располагается в главном корпусе ПГУ на отметке 0,000 м.

Вспомогательные производственные сооружения

Здание ремонтных мастерских и складских помещений

На площадке электростанции предусматривается здание ремонтных мастерских со складом материалов. В мастерских проводится комплекс технологических операций по ремонту оборудования и его узлов.

Габариты здания: 34х22х9 м.

В здании предусмотрены следующие помещения:

механическая мастерская, габариты: 18,6х11х9 м;

сварочная мастерская, габариты: 6,7х5,5х4,35 м;

электрическая мастерская, габариты: 8,45х7,88х4,35 м;

складские помещения:

внутреннее складское помещение, габариты: 6,35х108х8,85 м;

открытый склад с сетчатым ограждением, габариты: 11,87х10,87 м;

подсобные помещения: кладовая, помещения водонагревателя, офис, раздевалка, душевая, столовая, кухня, туалет.

Маслохозяйство

В соответствии с концепцией заказчика складирование масла на территории ПГТЭС не предусматривается, а будет организовано посредством привлечения к снабжению и регламентной замене от аутсортинговых компаний по договорам.

Утилизация отработанного масла (разного назначения) и газового конденсата будет организована посредством привлечения (к вывозу и утилизации) специализированных компаний на договорной основе.

Мощность дизель-генератора выбрана исходя из суммарной мощности обеспечения аварийных нагрузок. При 100% аварийной нагрузке, расход дизтоплива для генератора мощностью 1350 МВА будет потребляться 210 л/ч, что обеспечивает более 4 часов работы при использовании топливного бака на 0,99 м^3.

Бак дизтоплива объёмом 0,99 м^3 расположен внутри контейнера аварийного дизель-генератора; дозаправка осуществляется обычными мобильными специализированными автоцистернами.

Технологические трубопроводы на площадке

Эстакады наземных технологических трубопроводов связывают основные и вспомогательные здания и сооружения на площадке электростанции Карабатан: здание ПГУ, здание ППГ, границу проекта электростанции с эстакадами Объединенного нефтехимического комплекса (ОНК) Карабатан.

Для прокладки технологических трубопроводов по площадке ПГУ (топливного газа высокого давления, паропроводов, трубопроводов охлаждающей воды, химобессоленной воды, сжатого воздуха, конденсата и др.) сооружаются трубные эстакады.

Эстакады прокладываются как правило на высоких опорах пролетными строениями для прокладки трубопроводов малого диаметра.

Высота эстакад на высоких опорах от отметки земли до низа строительных конструкций – 2,3 м, а над автомобильными проездами не менее 6,1 м.

Вдоль автомобильных дорог эстакады прокладывается таким образом, чтобы расстояние от крайнего трубопровода до дороги было не менее 1,5 м.

Компенсация тепловых удлинений трубопроводов будет осуществляться за счет углов поворота трасс и, где требуется, специальных П-образных компенсаторов. Опоры для трубопроводов предусматриваются в основном скользящими и неподвижными, с применением, где необходимо, пружинных опор и подвесок. В верхних точках трасс трубопроводов предусматриваются воздушники, а для газопроводов - продувочные свечи, в нижних - дренажи. Для обслуживания устанавливаемой арматуры сооружаются специальные площадки с лестницами.

Трубопроводы подлежат тепловой изоляции и антикоррозийному покрытию. Газопровод высокого давления после ППГ покрывается шумопоглащающей изоляцией.

Для газопроводов выполняется молниезащита и заземление.

Для предотвращения замерзания среды в низкотемпературных трубопроводах предусматривается их электрический обогрев.

Технические показатели

Энергоблоки (с поперечными связями), в составе:

2*ПГУ-155:

газотурбогенератор (ГТГ) 4 * SGT-800;

паровой котёл-утилизатор (КУ) 4 * E-94-10,53-553;

паротурбогенератор (ПТГ) 2 * MDT 30 CA-HP.

Установленная мощность ПГТЭС после строительства составит:

электрическая – 310 МВт;

годовое производство электроэнергии - 2,511 млрд. кВт*ч;

годовой отпуск электроэнергии – 2,439 млрд. кВт*ч;

годовой расход условного топлива (Qрн=7000ккал/кг) - 612,707 тыс. тут;

годовой расход натурального топлива (проектное) природный газ (ГТГ + КУ) - 529,173 млн.нм^3.

Удельный расход условного топлива на отпуск электроэнергии - 251,2 г/кВт*ч.

Автоматизированная система управления технологическими процессами

Проектируемая система управления электростанцией охватывает следующее основное и вспомогательное технологическое оборудование:

газовая турбина с генератором и в.о. № 1÷4;

котел-утилизатор с байпасной дымовой трубой и в.о. № 1÷4;

паровая турбина с генератором и в.о. № 1, 2;

станция подготовки газа (ППГ) (очистка; коммерческий учёт расхода газа; две нитки редуцирования газа для подачи к газовым турбинам; две нитки редуцирования газа для подачи к котлам-утилизаторам; бак сбора газового конденсата и т.д.);

деаэратор;

трубопровод системы пара высокого давления;

пар на собственные нужды;

система питательной воды с двумя установками транспортировки питательной воды;

система конденсата, предназначенная для охлаждения пара, направленного из каждой паровой турбины в воздушный конденсатор, и подачи конденсата в деаэратор;

конденсатор поверхностного типа с воздушным охлаждением;

питательные насосы котлов;

насосы откачки конденсата;

система воздуха КИПиА;

замкнутая система охлаждения;

БРОУ и РОУ;

аварийный дизельный генератор;

пуско-отопительная бойлерная.

На основе функциональных требований предусмотрены следующие основные системы управления:

распределенная система управления электростанции (РСУ) - КУ и вспомогательное оборудование;

система управления и защиты ГТГ - автономная система управления ГТ (СУГТ);

система управления и защиты ПТГ - автономная система управления ПТ (СУПТ);

системы управления стандартного комплекта на основе программируемого логического контроллера (ПЛК).

РСУ предусмотрена для контроля и управления КУ и его вспомогательными устройствами, а также общестанционным вспомогательным оборудованием.

РСУ состоит из станций технологического контроллера (СТК), человеко-машинного интерфейса, модулей ввода/вывода, сети, соединительного шкафа, соединительных кабелей и соответствующего программного и аппаратного обеспечения. Функции сбора и обработки данных выполняются на СТК, использующей мультипроцессоры. Станции операторов, система регистрации данных и инженерная рабочая станция будет подсоединена к СТК через магистраль данных.

Автоматика агрегата будет выполнена на нескольких уровнях: уровень привода, групповое управление и агрегатный уровень.

Система управления паровой турбиной (СУПТ) и система управления газовой турбиной (СУГТ) будут иметь свои отдельные независимые специально предназначенные системы управления, защиты и контроля. Системы управления будут регулировать на скорость и нагрузку турбины, а также обеспечивать защиту (защита от разгона, защита от термического напряжения и т.д.) турбины / генератора.

Управление паровой турбиной (газовой турбиной) будет осуществляться из центрального щита управления. Предусмотрены специальная рабочая станция оператора для эксплуатации паро / газотурбинного генератора, инженерная рабочая станция для создания человеко-машинного интерфейса и модификации программного обеспечения системы управления паро / газотурбинным генератором в помещении инженеров АСУТП.

Автоматизированные рабочие места (АРМ) операторов предусмотрены для контроля, управления и регулирования работы электростанции посредством графического отображения с высоким разрешением в Windows, предусмотрены устройства визуального отображения, клавиатуры, принтеры, периферийные устройства и их соответствующие пульты управления (оператора блока, общими и электрическими системами, начальника смены).

На всей электростанции предусмотрено применение совместимых контрольно-измерительных приборов и автоматики, включая системы сбора данных. Измерения, относящиеся к непрерывности технологического процесса, будут основаны на датчиках с двойным резервированием с усредняющей функцией 1 из 2. Для опасных зон предусмотрено применение устройств КИПиА соответствующих требованиям, предъявляемым для каждой зоны.

Предусмотрены несколько вспомогательных систем полной комплектации с их собственными автономными системами управления, которые разрабатываются, поставляются и вводятся в эксплуатацию производителем технологического оборудования. Поскольку система РСУ является основной для всей электростанции, данные системы управления должны быть связаны с РСУ через общепринятые встроенные соединения и/или соединения по каналу передачи данных. Модульные системы управления на базе ПЛК (или на основе релейной логической схемы, или на основе микропроцессора, в зависимости от стандарта поставщика), предусмотрены для следующих технологических установок, а также локальных автоматизированных инженерных систем:

система канальной горелки КУ (система дожигания);
система подачи топливного газа (два подогревателя топливного газа);
гидравлическая система управления паротурбинного генератора;
система анализа пара и воды;
система дозирования химических реагентов;
аварийный дизель-генератор;
газовый хроматограф;
погружные насосы;
система непрерывного контроля газовых выбросов;
ОВКВ (поставка с системой отопления, вентиляции и кондиционирования воздуха);

система обнаружения пожара и газа (поставка с системой);
система управления КРУЭ (SCADA);
система электрообогрева трубопроводов (на эстакадах).

Управление отдельными приводами модульных вспомогательных систем будет возможно только с локального пульта управления модульной системы управления. С РСУ будет возможно выполнять только групповые команды, относящиеся к модульной установке, и получать обратную связь по текущему состоянию, например, «Система работает», «Проблема/неисправность в системе» или «Сигналы аварийного предупреждения».

6.2.3 Архитектурно-строительные решения

Объемно-планировочные показатели основных зданий и сооружений

Таблица 2

№ п/п	Наименование зданий и сооружений	Показатели		
		этажность, этаж	габариты BxLxH, м	строительный объем, м^3
1	Главный корпус	1	112x118x29,38	225 107,36
2	Здание центрального щита управления	3	30x58,5x22,75	36 479,48
3	Насосная станция перекачки конденсата	1	9x16,5x6	826,8
4	Здание закрытого распределительного устройства	подв. +2	17x108,9x15,55	16 398,35
5	Отопительная бойлерная	1	10x24x5,4	1 572,9
6	Здание мастерских и складских помещений	2	22x34x10,5	7 194,81
7	Здание проходной	1	8x11x5,15	573,66

Главный корпус

Уровень ответственности – I.

Степень огнестойкости - II.

Главный корпус - отдельно стоящее здание.

Здание главного корпуса ПГУ состоит из следующих помещений:

помещение газовых турбин и КУ размером 112,0x74,5 м;

помещение насосов (помещение располагается между помещением КУ и помещением паровых турбин с размерами 112,0x10,0 м);

помещение паровых турбин размером 32,0x44,0 м.

Электротехнические помещения, помещение щита управления расположены рядом с помещением газовых турбин, котлов-утилизаторов и паровых турбин.

Конструктивная схема здания – стальной каркас в виде несущих стальных колонн и несущих конструкций покрытия (ферм и балок).

Здание состоит из 2-х блоков, разделенных деформационным швом.

1-й блок – в осях GK-GF - четырехпролетный, перекрытый стальными фермами пролетом 28,0 м; в осях GF-GA – восьмипролетный, перекрытый стальными балками пролетами 17,0 м и 11,0 м.

2-й блок – однопролетный, перекрытый стальными фермами пролетом 32,0 м.

Прочность, жесткость и устойчивость здания обеспечивается как за счет совместной работы несущих элементов каркаса с системой вертикальных и горизонтальных связей, так и жестким соединением колонн с фундаментом, балками и фермами.

Фундаменты – свайные с столбчатыми железобетонными ростверками.

Сваи - забивные сборные железобетонные сечением 400x400 мм, длиной 8,0 м по серии 1.011.1-10, в.1. Количество свай в кустах 2-4 шт., 5 шт. (в деформационном шве).

Ростверки под колонны – столбчатые монолитные железобетонные из бетона В25.

Предусмотрены монолитные железобетонные фундаментные балки под цоколем.

Колонны – прокатные двутавры №70Ш1, №70Ш3, №40К2. Шаг колонн 8,0-10,3 м.

База колонн: принята схема жесткого узла с натяжением анкерных болтов (М36, М42, М52) на траверсы.

Вертикальные связи – в продольном направлении по всем рядам колонн.

Несущие конструкции покрытия:

стальные фермы пролетом 32,0 м: верхние и нижние пояса – прокатный двутавр №30К2, раскосы – парные уголки 2L100x7, стойки - 2L90x7;

стальные фермы пролетом 28,0 м: верхние и нижние пояса – прокатный двутавр №35К2, раскосы – прокатный двутавр №35Б1, стойки - 2L100x8.

Предусмотрены вертикальные связи между фермами, горизонтальные связи по нижнему поясу ферм.

Несущие конструкции покрытия – стальные балки из прокатных двутавров №70Ш2 и №60Б2.

Предусмотрены горизонтальные связи в плоскости балок покрытия.

Стены – «сэндвич» панели с утеплителем из минплиты на основе базальтового волокна.

Цоколь - кирпичной кладки толщиной 380 мм.

Покрытие – «сэндвич» панели по металлическим прогонам, с утеплителем из минплиты на основе базальтового волокна.

Технологические площадки на отм. +7.00, +11.00, +14.00 м – металлические из прокатных двутавров.

Фундаменты под турбины и котлы-утилизаторы

Фундамент под котлы и турбины – свайные с железобетонным плитным ростверком.

Сваи - забивные железобетонные сечением 400x400 мм, длиной 9,0 м по серии 1.011.1-10, в.1.

Плитный ростверк - монолитный железобетонный из бетона В30, толщиной плитной части 1,0 м, общая высота 1,85 м.

Дымовая и байпасная выхлопная трубы

Дымовая труба Н=60 м и байпасная выхлопная труба Н=30 м – металлические заводской поставки.

Фундамент под дымовой и байпасной выхлопной трубы – свайные с монолитным железобетонным плитным ростверком, объединенный с фундаментом турбин.

Постамент под паротурбинный агрегат

Фундамент под паротурбинный агрегат – свайный с железобетонным плитным ростверком.

Сваи - забивные железобетонные сечением 400x400 мм, длиной 7,0 м по серии 1.011.1-10, в.1.

Плитный ростверк - монолитный железобетонный из бетона В30, толщиной 2,0 м.

Несущие конструкции надземной части из бетона В30:

колонны - монолитные железобетонные сечением 1500x1200 мм. Сетка колонн – 6,3x7,5 м;

опорная плита - монолитная железобетонная толщиной 2,0 м.

Противопожарные мероприятия

Колонны, связи, балки перекрытия окрашиваются огнестойким покрытием «Феникс»:

колонны и связи - толщиной покрытия 2,4 мм (для повышения предела огнестойкости до 120 минут);

балки перекрытия - толщиной покрытия 1,3 мм (для повышения предела огнестойкости до 45 минут).

Здание центрального щита управления

Уровень ответственности – I.

Степень огнестойкости – II.

Здание центрального щита управления расположено южнее помещения газовых турбин и КУ и западнее помещения паровых турбин.

Конструктивная схема здания – железобетонный каркас.

Жесткость и устойчивость здания обеспечивается жестким защемлением железобетонных колонн каркаса в ростверках и жестким креплением ригелей (балок) перекрытий и покрытия к колоннам, жестким диском покрытия.

Фундаменты – свайные с столбчатыми железобетонными ростверками.

Сваи - забивные сборные железобетонные сечением 400х400 мм, длиной 8,0 м по серии 1.011.1-10, в.1. Количество свай в кустах 4-9 шт.

Ростверки под колонны – столбчатые монолитные железобетонные из бетона В25.

Колонны - монолитные железобетонные сечением 700х700 мм. Сетка колонн – 7,5(7,0)х10,0 м.

Перекрытия и покрытие – балочные монолитные железобетонные плиты толщиной 150 мм.

Балки - монолитные железобетонные:

на отм. +5.100 - главные балки пролетом 10 м сечением 700х1100(h) мм;

на отм. +10,600 м - 500х800(h) мм;

на отм. +18,200 м - 500х700(h) мм.

Наружные стены – «сэндвич» панели с жесткой минплитой на основе базальтового волокна.

Кровля – рулонная.

Лестницы – железобетонные.

Установка воздушного конденсатора

Конструктивная схема – стальной каркас.

Фундаменты – свайные с столбчатыми железобетонными ростверками.

Сваи - забивные сборные железобетонные сечением 400х400 мм, длиной 7,0 м по серии 1.011.1-10, в.1. Количество свай в кустах 3-14 шт.

Ростверки под колонны – столбчатые монолитные железобетонные из бетона В25.

Надземная часть установки устанавливается на каркас из металлоконструкций заводкой поставки.

Насосная станция перекачки конденсата

Уровень ответственности – I.

Степень огнестойкости – II.

Два здания конденсатных насосов для каждой установки паровой турбины расположены с восточной и западной сторон зоны конденсаторов с воздушным охлаждением.

Конструктивная схема здания – железобетонный каркас.

Фундаменты – столбчатые монолитные железобетонным из бетона В15 на естественном основании.

Колонны - монолитные железобетонные сечением 500х500 мм. Сетка колонн – 3,75-5,5х9,0 м.

Покрытие – балочная монолитная железобетонная плита толщиной 150 мм.

Балки - монолитные железобетонные пролетом 9 м сечением 500х600(h) мм.

Наружные стены – «сэндвич» панели с жесткой минплитой на основе базальтового волокна.

Цоколь - кирпичной кладки толщиной 250 мм.

Кровля – рулонная.

Лестницы – железобетонные.

Открытая установка трансформаторов

Уровень ответственности – I.

Трансформаторы устанавливаются открыто на железобетонных фундаментах.

Фундамент – монолитная железобетонная плита из бетона В25 толщиной 1700 мм на свайном основании.

Сваи - забивные сборные железобетонные сечением 300х300 мм, длиной 8,0 м по серии 1.011.1-10, в.1. Количество свай в кустах 8 шт.

Предусмотрены противопожарные монолитные железобетонные перегородки на ленточных ростверках на свайном основании.

Фундаменты трансформаторов и перегородок объединены единой монолитной железобетонной плитой толщиной 300 мм.

Ограда площадки трансформаторов – металлические сетчатые панели высотой 1,6 м.

Резервуары аварийного слива масла паровых и газовых турбин емкостью 15 м^3

Уровень ответственности – II.

Резервуар аварийного слива – подземный монолитный железобетонный из бетона В25, размерами в плане 3,0х3,0 м, глубиной 1,95 м.

Покрытие резервуара утеплено местным грунтом.

Для периодического осмотра и ремонта предусмотрены люки-лазы с лестницами.

Резервуар аварийного слива трансформаторного масла емкостью 60 м^3

Уровень ответственности – II.

Резервуар аварийного слива – подземный монолитный железобетонный из бетона В25, размерами в плане 5,0х4,0 м, глубиной 3,35 м.

Для осмотра и ремонта предусматриваются устройства люков-лазов с лестницами, также предусматривается вентиляционный патрубок.

Покрытие резервуара утеплено местным грунтом.

Для периодического осмотра и ремонта предусмотрены люки-лазы с лестницами.

Закрытое распределительное устройство

Уровень ответственности – I.

Степень огнестойкости – II.

Конструктивная схема здания – железобетонный каркас.

Здание состоит из 3-х блоков, разделенных деформационными швами.

Фундаменты – свайные с столбчатыми железобетонными ростверками.

Сваи - забивные сборные железобетонные сечением 400х400 мм, длиной 9,0 м по серии 1.011.1-10, в.1. Количество свай в кустах 2-5 шт.

Ростверки под колонны – столбчатые монолитные железобетонные из бетона В25.

Колонны - монолитные железобетонные из бетона В25:

в осях 1-6 - сечением 800х600, 450х450, 400х400 мм. Сетка колонн 4,3-6,7х7,3 м;

в осях 7-14 - сечением 800х400, 400х400 мм. Сетка колонн 3,5-4,0х5,5-6,4 м;

в осях 15-19 - сечением 800х500, 700х500, 700х700 мм. Сетка колонн 7,0-8,0х7,0 м.

Перекрытия и покрытие – балочные монолитные железобетонные плиты толщиной 150 мм.

Балки - монолитные железобетонные из бетона В25:

главные балки в осях 1-6: на отм. +0.00 - сечением 400х700(h) и 400х800(h) мм, на отм. +5,200 м - 500х1150(h) мм, на отм. +11,000 м - 400х700(h) мм;

главные балки в осях 7-14: на отм. +0.00 - сечением 400х700(h) мм, на отм. +11,000 м - 400х700(h) мм;

главные балки в осях 15-19: на отм. +4.90 - сечением 400х800(h) мм, на отм. +11,000 м - 400х700(h) мм.

Наружные стены – «сэндвич» панели с жесткой минплитой на основе базальтового волокна.

Стены подземной части - монолитные железобетонные из бетона В25.

Кровля – рулонная.

Лестницы – железобетонные.

<u>Аварийный дизельный генератор</u>

Уровень ответственности – II.

Дизельный генератор устанавливается в контейнере полной заводской готовности.

Фундамент – плитный монолитный железобетонный из бетона В15 толщиной 0,6 м.

<u>Станция подготовки газа</u>

Уровень ответственности – I.

Степень огнестойкости – II.

Фундаменты под оборудование - плитные монолитные железобетонные из бетона В15 на естественном основании.

Территория станции ограждается металлической сетчатой оградой высотой 2,5 м.

<u>Эстакады технологических трубопроводов</u>

Конструктивная схема эстакад – каркасная двухуровневая, в виде несущих стальных стоек, горизонтальных элементов – ферм и балок.

Устойчивость сооружения обеспечивается за счет вертикальных и горизонтальных связей, жестким соединением колонн с балками и фермами.

Фундаменты под стойки - столбчатые монолитные железобетонные из бетона В15.

Стойки – прокатные двутавры №35К2.

Пролетные строения: стальные фермы пролетом 12,5 м и 15,5 м: верхние и нижние пояса – прокатный двутавр №30Б2, раскосы и стойки – парные уголки.

Продольные балки – прокатные двутавры №30Б2 и №40Б2.

Отдельно стоящие опоры и каналы трубопроводов

Опоры трубопроводов – низкие монолитные железобетонные из бетона В15.

Каналы трубопроводов – лотки и плиты перекрытия сборные железобетонные по серии 3.006.1-2/87.

Здание мастерских и складских помещений

Уровень ответственности – II.

Степень огнестойкости – II.

Конструктивная схема здания – железобетонный каркас.

Жесткость и устойчивость здания обеспечивается жестким защемлением железобетонных колонн каркаса в ростверках и жестким креплением ригелей (балок) перекрытий и покрытия к колоннам, дисками перекрытия и покрытия.

Фундаменты – свайные с столбчатыми железобетонными ростверками.

Сваи - забивные сборные железобетонные сечением 400х400 мм, длиной 7,0 м по серии 1.011.1-10, в.1. Количество свай в кустах 2-3 шт.

Ростверки под колонны – столбчатые монолитные железобетонные из бетона В25.

Колонны - монолитные железобетонные из бетона В25 сечением 500х500, 500х400, 400х400 мм. Сетка колонн 6,0-8,7х5,0-11,0 м.

Перекрытия и покрытие – балочные монолитные железобетонные плиты толщиной 200 мм.

Балки - монолитные железобетонные из бетона В25 сечением 300х600(h) и 400х700(h) мм.

Наружные стены – «сэндвич» панели с жесткой минплитой на основе базальтового волокна.

Кровля – рулонная.

Лестницы – железобетонные.

Здание проходной

Уровень ответственности – II.

Степень огнестойкости – II.

Конструктивная схема здания – железобетонный каркас.

Жесткость и устойчивость здания обеспечивается жестким защемлением железобетонных колонн каркаса в ростверках и жестким креплением ригелей (балок) покрытия к колоннам, дисками покрытия.

Фундаменты – столбчатые монолитные железобетонные из бетона В15 на естественном основании.

Колонны - монолитные железобетонные сечением 400х400 мм. Сетка колонн 5,5х8,0 м.

Покрытие – балочная монолитная железобетонная плита толщиной 150 мм.

Балки - монолитные железобетонные сечением 300х500(h) и 400х500(h) мм.

Наружные стены – «сэндвич» панели с жесткой минплитой на основе базальтового волокна.

Цоколь – из кирпичной кладки толщиной 250 мм.

Кровля – рулонная.

Лестницы – железобетонные.

Установка охладителя воздуха – установка теплообменника воздушного охлаждения

Конструктивная схема – каркасная.

Каркас - металлический заводкой поставки.

Фундаменты под колонны – столбчатые монолитные железобетонные из бетона В15 на естественном основании.

Фундамент насосов питательной воды

Фундамент – монолитная железобетонная плита из бетона В25 на свайном основании.

Сваи - забивные сборные железобетонные сечением 300х300 мм, длиной 9,0 м по серии 1.011.1-10, в.1.

Отопительная бойлерная

Уровень ответственности – I.

Степень огнестойкости - II.

Конструктивная схема здания – железобетонный каркас.

Фундаменты – столбчатые монолитные железобетонные из бетона В15 на естественном основании.

Колонны - монолитные железобетонные сечением 500х500 мм. Сетка колонн 10,0х8,0 м.

Покрытие – балочная монолитная железобетонная плита толщиной 150 мм.

Балки - монолитные железобетонные сечением 400х700(h) мм.

Наружные стены – «сэндвич» панели с жесткой минплитой на основе базальтового волокна.

Кровля – рулонная.

Ограда территории

Территория электростанции с размерами 287,0х243,5 м ограждается металлическим ограждением высотой 2,5 м, с монолитным железобетонным цоколем с заглублением в землю. На верху ограды дополнительно устанавливается «козырек» из проволоки типа «Егоза».

Фундаменты под металлические стойки – в виде сверленных котлованов диаметром 450 мм, глубиной 1,2 м из монолитного бетона В10.

Защитные мероприятия

Бетонные и железобетонные конструкции, соприкасающиеся с грунтом, предусмотрены из бетона F100, W6 на сульфатостойком цементе.

Под фундаментами и резервуарами выполняется подготовка из бетона В7,5 толщиной 100 мм.

Защита наружных поверхностей подземных бетонных и железобетонных конструкций выполняется из оклеечной гидроизоляции.

Защита подземных конструкций, находящихся выше уровня грунтовых вод, выполняется полимерным эпоксидным покрытием.

6.2.4 Инженерное обеспечение, сети и системы

Теплоснабжение, отопление, вентиляция, кондиционирование

Теплоснабжение

Теплоснабжение предусмотрено для следующих зданий: главного корпуса, здания центрального щита управления, здания мастерских и складских помещений. Источник теплоснабжения – электрокотел, установленный в отопительной бойлерной.

Теплоноситель - горячая вода с параметрами 95-70°С.

Тепловая сеть проложена по эстакаде от отопительной бойлерной и до главного корпуса, внутри главного корпуса и в железобетонном канале между главным корпусом и зданием мастерских и складских помещений.

Компенсация тепловых удлинений предусмотрена за счет П-образного компенсатора.

Трубы приняты стальные электросварные по ГОСТ 10704-91.

Отопление

Присоединение систем отопления и теплоснабжения к наружным сетям предусмотрено по зависимой схеме. Теплоноситель - горячая вода с параметрами 95-70°С. Ввод тепловой сети предусмотрен в главный корпус. В главном корпусе предусмотрена распределительная гребенка с отводами на систему отопления главного корпуса, отделения ПТГ, на здание центрального щита управления, на здание мастерских и складских помещений.

Трубопроводы системы отопления приняты из стальных водогазопроводных труб по ГОСТ 3262-75* и из стальных электросварных труб по ГОСТ 10704-91.

В системе отопления предусмотрены балансировочные клапана для регулирования систем отопления и спускники для опорожнения систем.

В главном корпусе, здании мастерских и складских помещений система отопления предусмотрена двухтрубная с нижней разводкой с тупиковым движением теплоносителя.

В качестве нагревательных приборов приняты тепловентиляторы, радиаторы и регистры из гладких труб. Удаление воздуха из системы отопления осуществлено автоматическими воздушными кранами, установленными в высших точках системы отопления.

В здании центрального щита управления, закрытого распределительного устройства отопление производственных помещений предусмотрено воздушное, совмещенное с системой вентиляции. Во вспомогательных помещениях отопление предусмотрено электрорадиаторами.

В насосной станции перекачки конденсата № 1, 2 отопление предусмотрено электрокалориферами.

В проходной отопление предусмотрено при помощи электрорадиаторов.

Вентиляция и кондиционирование

Вентиляция помещений зданий предусмотрена приточно-вытяжная с механическим и естественным побуждением. Воздухообмен рассчитан на подачу в помещения свежего воздуха согласно санитарным нормам и по кратности.

Системы кондиционирования и общеобменной вентиляции, предназначенные для круглогодичного и круглосуточного обеспечения требуемых параметров воздуха в помещениях, предусмотрены не менее чем с двумя кондиционерами и вентиляторами.

Наружный воздух, подаваемый в помещения, нагревается в зимний период года, в теплый период года охлаждается.

Холодоснабжение осуществляется холодильными машинами. Хладоноситель - вода с параметрами 7-12°С. Хладоноситель подается к приточно-вытяжным агрегатам. Холодный воздух подается в помещения через воздуховоды. Трубопроводы системы холодоснабжения приняты стальными водогазопроводными и изолированы.

Воздуховоды приняты из оцинкованной стали.

В качестве распределительных устройств предусмотрены решетки, диффузоры, анемостаты.

В главном корпусе приточный воздух подается через жалюзийные утепленные клапана, установленные в верхней и нижней зонах в наружных стенах.

Вытяжка предусмотрена крышными и настенными вентиляторами. В помещениях операторных предусмотрены переточные решетки. Из санузлов и подсобных помещений вытяжка предусмотрена настенными вентиляторами.

Предусмотрено кондиционирование напольными кондиционерами в помещениях операторских.

На газовоздушном тракте газовой турбины установлены два вентилятора со 100% производительностью для вентиляции. На случай аварийной ситуации (отказ рабочего вентилятора) предусмотрен резервный вентилятор.

В здании центрального щита управления, закрытого распределительного устройства приточный воздух подается центральными кондиционерами, установленными в помещениях ОВКВ.

В зданиях предусмотрены две системы кондиционирования воздуха. Предусмотрен предварительный подогрев наружного воздуха в электрокалориферах. Предусмотрен догрев воздуха электрокалорифером и в аккумуляторном помещении.

Вентиляция отсека запорной арматуры пожаротушения, отсека с огнетушителями, наземного хранилища и помещений первого этажа осуществляется в летний период через воздухозаборные жалюзи и вытяжной вентилятор.

Вытяжка из помещений предусмотрена канальными и настенными вентиляторами.

В здании центрального щита управления предусмотрен подпор воздуха в лестничные клетки. Предусмотрено дымоудаление центробежными вентиляторами, установленными на кровле здания. Вытяжной вентилятор в помещении для разводки кабелей, аккумуляторной и электропомещений предусмотрен также и для удаления дыма после тушения пожара. В помещении разрядной катушки и источника бесперебойного питания, помещений НВ распредустройства-1,2 предусмотрены взрывные предохранительные клапана.

В здании мастерских и складских помещений приточный воздух подается 2-мя центральными кондиционерами. Предусмотрен предварительный подогрев наружного воздуха в электрокалорифере. Вытяжка из помещений предусмотрена канальными вентиляторами.

В насосной станции перекачки конденсата № 1, 2 приток предусмотрен через жалюзийные решетки, установленные в наружной стене. Вытяжка предусмотрена канальным вентилятором.

В проходной приток естественный. Вытяжка предусмотрена канальными вентиляторами. Кондиционирование предусмотрено кондиционерами типа «сплит-систем».

В отопительной бойлерной приточный воздух поступает через воздушные клапана с электрообогревом, установленные в наружной стене в нижней зоне. Вытяжка предусмотрена канальным вентилятором.

Технические показатели

Таблица 3

Наименование зданий	Расход холода, Вт	Расход тепла, Вт	
		на отопление	на вентиляцию
Главный корпус	49 600	1 068 365	-
Здание центрального щита управления	554 000	20 300	165 000
Закрытое распределительное устройство	217 000	14 700	190 900
Здание мастерских и складских помещений	102 000	28 300	83 000
Насосная станция перекачки конденсата № 1, 2	-	30 000	-
Проходная	6 700	11 100	-
Отопительная бойлерная	-	30 000	-

Водоснабжение и водоотведение

Наружное водоснабжение

Наружное водоснабжение выполнено согласно техническим условиям, выданным ТОО «Karabatan Utility Solutions» от 1 июня 2015 года № 180-15.

Водопровод хозяйственно-питьевой воды

Точка подключения хоз-питьевого водоснабжения – трубопровод питьевой воды, прокладываемый подземно у ограды ПГТЭС с координатами по генеральному плану 26А+63.00 и 16В+03.70. Диаметр трубопровода - 75 мм. Сеть водопровода запроектирована тупиковой. Гарантийный напор в хоз-питьевом водопроводе – 40 м.

Сеть водопровода выполнена из полиэтиленовых напорных труб ПЭ100 SDR 17 по СТ РК ИСО 4427-2004.

Колодцы на сети запроектированы по типовому проекту 901-09-11.84 из сборных железобетонных элементов по серии 3.900.1-14.

Протяженность сети хоз-питьевого водопровода (В1) – 535,0 м.

Водопровод противопожарной воды

Подключение противопожарного водопровода предусмотрено в 2-х точках от кольцевых сетей комплекса СЭЗ НИНТ подземно у ограды ПГТЭС с координатами по генеральному плану: 1-я точка - 26А+63.00 и 15В+99.70; 2-я точка - 26А+63.00 и 15В+97.20. Диаметр трубопровода 2х300 мм. Сеть водопровода запроектирована кольцевой. Гарантийный напор в сети – 80÷120 м.

Наружное пожаротушение предусмотрено от пожарных гидрантов, установленных в проектируемых колодцах на сети.

Для защиты стальных трубопроводов от коррозии предусмотрено защитное покрытие весьма усиленного типа, а также катодная электрохимическая защита.

На кольцевых сетях предусмотрены ремонтные участки с установкой отсечной арматуры. Сети уложены на глубину 2,25÷2,50 м.

Протяженность сети противопожарного водопровода (В2) – 1 470,0 м.

Водопровод технической воды

Точка подключения - трубопровод технической воды, прокладываемый у ограды ПГТЭС с координатами по генеральному плану 26А+63.00 и 16В+01.70. Диаметр трубопровода 125 мм. Точка подключения – проектируемый колодец на сети. В колодце подключения предусмотрен расходомер. Сеть водопровода запроектирована тупиковой. Гарантийный напор в сети – 30÷50 м.

Сеть водопровода выполнена из полиэтиленовых напорных труб ПЭ100 SDR 17 по СТ РК ИСО 4427-2004.

Колодцы на сети запроектированы по типовому проекту 901-09-11.84 из сборных железобетонных элементов по серии 3.900.1-14.

Протяженность сети технического водопровода (В3) – 445,0 м.

Водопровод деминерализованной воды

Деминерализованная вода подается из системы трубопровода деминерализованной воды комплекса.

Давление в системе деминерализованной воды комплекса - 65 м.

На проектируемой площадке сеть деминерализованной воды предусмотрена из стальных труб по ГОСТ 10704-91, проложенных по эстакаде с тепловой изоляцией.

Наружная канализация

На проектируемой площадке ПГТЭС-310 МВт предусмотрены следующие системы водоотведения:

хозяйственно-бытовая канализация;

производственно-дождевая канализация;

канализация засоленных стоков;

аварийные маслостоки.

Наружная канализация выполнена согласно техническим условиям, выданным ТОО «Karabatan Utility Solutions» от 4 июня 2015 года № 186-15.

Хозяйственно-бытовая канализация

Точка сброса стоков – напорный трубопровод хоз-бытовой канализации, прокладываемый подземно у ограды ПГТЭС с координатами по генеральному плану 26А+63.00 и 16В+97.8. Для подключения проектируемой сети канализации к существующей сети предусмотрена канализационная насосная станция (КНС). КНС предусмотрена комплектной поставки диаметром 1400 мм и высотой 6000 мм. КНС полностью герметична, предусмотрена вентиляция. В комплектацию КНС входит два погружных насосов (1 рабочий, 1 резервный) производительностью 10 м^3/час и напором 25 м и шкаф управления.

Для учета и контроля стоков предусмотрена установка прибора коммерческого учета расхода стоков, который устанавливается на напорном трубопроводе хозяйственно-бытовой канализации, подающем стоки в одноименные сети комплекса.

Самотечная сеть хозяйственно-бытовой канализации предусмотрена из полиэтиленовых труб по ГОСТ Р 54475-2011. Под автодорогами сети предусмотрены из чугунных труб.

Напорная сеть предусмотрена из напорных непитьевых полиэтиленовых труб по СТ РК ИСО 4427-2004.

На самотечных участках трубопроводов на углах поворота, в местах подключений установлены канализационные колодцы из сборного железобетона.

Протяженность самотечных сетей (К1) – 515,0 м, протяженность напорного трубопровода (К1н) – 10,0 м.

Производственно-дождевая канализация

Точка сброса – напорный трубопровод производственно-дождевой канализации, прокладываемый подземно у ограды ПГТЭС с координатами по генеральному плану 26А+63.00 и 17В+.2.80. Диаметр трубопровода 160 мм. В сеть производственно-дождевой канализации также отводятся замасленные стоки от главного корпуса.

Поверхностный сток с территории собирается в открытую систему в виде железобетонных лотков, расположенных вдоль автомобильных дорог. С пониженных точек лотков стоки по самотечным трубопроводам отводятся в коллектор производственно-дождевой канализации с последующей подачей в насосную станцию производственно-дождевых стоков.

Для учета и контроля стоков предусмотрена установка прибора коммерческого учета расхода стоков, который устанавливается на напорном трубопроводе производственно-дождевой канализации, подающем стоки в одноименные сети комплекса.

Насосная станция – комплектная, заводского изготовления в стеклопластиковом корпусе диаметром 1800 мм и высотой 6000 мм. КНС полностью герметична, предусмотрена вентиляция. В комплектацию КНС входит два погружных насосов (1 рабочий, 1 резервный) производительностью 60 м^3/час и напором 30 м и шкаф управления.

Самотечная сеть производственно-дождевой канализации предусмотрена из полиэтиленовых труб по ГОСТ Р 54475-2011. Под автодорогами сети предусмотрены из чугунных труб.

Напорная сеть предусмотрена из напорных непитьевых полиэтиленовых труб по СТ РК ИСО 4427-2004.

На сети предусмотрены канализационные колодцы из сборного железобетона.

Протяженность самотечных сетей (К3) – 1 130,0 м, протяженность напорного трубопровода (К3н) – 10,0 м.

Канализация засоленных стоков

Точка сброса – напорный трубопровод канализации засоленных стоков, прокладываемый подземно у ограды ПГТЭС с координатами по генеральному плану 26А+63.00 и 15В+94.70. Диаметр трубопровода 90 мм. Засоленные стоки по самотечным сетям поступают в насосную станцию засоленных стоков, откуда насосами перекачиваются в одноименные сети комплекса. Для учета и контроля стоков предусмотрена установка прибора коммерческого учета расхода стоков, который устанавливается на напорном трубопроводе, подающем стоки в одноименные сети комплекса.

Насосная станция – комплектная, заводского изготовления в стеклопластиковом корпусе диаметром 1400 мм и высотой 6000 мм. КНС полностью герметична, предусмотрена вентиляция. В комплектацию КНС входит два погружных насосов (1 рабочий, 1 резервный) производительностью 15 м^3/час и напором 30 м и шкаф управления.

Самотечная сеть производственно-дождевой канализации предусмотрена из полиэтиленовых труб по ГОСТ Р 54475-2011. Под автодорогами сети предусмотрены из чугунных труб.

Напорная сеть предусмотрена из напорных непитьевых полиэтиленовых труб по СТ РК ИСО 4427-2004.

На сети предусмотрены канализационные колодцы из сборного железобетона.

Протяженность самотечных сетей (К7) – 470,0 м, протяженность напорного трубопровода (К7н) – 200,0 м.

Аварийные маслостоки

Канализация аварийных маслостоков предназначена для аварийного отвода масла и воды, применяемой при тушении пожара, и атмосферных вод из трансформаторных ям под трансформаторами в проектируемые баки аварийного слива трансформаторного масла V=56 м^3. Для уменьшения протяженности самотечных сетей и заглубления устанавливаются 2 бака. Один бак расположен у трансформаторов газовых и паровых турбин в районе главного корпуса, второй бак расположен у трансформаторов закрытого распределительного устройства.

От гравийных ям проектируемых трансформаторов аварийные маслостоки по проектируемым самотечным сетям из чугунных труб отводятся в проектируемые подземные баки. Проектируемые сети проложены на глубине 1,45-2,00 м с установкой смотровых колодцев из сборного железобетона диаметром 1,0-1,5 м.

Протяженность сетей аварийных маслостоков (К15) – 190,0 м.

<u>Внутреннее водоснабжение</u>

В зданиях предусмотрена раздельная хозяйственно-питьевая и противопожарная система водоснабжения. Для учета расхода воды на вводе хоз-питьевого водопровода в каждом здании установлен водомерный узел с прибором учета расхода воды.

Сеть хозяйственно-питьевого водопровода запроектирована для подачи воды к санитарным приборам, на приготовление горячей воды, к технологическому оборудованию, фонтанчикам для промывки глаз, аварийным душам.

Магистральные трубы предусмотрены из стальных водогазопроводных оцинкованных труб, подводки к приборам и оборудованию из полипропиленовых труб. Магистральные трубы изолированы трубчатой изоляцией.

Горячее водоснабжение предусмотрено от электроводонагревателей.

Противопожарные мероприятия

Пожаротушение предусмотрено от пожарных кранов, автоматическое спринклерное и дренчерное, газовое и порошковое. Требуемое давление в сети пожаротушения поддерживается пожарными насосами, установленными на насосной станции с циркуляционным и пожарным насосами (выполняется отдельным проектом).

В зданиях предусмотрена закольцованная сеть противопожарного водопровода.

Сеть выполнена из сварных стальных труб по ГОСТ 10704-91.

Во всех зданиях пожаротушение предусмотрено от пожарных кранов. Пожарные краны приняты диаметром 50 и 65 мм, оборудованы пожарными рукавами длиной 20 м. Пожарные краны установлены на высоте 1,35 м над полом и размещены в шкафчиках, имеющих отверстия для проветривания, приспособленных для опломбирования и визуального осмотра без вскрытия. Шкафы ПК оборудованы рычагами ПР-1, предназначенными для открывания кранов.

В зданиях установлены порошковые и углекислотные огнетушители.

Автоматическое пожаротушение предусмотрено в главном корпусе, в здании центрального щита управления, в здании закрытого распределительного устройства, в здании мастерских и складских помещений, в станции подготовки газа, в следующих помещениях:

спринклерная система в кабельных помещениях; в помещении разводки для панели распредустройства СН, в помещении разводки кабеля для элегазового распредустройства;

газовое пожаротушение в помещениях распредустройств, щитовой, в помещении разрядной катушки и источника бесперебойного питания; в телекоммуникационном помещении, компьютерной, ЦПУ, место помещения электроники, релейного и пункта управления, операторские помещения;

дренчерное пожаротушение в зоне установки паровой турбины;

лафетные стволы для турбогенераторных установок;

углекислотное пожаротушение для газовой турбины, для аварийного дизельного генератора и резервуара для дизтоплива;

порошковое пожаротушение в помещении подготовки газа;

охлаждение ГТ повышающего трансформатора.

Автоматическая установка пожаротушения включает в себя насосную установку, подводящие, питающие и распределительные трубы, запорно-пусковое устройство, форсунки водяного распыления.

Предусмотрена спринклерная система тушения мелкодисперсной водой.

Порошковая система тушения состоит из баллонов, заполненных огнетушащим порошком, трубной разводки и системы распылителей, направленных специальным образом. Запуск системы осуществляется от пожарной сигнализации.

Газовая система пожаротушения IG54 использует пожаротушащий инертный газ – инерген. Система пожаротушения состоит из баллонов высокого давления для хранения IG541, пусковых устройств, распределительного трубопровода и насадков-распылителей.

Системы углекислотного пожаротушения состоят из баллонов, содержащих тушащий агент (CO_2). Каждый баллон оснащен контрольной пусковой головкой, которая активируется механическим, либо электрическим способом. После активации тушащий агент разряжается через трубопровод и распылители, расположенные в защищаемой области.

Для открытых установок трансформаторов для предотвращения воспламенения и возможности взрыва маслобаков трансформаторов предусмотрены системы охлаждения, которые представляют собой водораспылительные системы, состоящие из двух контуров (верхнего и нижнего уровня) водораспыления на каждую установку трансформатора.

Система охлаждения включает в себя распределительный трубопровод, запорно-пусковое устройство, форсунки (дренчеры) водяного распыления.

Внутренняя канализация

Хоз-бытовая канализация предусматривает отвод стоков от санитарных приборов в наружную проектируемую сеть канализации. Сеть хоз-бытовой канализации принята из канализационных полиэтиленовых труб по ГОСТ 22689-89 и из чугунных труб по ГОСТ 6942-98.

Сеть производственной канализации (засоленные стоки К7, аварийный сброс масла К16, дренажная канализация К3) предусмотрена для отвода стоков от технологического оборудования, от трапов, собирающих аварийный розлив. Сеть производственной канализации принята из чугунных труб по ГОСТ 6942-98, из стальных электросварных труб по ГОСТ 10704-91.

Отвод стоков в ЗРУ после пожаротушения предусмотрен в приямки с дальнейшим отводом дренажными насосами в лоток у здания.

Отвод дождевых и талых вод с кровли главного корпуса предусмотрен в систему внутреннего водостока с отводом воды в лотки у здания. На зимний период предусмотрен обогрев воронок. Присоединение водосточных воронок к стоякам предусмотрено при помощи компенсационных раструбов. Трубы приняты стальными электросварными по ГОСТ 10704-91.

Для прочистки сетей канализации предусмотрены прочистки и ревизии. Вентиляция канализационной сети предусмотрена через вентиляционные стояки, присоединенные к высшим точкам трубопроводов.

Технические показатели

Расход воды: на хоз-питьеыве нужды – 7,84 м^3/час;
на внутреннее пожаротушение – 143,92 л/сек;
на наружное пожаротушение – 50 л/сек;
на технические нужды – 12,01 м^3/час (летний период);
на технические нужды – 6,26 м^3/час (зимний период).
Объем стоков: хоз-бытовых - 7,84 м^3/час;
производственно-дождевых – 60,0 м^3/час;
засоленных – 11,06 м^3/час.

Электротехнические решения

Главная схема электрических соединений ПГТЭС строится по блочному принципу, блоки «генератор – трансформатор» подключаются к КРУЭ 110 кВ.

Выдача мощности энергоблоков электростанции предусмотрена на шины закрытого распределительного устройства 110 кВ в соответствии с:

указаниями СП РК 4.04-108-2014 и СН РК 4.04-08-2014, предусматривающими для систем внешнего электроснабжения крупных предприятий с потребляемой мощностью от 10 МВА до 150 МВА использовать напряжение 110 кВ;

согласованной «Схемой внешнего электроснабжения СЭЗ НИНТ с учетом присоединения (выдачи мощности) ГТЭС в Атырауской области (участок Карабатан)»;

техническими условиями АО «KEGOC» на присоединение ПГТЭС и потребителей СЭЗ НИНТ к ОРУ-220 кВ ПС 220 кВ Атырау от 31 декабря 2015 года № 24-02-15/8859.

В блоках с генераторами газовых турбин мощностью 50 МВт и в блоках с генераторами паровых турбин мощностью 55 МВт устанавливаются трансформаторы 115/11 кВ мощностью 63 МВА, с устройством регулирования под нагрузкой (РПН), ±8×1,25%.

Для питания собственных нужд устанавливаются два трансформатора питания собственных нужд, мощностью по 45 МВА, напряжением 110/10 кВ, с устройством регулирования под нагрузкой (РПН), ±8×1,25%.

КРУЭ 110 кВ предусмотрено по схеме «две секционированные системы шин». К КРУЭ 110 кВ подключаются:

четыре блока газотурбинных установок мощностью по 50 МВт;

два блока паровых турбин мощностью по 55 МВт;

два трансформатора собственных нужд 110/10 кВ мощностью по 45 МВА;

кабельные линии на ТОО «KPI»;

кабельные линии на ТОО «KLPE»;

кабельные линии на ТОО «Butadiene»;

кабельная линия на ПС 110/35 СЭЗ НИНТ;

кабельные линии на ПС 220/110/10 кВ «СЭЗ НИНТ», связь с энергосистемой.

Питание потребителей собственных нужд электростанции, нагрузки водоочистной станции и азотно-кислородной станции предусмотрено от двух секций распределительного устройства 10 кВ.

Расчетные нагрузки потребителей СЭЗ НИНТ

Таблица 4

Участник СЭЗ НИНТ		Расчетная мощность потребителей электроэнергии, МВт
ТОО «KPI»		66,22
ТОО «KLPE»		114,4
ТОО «Polymer Production»		6,51
ТОО «Butadiene»		34
«KUS» LLP	Собственные нужды ГТЭС	10
	Установка водоподготовки и очистки стоков	8,5
	Установка производства сжатого воздуха и азота	11,5
Управляющая компания СЭЗ НИНТ		6,848
Итого		258

Категория надежности электроснабжения потребителей в соответствии с ПУЭ РК, утвержденным постановлением правительства РК № 1355 от 24 октября 2015 года – I.

Генераторы

Предусмотрены генераторы с воздушным охлаждением со встроенными охладителями «воздух-вода» обмотки статора генераторов, для применения при 50 Гц, спроектированные согласно стандартам IEC. Генераторы имеют четырехполюсную конструкцию, напрямую соединенную с турбиной. Генераторы включают в составе бесщеточную

систему возбуждения с автоматическим цифровым регулятором напряжения и системами вспомогательных устройств (блок уплотнительного масла и водяную систему статора).

Технические характеристики генераторов газовых турбин (ГТГ) и генераторов паровых турбин (ПТГ)

Таблица 5

Общие технические характеристики	ГТГ	ПТГ
Максимально допустимая непрерывная нагрузка	50,6 МВт	56 МВт
Номинальное напряжение на выводах	11 кВ	11 кВ
Количество фаз	3	3
Номинальный ток статора	3050 А	3396 А
Номинальная частота	50 Гц	50 Гц
Номинальный коэффициент мощности	0,80	0,85
Максимально допустимый диапазон изменений		
Номинальное напряжение на выводах	+10 /- 8%	+5 / -5%
Синхронная частота вращения	1500 об/мин	1500 об/мин
Тип покрытия: для использования внутри помещения	IP-54	IP54

КРУЭ 110 кВ

Технические характеристики КРУЭ 110 кВ

Таблица 6

Наименование	Характеристики
Параметры системы:	
Номинальное напряжение	110 кВ
Номинальное (расчетное) напряжение	145 кВ
Частота	50 Гц
Нейтраль	глухозаземленная
Коэффициент тока короткого замыкания	40 кА, ср. квадр. значение, 1 сек
Пиковое значение допустимого тока	100 кА
Уровень наружной изоляции (базисный уровень изоляции)	650 кВ
Выключатели элегазовые:	
Номинальный ток	3150 А, 2000А, 1250А
Номинальное напряжение	145 кВ
Трансформаторы тока:	3000-2000-1000/1А, 2000-1000/1А, 800-400/1А
Класс точности	0,2CL 5P20
Трансформаторы напряжения:	110/√3кВ-110/√3V-110V/√3V
Класс точности	0,2 3P
Разрядники без искрового промежутка для защиты от перенапряжения:	
Номинальное напряжение	58 кВ
Номинальный ток	10 кА

Схема собственных нужд

Схема собственных нужд электростанции состоит из распределительных устройств РУСН 10 кВ, распределительных устройств 690 В, распределительных устройств 400 В и щитов управления электродвигателем 400 В и распределительных щитов.

Для питания собственных нужд устанавливаются два трансформатора питания собственных нужд, мощностью по 45 МВА, напряжением 110/10 кВ.

Питание потребителей собственных нужд электростанции предусмотрено от двух секций распределительного устройства 10 кВ, включенных по схеме «неявного» резерва.

Трансформаторы собственных нужд низкого напряжения 10/0,72 кВ и 10/0,42 кВ подсоединены к РУСН 10 кВ для подачи питания на распределительное устройство низкого напряжения собственных нужд станции.

На случай отключения электропитания аварийный дизельный генератор (АДГ) мощностью 1350 кВА подключен к основной шине распределительного устройства 400 В для поддержания потребителей первоочередной нагрузки.

Устройства постоянного тока

Система постоянного тока предоставляет источник электропитания 110 В постоянного тока для управления, индикации, защиты, оповещения, приводов постоянного тока и т.д. Система постоянного тока будет состоять из 2х50% аккумуляторных батарей, 2х100% зарядных устройств и распределительных щитов. Без работающего зарядного устройства аккумуляторы систем постоянного тока будут обеспечивать питание в течение 1 часа.

Источники бесперебойного питания

Источник бесперебойного питания (ИБП) предусмотрен для подачи напряжения 230 В переменного тока на нагрузки КИПиА. Система ИБП будет состоять из 2х50% аккумуляторных батарей, 2х100% инверторов/зарядных устройств, статической байпасной системы. Аккумуляторы кислотно-свинцового типа имеют емкость для 30 минут времени работы от батареи для соответствующих нагрузок.

Центральный щит управления

Центральный щит управления (ЦЩУ) расположен в здании центрального щита управления. Проектом предусмотрена эксплуатация электростанции в нормальных и аварийных режимах с ЦЩУ посредством РСУ.

РСУ обеспечивает следующие функции:

управление ГТГ «GTG-1», «GTG-2», «GTG-3», «GTG-4»;

управление ПТГ «STG-1», «STG-2»;

управление ТСН «SDT-1», «SDT-2»;

контроль состояния генератора;

мониторинг вращающего резерва;

распределение нагрузки;

сброс нагрузки;

управление элементами КРУЭ 110 кВ;

управление элементами РУ 10 кВ;

управление элементами РУ 0,69 кВ;

управление элементами РУ 0,4 кВ;

регистрация сигнализации и событий;

регистрация и анализ архивных данных.

На ЦЩУ предусматривается синхронизация для выключателей 110 кВ через общую панель синхронизации, расположенную в помещении релейного щита 110 кВ. Последовательность автоматической синхронизации исходит из системы РСУ.

Местные щиты управления ГТГ и ПТГ

Отдельная автономная система управления предусмотрена для управления газотурбинным генератором (ГТГ) и паротурбинным генератором (ПТГ).

Проектом предусмотрена возможность управления газо-/паротурбинным генератором и системой собственных нужд генератора с ЦЩУ посредством РСУ и щита управления ГТГ/ПТГ. Связь РСУ станции и системы управления ГТГ/ПТГ осуществляется по каналам цифровой связи стандартным протоколом.

Распределительные устройства СН и НН

Система распределения СН (среднего напряжения) будет обеспечивать электропитание двигателей собственных нужд 10 кВ электростанции и нагрузки водоочистной станции и азотно-кислородной станции. Также она будет подавать питание на трансформаторы собственных нужд низкого напряжения 10/0,72 кВ и 10/0,42 кВ. Трансформаторы собственных нужд низкого напряжения соединяют распределительное устройство среднего напряжения с распределительными устройствами 690 В и 400 В (низкого напряжения - НН).

Управление присоединениями распределительного устройства СН и НН предусмотрено с РСУ станции. В РУ СН и НН проектом предусмотрена система контроля распределительного устройства (СКРУ). Система СКРУ предназначена для записи измерений, контроля сигналов каждого присоединения распределительных устройств. Система СКРУ поддерживает связь с микропроцессорными терминалами через протокол IEC 61850 и поддерживает связь с РСУ через сервер OPC.

Релейный щит 110 кВ

Релейный щит 110 кВ расположен в здании закрытого распределительного устройства (ЗРУ). В релейном щите 110 кВ размещена аппаратура защиты и автоматики присоединений КРУЭ 110 кВ. Для КРУЭ 110 кВ предусмотрена автономная, автоматизированная система управления (SCADA). Поскольку система РСУ является основной для всей электростанции, данная система управления связана с РСУ через цифровые каналы связи по протоколу IEC 61850.

Релейная защита

Релейная защита предусмотрена в соответствии с требованиями «Правил устройства электроустановок», «Руководящих указаний по релейной защите» и «Схемы внешнего электроснабжения СЭЗ НИНТ с учетом присоединения (выдачи мощности) ГТЭС в Атырауской области (участок Карабатан)» АО «КИНГ» № СЭЗНИНТ-16-01-СВМ-т1 2015 г.

Релейная защита предусмотрена на микропроцессорных устройствах в виде двух взаиморезервируемых автономных систем защит («Основная» и «Резервная» защиты).

Размещение релейной аппаратуры защиты и автоматики предусматривается:

для блоков генератор-трансформатора ГТГ - в здании ЗРУ: помещении релейного щита 110 кВ; помещении защит и измерений;

для блоков генератор-трансформатора ПТГ - в здании ЗРУ: помещении релейного щита 110 кВ; помещении защит и измерений;

для трансформаторов собственных нужд «SDT-1», «SDT-2» - в здании ЗРУ, помещении защит и измерений;

для присоединений 110 кВ - в здании ЗРУ, помещении релейного щита 110 кВ;

для элементов питания собственных нужд 10 кВ, 690 В и 400 В - в шкафах РУ-10 кВ, РУ-690 В и РУ-400 В и местных щитах управления.

Управление, автоматика, сигнализация и измерение

Организация управления, автоматизации и сигнализации электротехническим оборудованием ПГТЭС принята в соответствии с «Нормами технологического проектирования тепловых электрических станций». В соответствии с требованиями «Правил устройства электроустановок», других действующих нормативных материалов проектом предусмотрены следующие виды автоматизации:

а) для элементов схемы ПГТЭС «Карабатан»:

автоматическое регулирование напряжения генератора;

автоматическая синхронизация генератора;

автоматическое гашение поля ротора генератора;

автоматическое регулирование частоты генератора;

автоматическое регулирование напряжения на шинах 10 кВ собственных нужд;

автоматический ввод резервного питания секций 10 кВ, 690 В, 400 В собственных нужд;

автоматическое регулирование напряжения на шинах 220 В, 110 В щита оперативного постоянного тока;

автоматическое переключение аварийного освещения;

автоматическое включение наружного освещения;

автоматическое включение систем пожаротушения;

б) для системных элементов:

автоматическое повторное включение выключателей линий 110 кВ;

автоматическая частотная разгрузка;

автоматическое отключение генераторов.

Цепи управления, автоматики и защиты выполняются на постоянном оперативном токе.

Автоматизированная система коммерческого учета электроэнергии

Автоматизированная система коммерческого учета электроэнергии (АСКУЭ) создается с целью организации автоматизированного измерения параметров выработки, потребления и распределения электроэнергии, повышения точности измерений электроэнергии для электростанции.

В проекте предусмотрена установка точек коммерческого учета в соответствии с ПУЭ РК, утвержденным постановлением Правительства РК от 24 октября 2015 г. № 1355 и другими нормативными документами РК на следующих присоединениях:

генераторах «GTG-1», «GTG-2», «GTG-3», «GTG-4», «STG-1», «STG-2»;

на стороне 110 кВ трансформаторов собственных нужд «SDT-1», «SDT-2»;

линиях электропередач 110 кВ;

на линиях 10 кВ, питающих сторонних потребителей.

Предусмотренные проектом трансформаторы тока и напряжения имеют необходимый класс точности и выбраны в соответствии с требованиями Электросетевыми правилами РК. В качестве коммерческих счетчиков применены микропроцессорные счетчики, измеряющие активную и реактивную электроэнергию.

Распределительные устройства и щиты управления электродвигателями

Электрооборудование на втором этаже здания центрального щита управления:

распределительные устройства низкого напряжения и щиты управления электродвигателями;

сухие трансформаторы низкого напряжения, 10 кВ/0,72 кВ и 10 кВ/0,42 кВ;

система питания постоянного тока и ИБП;

аккумуляторные блоки;

зарядные устройства и инверторы аккумулятора.

Электрооборудование на втором этаже здания закрытого распределительного устройства:

распределительное устройство среднего напряжения;

распределительное устройство низкого напряжения и щит управления электродвигателями;

сухой трансформатор низкого напряжения, 10 кВ/0,4 кВ;

система питания постоянного тока и ИБП;

аккумуляторные блоки;

зарядные устройства и инверторы аккумулятора.

Щит управления электродвигателями низкого напряжения размещен на третьем этаже здания главного корпуса.

Кабельное хозяйство

Кабели 110 кВ предусмотрены для прокладки между повышающими трансформаторами генератора и закрытым распределительным устройством 110 кВ Карабатан. Также они используются между понижающими трансформаторами и закрытым распределительным устройством 110 кВ Карабатан, КЛ-110 кВ на ПС 220/110/10 кВ «СЭЗ НИНТ» и на ПС 110/35 кВ «СЭЗ НИНТ».

Спецификация кабеля 110 кВ:

проводник (жила): мягкая медь (МЭК 60228);

экран по жиле кабеля: полупроводниковый;

изоляция: из сшитого полиэтилена;

изоляция экрана: полупроводниковый тип;

влагопоглощающий слой;

металлический экран: гофрированная алюминиевая оболочка. (Кольцевой тип) или медная проволока;

антикоррозионный слой (битумный компаунд): применяется в случае экрана из гофрированной алюминиевой оболочки;

армирование: применяется в случае медного экрана;

внешняя оболочка: ПЭ (МЭК 60332-3-часть А).

Кабели 11 кВ предусмотрены к прокладке между газотурбинными / паротурбинными генераторами и повышающими трансформаторами генератора.

Спецификация кабеля 11 кВ:

провод: многожильный медный провод круглого сечения/профилированный (минимальный размер согласно расчету размера кабелей);

экран по жиле: полупроводниковый экран по жиле из теплопроводного материала;

изоляция: изолированный сшитый полиэтилен (ПЭ-С);

экран по изоляции: полупроводниковая изоляция из термопластичного материала (снимается вручную без предварительной обработки, т.е. не требуется нагрев);

металлический экран: медный плоский проводник (в случае 3-жильного кабеля жилы должны быть экранированы отдельно).

броня: броня из стальной проволоки;

общая оболочка: огнеупорный ПВХ пластикат (IEC 60332-3-21, Кат. А).

Силовые кабели 0,6/1 (1,2) кВ класса (U0/U(Um)) в системах переменного и постоянного тока 690 В и 400/230 В приняты в соответствии со следующими требованиями:

провод: многожильный медный круглого сечения (минимальный размер 2,5 мм^2);

изоляция: изолированный сшитый полиэтилен (ПЭ-С);

броня: без брони;

общая оболочка: огнеупорный ПВХ пластикат (IEC 60332-3-21, Кат. А).

Огнеупорные силовые кабели 0,6/1 (1,2) кВ класса (U0/U(Um)) в системах переменного и постоянного тока 690 В и 400/230 В приняты в соответствии со следующими требованиями:

провод: многожильный медный провод круглого сечения (минимальный размер 2,5 мм^2);

противопожарная преграда: изоляционная лента;

изоляция: изолированный сшитый полиэтилен (ПЭ-С);

броня: без брони;

общая оболочка: огнеупорный ПВХ пластикат (IEC 60332-3-21, Кат. А).

Контрольные кабели 0,6/1 (1,2) кВ класса (U0/U(Um)) соответствуют следующим требованиям:

провод: многожильный медный провод круглого сечения (минимальный размер 1,5 мм^2);

изоляция: ПВХ пластикат;

броня: без брони;

общая оболочка: огнеупорный ПВХ пластикат (IEC 60332-3-24, Кат. С).

Электроосвещение

Освещение помещений

Освещение и слаботочная система предусмотрены для всех помещении электростанции и включают в себя следующее:

Таблица 7

Система освещения	Рабочее напряжение, источники питания
Сеть нормального освещения	400/230 В переменного тока (трехфазная, нейтраль, заземление), 50 Гц, распределительный щит нормального освещения
Система основного освещения	400/230 В переменного тока (трехфазная, нейтраль, заземление), 50 Гц, распределительный щит основного освещения, запитанный от аварийного газового генератора
Аварийная система освещения	400/230 В переменного тока (трехфазная, нейтраль, заземление), 50 Гц, распределительный щит аварийного освещения, запитанный от щита ИБП
Освещение для указания выходов из помещения	230 В переменного тока (однофазная, нейтраль, заземление), 50 Гц, автономные блоки аккумуляторных батарей (1 час работы), распределительный щит нормального освещения
Система освещения для штормовых предупреждений	400/230 В переменного тока (трехфазная, нейтраль, заземление), 50 Гц, основное распределительное устройство / ЩУЭ
Бытовые сетевые розетки	230 В переменного тока (однофазная, нейтраль, заземление), 3 контакта разъема, 50Гц, распределительный щит нормального освещения
Промышленные силовые розетки	400 В 63 А (трехфазная, нейтраль, заземление), 5 контактов разъема, 50 Гц, ЩУЭ соответствующего участка

Наружное освещение

Осветительные приборы наружного освещения предусмотрены с применением натриевых ламп, установленных на стену/колонну/столб.

Управление освещением - при помощи фоточувствительного/синхронного таймера.

Авиасигнальные огни

Авиасигнальные огни предусмотрены для установки на всех конструкциях 45 метров и выше в соответствии с Приложением 14 Издания ICAO и местным стандартам. Лампы, используемые для авиасигнальных огней, - с длительным сроком службы (минимум 20000 часов).

Системы заземления и молниезащиты

Система заземления предусмотрена с максимальным значением сопротивления заземления менее 0,5 Ом. Основной контур заземления - из неизолированных медных проводников 120 мм^2, на минимальной глубине 0,5 м ниже уровня земли. Эта система предусмотрена равномерно по всей электростанции с размером сетки 30х30 м.

Все электрооборудование, такое как электродвигатели, трансформаторы, распределительные устройства, щиты управления, реле и щиты промежуточного реле, все другое вспомогательное электрооборудование, а также все металлические части строительных конструкций или механическое оборудование, которое может подвергнуться токам короткого замыкания на землю, должны быть подсоединены к основному контуру заземления посредством выводов заземления или напрямую. В целях безопасности и надежности все оборудование будет подсоединено к системе заземления.

Заземление РСУ, щита управления турбины должно соответствовать рекомендациям производителя.

Системы молниезащиты будут в целом состоять из горизонтальной/вертикальной молниезащитной сети, вертикальных молниеотводов и заземленных электродов. Молниеприемная сеть, выполненная из подсоединенных медных проводников, должна быть предусмотрена на крыше для всех зданий. Минимальное сечение проводников принято 70 мм^2.

Технические показатели

Таблица 8

Наименование	Ед. изм.	Кол-во
Генератор газовых турбин (ГТГ) мощностью 50,6 МВт, 11 кВ, 3050 А, 50 Гц	комплект	4
Генератор паровых турбин (ПТГ) мощностью 56 МВт, 11 кВ, 3396 А, 50 Гц	комплект	2
Трансформатор 115/11 кВ мощностью 63 МВА, с РПН ±8×1,25% в составе блоков «генератор-трансформатор» с ГТГ и ПТГ	комплект	6
Трансформатор собственных нужд 110/10 кВ мощностью 45 МВА, с РПН ±8×1,25%	комплект	2
Комплектное распределительное устройство КРУЭ 110 кВ	комплект	1
Аварийный дизель генератор 400 В, 3-фазный, 50 Гц, 1350 кВА, 1500 об/мин	комплект	1

Слаботочные устройства, связь, сигнализация

Проектом в соответствии с заданием на проектирование предусмотрены следующие системы:

система телефонной связи и ЛВС (локальная вычислительная сеть), включая систему внутренней и экстренной связи;

система громкоговорящей связи, включая систему общей аварийной сигнализации;

система контроля доступа;

система охранного видеонаблюдения;

система радиосвязи;

система часофикации (единого времени);

система автоматической пожарной сигнализации и оповещения о пожаре.

Система телефонной связи

Система телефонной связи, основанная на использовании IP-протокола передачи данных, включая внутреннюю и экстренную связь, предусмотрена на всех объектах ПГТЭС. УАТС (учрежденческая автоматическая телефонная станция) подключается к коммутируемой телефонной сети общего пользования (КТСОП) в соответствии с интерфейсным протоколом по потоку Е1, определённому на основании технических условий местного поставщика телекоммуникационных услуг – Западного филиала АО «KazTransCom» от 27 мая 2015 года № 21/418

УАТС снабжена интерфейсами соединения с системой громкоговорящей связи (ГГС) и с системой радиовещания. Для управления и контроля УАТС предусмотрен персональный компьютер (ПК) с лазерным принтером А4 для протоколирования параметров работы.

Основной коммутатор системы ЛВС служит для распределения по передаче услуг телефонии и вычислительной сети посредством основной кросс-панели и оптоволоконных кабелей к расположенным удалённо вспомогательным коммутаторам в зданиях главного корпуса, закрытого распределительного устройства, мастерских, складских помещений и проходной.

Между помещением центрального щита управления и помещением местного щита управления, расположенном в здании ЗРУ, предусмотрена прямая линия экстренной связи через основную телефонную систему электростанции.

Для прокладки оптоволоконного кабеля от поставщика телекоммуникационных услуг предусмотрена одноотверсная кабельная канализация от телекоммуникационного помещения в здании ЦЩУ, с прокладкой в грунте полиэтиленовой трубы (ПЭТ) Ø100 мм по территории ГТЭС с выпуском трубы за пределы ограды на расстояние в 2 м в соответствии с вертикальной координатой по генеральному плану 15В+75.90.

Волоконно-оптического кабель типа КС-ОКЛ-12 и его прокладка от телекоммуникационного помещения до ближайшего колодца за границей ограды ГТЭС входит в объём выполнения по отдельному проекту.

Система громкоговорящей связи

Система громкоговорящей связи обеспечивает широковещание и оповещение определенной зоны или рабочей области в режиме реального времени с рабочего места оператора, располагающегося в помещении центрального щита управления.

Система предназначена для распространения голосовых указаний и уведомлений через сеть громкоговорителей, расположенных на всех объектах, на которых постоянно присутствует персонал, и в местах возможного пребывания людей.

Для осуществления передачи сообщений по громкоговорящей связи с телефонного аппарата система взаимодействует с УАТС, т.е. оператор может сделать голосовое объявление через телефонные аппараты, установленные на территории электростанции.

Размещение громкоговорителей в зонах, предназначенных для предупреждения об опасности, предусматривает, по меньшей мере, дополнительные 6 дБ громкости звука свыше расчетного уровня фонового шума по всей территории объекта.

Система контроля доступа

Система контроля доступа обеспечивает контроль и предоставление доступа к проезду через ворота площадки, а также доступ к проходу через турникеты с помощью использования считывателей информации с карточек, предусматривает возможность отслеживания статуса и подачи сигнала тревоги. На турникетах с электронным управлени-

ем устанавливаются бесконтактные считыватели электронных идентификаторов (карточек). Все турникеты оснащены блокирующими/открывающими механизмами с электронным управлением. Система базы данных отслеживает и сверяет с разрешительной базой данных пропускаемый через турникет персонал. Система базы данных в течении 30-ти дней сохраняет информацию о предоставленном доступе.

Система охранного видеонаблюдения

Охранное видеонаблюдение или замкнутая система телевидения (ЗСТ) устанавливается по периметру ограждения ПГТЭС. ЗСТ предназначена для наблюдения за территорией в непосредственной близости от периметрального ограждения и главного въезда на территорию электростанции.

В основном шкафу системы ЗСТ, расположенном в помещении в здании ЦЩУ, обрабатываются изображения с каждой камеры, и в то же самое время цифровая записывающая система записывает данные изображения. Шкаф системы ЗСТ также выводит изображение с камер на специализированный видеомонитор. Емкость памяти цифровой записывающей системы рассчитана на хранение данных в течение 1 месяца с определёнными временными интервалами.

Система радиосвязи

Система радиовещания состоит из следующих элементов:

шкаф системы радиовещания, 19-тидюймового типа, расположенный в телекоммуникационном помещении здания ЦЩУ;

оборудование системы радиовещания, установленное на антенной мачте;

питающий кабель антенны: тип 10D-FB с защитой от бросков напряжения;

интерфейс соединения с системой IP-УАТС;

12 портативных радиостанций;

диспетчерская консоль (800x1000x800) и кресло с установленными на ней:

станцией радиовещания;

многозарядным устройством на 12 переносных радиостанций;

внутренним ретранслятором с усилителем.

Система часофикации

Система часофикации или система единого времени предусматривается для системы РСУ и прочих распределенных контрольно-измерительных систем с целью синхронизации получения и записи данных, аварийных сигналов и сигналов отключения и т.д. Основной тактовый генератор электростанции будет сверяться с соответствующим сигналом точного времени (например, сигналом глобальной системы позиционирования). Система способна контролировать время объединенной энергосистемы и отображать его оператору в помещении центрального щита управления.

Система автоматической пожарной сигнализации и оповещения о пожаре

Объекты проектирования:

главный корпус;

здание центрального щита управления;

закрытое распределительное устройство;

насосная станция перекачки конденсата;

здание мастерских и складских помещений;

здание проходной;

станция подготовки газа;

открытая установка трансформаторов;

отопительная бойлерная.

Диспетчерский пункт системы пожарной сигнализации на объекте устраивается в помещении ЦЩУ, в здании центрального щита управления.

В качестве центрального модуля системы на объекте применен Minimax FMZ5000 – прибор приемно-контрольный и управления, пожарный (ППКУП).

Пульт контроля и управления (ПКУ) "FMZ 5000" предназначен для работы в составе системы пожарной сигнализации и управления пожаротушением для контроля состояния и сбора информации с приборов, индикации тревог, управления постановкой на охрану, снятием с охраны и управления пожарной автоматикой. Главный пульт (Main Fire Alarm Control Panel) FMZ 5000 устанавливается в помещении операторской.

Местная адресная панель сигнализации (Local Fire Alarm Control Panel) "FMZ 5000" предназначена для контроля объектов от пожаров путем контроля состояния адресных зон, которые могут быть представлены адресными пожарными извещателями. Данные панели устанавливаются в зданиях ЗРУ и мастерских и складских помещений в шкафах ШПС.

Панель контроля и управления тушением Local Fire Suppression System Panel "FMZ 5000" предназначена для контроля и управления системами пожаротушения по нескольким направлениям путем контроля состояния адресных зон.

Извещатель пожарный дымовой адресный 55000-620 АРО/53546-021 АРО предназначен для обнаружения дыма в охраняемых помещениях и передачи сигнала о пожаре приемно-контрольным приборам (ПКП) и рассчитан на круглосуточную работу.

Извещатель пожарный тепловой адресный 55000-401 АРО/55000-282 АРО предназначен для обнаружения повышения температуры в охраняемых помещениях и передачи сигнала о пожаре приемно-контрольным приборам (ПКП) и рассчитан на круглосуточную работу.

Извещатель пожарный ручной адресный 55100-905 АРО предназначен для ручного включения ПС. Извещатели ручные устанавливаются на стенах на путях эвакуации из здания.

Извещатель пожарный пламени 55000-020 АРО/ 55000-282 АРО предназначен для обнаружения открытого пламени в охраняемых помещениях/зонах и передачи сигнала о пожаре приемно-контрольным приборам (ПКП) и рассчитан на круглосуточную работу.

Извещатель пожарный ручной аналоговый BG2/BG3 предназначен для ручного включения ПС. Извещатели ручные устанавливаются на стенах на путях эвакуации из здания перед помещениями с пожаротушением.

Для контроля состояния дверей в помещениях с пожаротушением применен датчик магнитно-контактный тип ИО 102-20/М.

Для приема сигналов от неадресных извещателей применены аналого-адресные модули входа (Input Module) 53832-843 АРО.

Для управления исполнительными устройствами применены аналого-адресные модули выхода (Output Module) 53832-852 АРО и релейные модули (Relay Output Module) 53832-847 АРО.

Контроллер системы обнаружения газов (Gas Controller) 005478-018 предназначен для сбора информации от детекторов загазованности и передачи её на общий пульт сигнализации объекта.

Детекторы горючих газов (Combustible Gas Detector) 006824-904 устанавливаются на площадке станции подготовки газа.

Детекторы водорода (H2 Gas Detector) 007168-001 устанавливаются в помещении аккумуляторных.

Детекторы кислорода (O2 Gas Detector) 005723-001 устанавливаются в помещении с баллонами систем пожаротушения.

Между зданиями и строениями, не имеющими между собой галерейного сообщения, прокладка сигнальных кабелей производится в грунт. Укладка кабеля в траншею должна осуществляться на глубину не менее 0,7 м. В целях предохранения сигнальных линий от механических повреждений, кабель затягивается в металлическую либо пластиковую трубу. При прокладке кабелей между защищаемыми объектами и главным корпусом, предусмотрено использовать вновь строящуюся кабельную канализацию системы связи. В качестве магистрального кабеля использован кабель типа «витая пара» внешней прокладки SFTP cat5e 4x2x0,8. Шлейфы пожарной сигнализации внутри зданий предусмотрено выполнить кабелем КСРЭВнг(А)-FRLS 4x0,50 под потолком.

Для оповещения персонала о возгорании, около эвакуационных выходов устанавливаются светозвуковые приборы оповещения – сирена-строб тип 55000-006 APO/DB3+XB11.

Перед эвакуационными выходами устанавливаются световые указатели направления аварийного выхода «ВЫХОД».

Перед выходами помещений, защищаемых системами тушения, устанавливаются световые указатели «УХОДИ/НЕ ВХОДИ/АВТОМАТИКА ОТКЛЮЧЕНА».

Контрольные приборы установок пожарной сигнализации предусмотрено обеспечить электропитанием по 1-ой категории надежности.

Автоматизированная система мониторинга зданий и сооружений

Согласно СНиП РК 3.02-05-2010 «Автоматизированная система мониторинга зданий и сооружений» контролируемыми параметрами будут являться:

временная стабильность геометрических размеров сооружений;

величина абсолютных и относительных деформаций и осадок фундаментных оснований под весом строительных конструкций и устанавливаемого оборудования.

Данные параметры на объекте контролируются с применением датчиков (инклинометры, акселерометры) и оборудования с программным обеспечением: базовой станции (центральный блок), повторителей, сетевого коммутатора, ИБП.

Тип системы разработанной автоматизированной системы мониторинга – стационарная, датчики, применяемые в проекте - проводные.

Проектом предусмотрено создание, в помещении главного щита управления в ЦЩУ, АРМ оператора автоматизированной системы мониторинга, куда будет поступать информация о результатах мониторинга от сенсоров и измерительных узлов.

6.3 Инженерно-технические мероприятия по предупреждению чрезвычайных и взрывопожароопасных ситуаций

В основу предлагаемых противопожарных мероприятий положены принципы, изложенные в ГОСТ 12.1.004-91 «Пожарная безопасность». Общие требования», в соответствии с которыми пожарная безопасность объекта на стадии проектирования должна обеспечиваться: системой предотвращения пожара; системой противопожарной защиты; организационно-техническими мероприятиями.

Пожарная безопасность на объекте представляет собой комплекс инженерно-технических и объемно-планировочных решений, направленных на выполнение следующих условий:

обеспечение пожарной безопасности людей и материальных ценностей;

предотвращение воздействия опасных факторов пожара;

предотвращение вторичных появлений факторов пожара.

Защита персонала и территории от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера предусмотрена:

размещением проектируемых зданий и сооружений на безопасном расстоянии в соответствии с нормативными противопожарными разрывами;

конструктивными решениями зданий и сооружений (защита от коррозии, специальные покрытия, надежные конструкции фундаментов, использование блочно-комплектных устройств и т.д.);

комплексом мероприятий по взрывопожарной и пожарной безопасности;

организацией оповещения персонала об угрозе возникновения или возникших аварийных и стихийных бедствиях.

Размещение зданий и сооружений на схеме генерального плана произведено в соответствии с требованиями нормативных документов, с соблюдением противопожарных разрывов, что обеспечивает пожарную безопасность проектируемого объекта.

Чрезвычайными дополнительными ситуациями могут быть ситуации, связанные с техногенными и природными ситуациями, сверхкритическими параметрами, не предусмотренными нормативными документами, а также действиями террористического характера.

В проекте предусмотрены конструктивные, объемно-планировочные и инженерно-технические решения, обеспечивающие в случае чрезвычайной ситуации, в том числе пожара возможность эвакуации людей, независимо от их возраста и физического состояния, наружу на прилегающую к зданию территорию до наступления угрозы их жизни и здоровью вследствие опасных факторов по ЧС (пожара).

На объекте предусмотрены инженерно-технические мероприятия гражданской обороны, которые охватывают мероприятия, направленные на предупреждение чрезвычайных ситуаций и уменьшения риска их возникновения, обеспечение защиты населения и территории от чрезвычайных ситуаций техногенного и природного характера, а также от опасностей, возникающих при ведении военных действий, диверсий или террористических актов. Объект некатегорированный в области гражданской обороны

6.4 Охрана окружающей среды

Раздел проекта «Оценка воздействия на окружающую среду (ОВОС)» к проекту, разработанный АО «Институт «КазНИПИЭнергопром» (лицензия № 0128Р от 5 февраля 2009 года, выданная МООС РК), рассмотрен и согласован:

Управление природных ресурсов и регулирования природопользования Атырауской области - заключение государственной экологической экспертизы от 22 февраля 2016 года №KZ92VDC00046333;

РГУ «Департамент по защите прав потребителей Атырауской области Комитета по защите прав потребителей МНЭ РК» - санитарно-эпидемиологическое заключение от 22 февраля 2016 года №Е11-0011/16.

6.5 Организация строительства

Расчет продолжительности строительства и расчет задела по годам выполнен согласно СНиП РК 1.04.03-2008 «Нормы продолжительности строительства и задела в строительстве предприятий, зданий и сооружений» и составляет 37 месяцев, в том числе подготовительный период 5,5 месяца.

Распределение инвестиций по годам строительства: 2016 год - 12%, 2017 год - 33%, 2018 год – 47%, 2019 год - 8%. Начало строительства планируется с 1 июня 2016 года согласно письму заказчика от 11 января 2016 года № 06-16.

6.6 Сметная документация

Сметная документация разработана в соответствии со СН РК 1.02-03-2011 «Порядок разработки, согласования, утверждения и состав проектной документации на строительство» и СН РК 8.02-02-2002 «Порядок определения сметной стоимости строительства в Республики Казахстан» с изменениями и дополнениями, на основании сборников сметных норм и расценок и принятых проектных решений.

Сметная документация составлена с использованием программного комплекса АВС-4 по выпуску сметной документации в ценах 2001 года.

Сметная стоимость строительства в сметной документации определена базисно-индексным методом, который основан на использовании текущих индексов по отношению к стоимости, определенной в базисном уровне цен 2001 года и согласно пунктам 2.1 и 5.1 СН РК 8.02-02-2002 служит ориентиром (в качестве максимальной цены) при осуществлении закупа подрядных строительных услуг заказчиком.

При составлении смет использованы:

сборники сметных цен на строительные материалы, изделия и конструкции (СН РК 8.02-04-2002), с учетом изменений и дополнений выпуски 1-23;

сборники сметных норм и расценок на строительные работы (СН РК 8.02-05-2002), с учетом изменений и дополнений выпуски 1-16;

сборники расценок на монтаж оборудования (СН РК 8.02-06-2002), с учетом изменений и дополнений выпуски 1-10;

сборники сметных норм затрат на оборудование и инвентарь (СН Р К 8.02-13-2004);

сборник сметных норм и расценок на эксплуатацию строительных машин (СН РК 8.02-03-2002) с учетом изменений и дополнений выпуски 1-16;

сборник сметных цен на перевозку грузов для строительства (СН РК 8.02-04-2002);

ведомости оборудования, материалов, изделий с приложенным основным и альтернативным вариантом прайс-листов и ценовых предложений, наименования которых с соответствующими техническими характеристиками отсутствуют в действующей нормативной базе, утвержденной заказчиком ТОО «Karabatan Utility Solutions» от 25 апреля 2016 года согласно пункту 9.3.14 СН РК 1.02-03-2011, пунктам 4.3.5 и 4.3.8 СН РК 8.02-02-2002.

В сметной стоимости строительства учтены дополнительные затраты:

накладные расходы на строительные, монтажные и специальные строительные работы по приложению № 1 к СН РК 8.02-02-2002 «Порядок определения сметной стоимости строительства в Республике Казахстан»;

ненормируемые и непредвиденные затраты в размере 6% (СН РК 8.02-02-2002);

средства на временные здания и сооружения (СН РК 8.02-09-2002);

дополнительные затраты на производство строительно-монтажных работ в зимнее время по НДЗ-2001 (СН РК 8.02-07-2002);

затраты на дополнительные отпуска и выслугу лет (СН РК 8.02-02-2002).

Переход к текущей и прогнозной сметной стоимости строительства от базовых цен 2001 года выполнен через индекс изменения месячного расчетного показателя, установленного согласно Прогнозу социально-экономического развития Республики Казахстан на 2015-2019 годы с учетом изменений от 17 ноября 2015 года, протокол № 47.

Налоги, сборы и обязательные платежи начислены согласно действующему законодательству в размере 2%.

Налог на добавленную стоимость принят в размере, установленном законодательством Республики Казахстан на период, соответствующий периоду строительства, от

сметной стоимости строительства в текущих ценах с учетом налогов, сборов и обязательных платежей.

6.7 Финансово-экономический раздел

Финансово-экономический анализ в разделе «Эффективность инвестиций» выполнен в соответствии с СН РК 1.02-03-2011 «Порядок разработки, согласования, утверждения и состав проектной документации на строительство» на основании технических и стоимостных исходных данных, полученных при разработке соответствующих разделов проекта.

Основные подходы и допущения

расчеты эффективности инвестиций проекта выполнены в прогнозных ценах (с учетом инфляции 6%) в национальной валюте (тенге);

коммерческая эксплуатация (начало сбыта продукции) рассматривается с июля 2019 года;

расчетный срок рассмотрения проекта составляет 25 лет;

в базовом сценарии расчетов принято предположение о 100% реализации отпускаемой продукции;

ставка дисконтирования принята равной требуемой доходности компаний, входящих в состав АО «Самрук Казына» - 12,02%;

в связи с высокой значимостью проекта по обеспечению СЭЗ «НИНТ» электроэнергией и технологическим паром проект финансируется за счет привлечения государственных субсидий.

Экономическая эффективность проекта (FCFF) характеризуется следующими показателями:

внутренняя норма доходности проекта (IRR) – 12,04%;

чистый дисконтированный доход (NPV) при ставке дисконтирования - 12,02% составляет 266 млн. тенге;

простой срок окупаемости – 12,7 лет;

дисконтированный срок окупаемости – 28,9 лет.

Определен уровень прогнозного тарифа на производство электроэнергии при условии достижения требуемой доходности – 12,02% на уровне – 9,7 тенге/кВтч (без НДС в ценах 2015 года).

Определены показатели бюджетной эффективности проекта:

внутренняя норма доходности (IRRб) – 7,8% (номинальная, с учетом инфляции);

чистый дисконтированный доход (NPVб) – 48 829 млн. тенге (при ставке дисконтирования 5,5%).

Определены основные факторы риска для проекта:

снижение объема реализации электроэнергии;

значительное повышение стоимости газа.

7. ЭКСПЕРТНАЯ ОЦЕНКА ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ И РЕЗУЛЬТАТЫ ЭКСПЕРТИЗЫ

7.1 Оценка принятых проектных решений

Проект разработан в необходимом объеме, в соответствии с заданием на проектирование, исходными данными, техническими условиями и требованиями.

Состав и комплектность представленных материалов соответствуют требованиям СН РК 1.02-03-2011 «Порядок разработки, согласования, утверждения и состав проектной документации на строительство».

Материалы инженерных изысканий содержат достаточные данные, необходимые для разработки проекта.

В проекте учтены местные природно-климатические и геологические условия площадки строительства.

Принятые проектные решения с учетом внесенных изменений по п. 7.2. соответствуют государственным нормативным требованиям по санитарной, экологической и промышленной безопасности, функциональному назначению объекта.

Уровень ответственности объекта - I (повышенный).

7.2 Изменения и дополнения, внесенные в проект в процессе экспертизы

В процессе рассмотрения по замечаниям и предложениям РГП «Госэкспертиза» в проект «Строительство объектов инфраструктуры специальной экономической зоны «Национальный индустриальный нефтехимический технопарк» в Атырауской области (участки Карабатан и Тенгиз)». Газотурбинная электростанция» внесены следующие изменения и дополнения:

1. На основании представленного по замечаниям письма Комитета по делам строительства, ЖКХ и УЗР МНЭ РК от 4 апреля 2016 года № 42-05-08/3125 считается возможным получение отдельного заключения на ПСД по проекту «Газотурбинная электростанция».

Генеральный план

2. На территорию ПГТЭС предусмотрен второй въезд согласно требованиям п. 3.43* СНиП II-89-80.

3. Тупиковые проезды вдоль станции подготовки газа №10 предусмотрены с площадкой для разворота пожарной техники размером 15х15 м (п. 67 Технический регламент «Общие требования к пожарной безопасности» ППРК от 16 января 2009 года №14).

4. На территории ПГТЭС предусмотрены площадки для мусоросборных контейнеров.

5. На генплане участка ГТЭС указано размещение осветительных опор и указано их количество в ведомости МАФ.

Технологические решения

6. Представлено подтверждение производителя турбины SGT-800 (компании Siemens) работоспособности турбогенератора при использовании газа этана в качестве топлива по результатам положительных испытаний пригодности с использованием процедуры EBIT (приложенный файл ASME2014-26023 Final).

7. Представлен график проведения профилактических работ и инспекций по ГТУ производителем газовой турбины SIEMENS в качестве справочного материала.

8. Уточнены единицы измерения расхода природного газа «м$^{3/}$ч» в пояснительной записке (ПЗ) Раздела 2.2 «Топливо», стр. 2-4.

9. Уточнены и приведены в соответствие давление газа перед ГТУ «39 бар» – по природному газу и по этану в ПЗ Раздела 2.2 «Топливо», стр. 2-5, табл. 2.2.3.

10. В ПЗ Раздел 2.13.2 «Маслохозяйство», стр. 2-88 представлена информация о доставке, складировании и хранении масла для восполнения потерь и замены при капитальных ремонтах и генераторов ГТУ и паровой турбины.

11. В ПЗ Раздел 2.13.2 «Маслохозяйство», стр. 2-88 представлена информация об утилизации отработанного масла и газового конденсата.

12. В ПЗ Раздел 2.13.2 «Маслохозяйство», стр. 2-88 представлена информация по дизель-генератору.

13. Дополнен Раздел 2.17.2 "Шум" информацией о мероприятиях и средствах защиты от шума. Предоставлен перечень оборудования, который является источником шума.

14. На чертеже 1290.ПТ-ТМ.1601.009 показан расширительный бак V=2 м^3 (1 шт.).

15. На чертеже №1290.ПТ-ТМ.1601.009 «Отопительная бойлерная. Компоновка. План. Разрез» показаны насосы-дозаторы.

16. Чертёж 1290.ПТ-ТМ.1601.007 скорректирован, отображены технологические трубопроводы к отопительной бойлерной и установке вспомогательного теплообменника.

17. Схема 1290.ПТ-ТМ.1601.002 скорректирована, указан параллельный поток газа через подогреватели поз.2; охладитель масла поз.9 и воздухозаборное устройство поз.7 включены их в контур ГТУ.

18. Схема 1290.ПТ-ТМ.1601.006 скорректирована, ссылка на примечание 11 удалена.

19. На чертеже 1290.ПТ-ТМ.1601.006 «Компоновка ГТУ» л.3, поз. 8 надпись "тепловой экран" уточнена на "противопожарная стенка".

20. На чертеже 1290.ПТ-ТП.1601.001 л.4. запись на схеме «реактивный двигатель КУ 1,2,3,4.» изменена «газовые горелки КУ 1,2,3,4».

21. В спецификации оборудования 1290.ПТ-ТП.1601.004.СО, 1290.ПТ-ТМ.1601.010.СО приведены в соответствии с ГОСТ 21.110-2013 «Спецификация оборудования, изделий и материалов», указаны поставщики технологического оборудования, указана дата в штампе СО.

22. В спецификации 1290.ПТ-ТМ.1601.010.СО л.1 деаэратор выделен отдельной строкой.

<u>Архитектурно-строительные решения</u>

Здание проходной

23. В общих данных (1290.ПТ-АС.1601.014 лист 1) указан материал утеплителя стеновой «сэндвич» панели: минераловатные плиты на основе базальтового волокна толщиной 150 мм и объемным весом 150 кг/м^3.

Здание мастерских и складских помещений

24. Комната приема пищи (№ 7) оборудована стационарным кипятильником, электрической плитой, холодильником и умывальником (п. 5.4.7 СНиП РК 3.02-04-2009).

Главный корпус

25. Для снижения взрывного давления в котельном отделении электростанций, работающем на органическом топливе, предусмотрены легкосбрасываемые конструкции (ЛСК) площадью 500 м^2.

Альбом АС. Аварийный дизель-генератор

26. Толщина плитного фундамента уменьшена до 0,6 м (вместо 0,9 м) согласно расчету.

Альбом АС. Кабельное хозяйство на площадке

27. АС-2. План общего расположения кабельной трассы. В спецификации к схеме расположения канализации, каналов и колодцев указаны:

тип каналов и их длина в п.м;

тип колодцев и их количество.

28. АС-9. Сечение каналов: уменьшен класс бетона до В15 (вместо В25).

29. АС-10. Кабельные каналы: указана марка и серия сборных железобетонных лотков и плиты перекрытия кабельных каналов.

Альбом АС. Эстакада технологических трубопроводов

30. АС-2…4. Фундаменты эстакад трубопроводов: размеры подошвы фундаментов уменьшены согласно расчету.

31. АС-5…7. Сечение элементов колонн, балок из двутавров: указана маркировка согласно СТО АСЧМ 20-93 (двутавр колонный, двутавр широкополочный и т.д.).

Чертежи отдельно стоящих опор и каналов трубопроводов

32. АС-11. В ведомости (описание опоры трубопроводов и каналов): указано количество низких опор и длина каналов в п.м.

33. АС-15, 16. Разрезы каналов А-А…К-К:

показана на плане схема расположения разрезов;

указаны в разрезах марки каналов.

Альбом АС. Открытая установка трансформаторов (5.1, 5.2, 5.3)

34. АС-1, 19. Указана гидроизоляция фундаментов.

35. Показана схема армирования фундаментов трансформаторов, противопожарных стенок, плиты днища площадки.

Установка охладителя воздуха – установка теплообменника воздушного охлаждения

36. АС-4. План фундаментов: показана схема армирования фундаментов.

Альбом АС. Опоры освещения

37. АС-3. Фундаменты опор: уменьшен класс бетона до В15 (вместо В25).

Альбом АС. Фундамент под паротурбинный агрегат

38. Показана схема армирования плитного фундамента, колонн и плиты перекрытия.

Альбом АС. Насосная станция перекачки конденсата

39. Представлена схема армирования фундаментов, колонн и балок перекрытия.

40. Размеры подошвы фундаментов уменьшены согласно расчету.

41. АС-11. Армирование плиты перекрытия:

показана схема армирование в разрезе;

армирование увеличено согласно расчету (вместо диаметр 10 мм, принят диаметр 12 и 14 мм).

Альбом АС. Установка воздушного конденсатора

42. АС-6. Представлена схема армирования ростверков.

43. АС-6. Схема ростверков: размеры столбчатых ростверков уменьшены (грань ростверка от грани свай принята не более половины толщины свай).

Альбом АС. Ограда территории

44. АС-4. Фундамент:

вместо копаного котлована, принят сверленный котлован;

исключено полимерно-эпоксидное покрытие фундамента.

45. Фундамент принят из бетона В10 (вместо В25)

Альбом АС. Фундамент насосов питательной воды

46. АС-3. Схема расположения свай: уменьшено сечение свай до 300х300 мм (вместо 400х400 мм).

47. Спецификация: принят класс бетона В25 (вместо В30).

Альбом АС. Фундамент под турбины и котлы-утилизаторы

48. АС-12, 21. Плитные фундаменты: показана схема армирования фундамента.

Альбом АС. Отопительная бойлерная

49. Представлены схемы армирования фундаментов, колонн, балок и плит перекрытия.

50. АС-8. Размеры подошвы фундаментов уменьшены согласно расчету.

Альбом АС. Здание проходной

51. Представлены схемы армирования фундаментов, колонн, балок и плит перекрытия.

52. АС-11. Размеры подошвы фундаментов уменьшены согласно расчету.

Альбом АС. Здание мастерских и складских помещений

53. Представлены схемы армирования фундаментов, колонн, балок и плит перекрытия и покрытия.

54. АС-11. Схема расположения свай:

количество свай под колоннами лестничной клетки уменьшено до 3 (вместо 4);

размеры столбчатых ростверков уменьшены (грань ростверка от грани свай принята не более половины толщины свай).

Альбом АС. Закрытое распределительное устройство

55. Представлены схемы армирования фундаментов, монолитных стен, колонн, балок и плит перекрытия и покрытия.

56. АС-13. В осях 1-6, 7-14 на отм. -4.00 м выполнено армированное бетонное основание.

57. АС-17. В осях 15-19 на отм. -1.500 м и +0.000 м: исключены балочные плиты перекрытия, выполнено бетонное армированное основание по грунту.

58. АС-26…28. Столбчатые и ленточные ростверки: размеры столбчатых и ленточных ростверков уменьшены (грань ростверка от грани свай принята не более половины толщины свай).

59. АС-40…42. План каркаса на отм.0.00: исключены балки над монолитными стенами подвала.

60. АС-42. В осях 15-19 на отм. -1.500 м: исключены балочные плиты перекрытия, выполнено бетонное армированное основание по грунту.

Альбом АС. Здание центрального щита управления

61. Представлены схемы армирования ростверков, колонн, балок и плит перекрытия и покрытия.

62. АС-22. Столбчатые ростверки: размеры столбчатых ростверков уменьшены (грань ростверка от грани свай принята не более половины толщины свай).

Альбом АС. Главный корпус

Отделение ГТУ и КУ

63. АС-19. Столбчатые ростверки:

размеры столбчатых ростверков уменьшены (грань ростверка от грани свай принята не более половины толщины свай);

представлена схема армирования ростверков.

64. АС-22. Схема колонн:

представлен чертеж узла базы основных колонн: указана толщина опорной плиты, диаметр анкерных болтов;

увеличено сечение анкерных болтов согласно расчету;

изменена схема базы колонн (вместо крепления анкерного болта на опорную плиту, выполнено крепление с натяжением на траверсы).

представлен чертеж узла короткой консоли колонн для опирания подкрановой балки.

65. АС-25, 26. План ферм:

представлены чертежи ферм пролетом 28 и 32 м (сечение элементов ферм: верхний и нижние пояса, раскосы и стойки);

представлен жесткий узел опирания фермы на колонну (крайний и средний колонны).

66. АС-26. План балок покрытия. Выполнены чертежи жесткого узла опирания балок покрытия на колонну (крайний и средний колонны) и конькового узла балок покрытия.

По расчету

67. Выполнен расчет базы колонн (подбор диаметра анкерных болтов).

Электротехнические решения

68. Выдача мощности энергоблоков электростанции предусмотрена на шины закрытого распределительного устройства 110 кВ - представлены материалы по обоснованию выбора рационального напряжения.

69. Представлено обоснование схемы питания собственных нужд электростанции от двух рабочих трансформаторов по схеме неявного резерва и пояснения по выполнению РПН с учетом схемы соединения обмоток трансформаторов принятой по принципиальной схеме электрических соединении ПГТЭС и данным в главе 3.3.5.3.2 пояснительной записки.

70. Представлены согласованные АО «KEGOC» техническое задание и технический проект АСКУЭ.

71. В чертежах 1290.ПТ-ЭТ.1601.002÷004 примечания и названия отходящих линий 110 кВ переименованы на ТОО «KPI»; ТОО «KLPE»; ТОО «Butadiene»; ПС 110/35 СЭЗ НИНТ; ПС 220/110/10 кВ «СЭЗ НИНТ» и приведены в соответствие с ПЗ л.3-3.

72. В соответствии с СТ РК IEC 60076-1-2013 п. 3.7.1 (действующим в РК в соответствии с перечнем Комитета технического регулирования и метрологии Министерства индустрии и новых технологий) в технических характеристиках на трансформатор указано полное сопротивление короткого замыкания в % – листы ПЗ 3-15, 3-16 откорректированы.

Отопление и вентиляция

73. Откорректированы ссылки на нормативную литературу.

74. В пояснительной записке приведены решения по вентиляции при пуске и останове ГТ. Указано оборудование, обеспечивающее вентиляцию газовоздушного тракта.

75. Исключена из санузлов система кондиционирования.

76. Вытяжка из санузлов предусмотрена самостоятельной, исключен приток в санузлы.

77. Предусмотрен узел управления в главном корпусе.

78. Предусмотрена для душевых, помещений уборщиков и хранения чистящих средств самостоятельная вентиляция от остальных помещений.

79. Исключена в зале собраний постоянно действующая вентиляция.

80. Исключен приток в складские помещения, предусмотрена естественная вентиляция.

Водоснабжение и канализация

81. Откорректирован диаметр выпусков К7-3,4 на 100 мм вместо диаметра 150 мм.

82. В зданиях указано место установки водомеров.

83. Указана протяженность сети канализации до первого колодца и уклон труб.

84. Предусмотрен подвод воды к чиллерам.

85. Указан гарантийный напор сети.

86. Трубы в наружной сети водопровода и канализации приняты по действующим нормативам.

Мониторинг цен в строительстве

87. Согласно п. 9.3.14 СН РК 1.02-03-2011, п. 4.3.5 СН РК 8.02-02-2002 представлен альтернативный вариант прайс-листов от других производителей по всем пунктам ресурсов, цены которых приняты от одного производителя.

Сметная документация

88. В сметах приведены в соответствие объемы работ согласно проектным решениям.

89. Исключены необоснованно принятые в смету работы по устройству временных коммуникаций, учтенных в затратах на строительство временных зданий и сооружений.

90. Исключены необоснованно включенные в смету транспортные и заготовительно-складские расходы к стоимости оборудования, принятых по прайс-листам.

91. Стоимость оборудования и материалов приведена в соответствие со стоимостью, указанной в перечне, утвержденном заказчиком.

92. Откорректирована смета на проектные работы, исключены из расчета необоснованно включенные затраты.

Основные технико-экономические показатели

Таблица 9

№ п/п	Наименование показателей	Ед. изм.	Показатели		Примечание + увеличение, - уменьшение
			заявленные	рекомендуемые к утверждению	
1	Установленная электрическая мощность	МВт	310	310	-
2	Основное оборудование: энергоблоки (с поперечными связями), в составе 2*ПГУ-155: газотурбогенератор (ГТГ) SGT-800 (Siemens IT AB, Швеция) паровой котёл-утилизатор (КУ) E-94-10,53-553 (Doosan E&C, Корея) паротурбогенератор (ПТГ) MDT 30 CA-HP (Doosan Škoda Power, Чехия)	компл.	4 4 2	4 4 2	- - -
3	Годовое производство электроэнергии	млрд. кВт*ч	2,511	2,511	-
4	Годовой отпуск электроэнергии	млрд. кВт*ч	2,439	2,439	-
5	Годовой расход условного топлива (Qрн=7000 ккал/кг)	тыс. тут	612,707	612,707	-
6	Годовой расход натурального топлива (проектное) природный газ (ГТГ + КУ)	млн. нм^3	529,173	529,173	-
7	Удельный расход условного топлива на отпуск электроэнергии	г/кВт*ч	251,2	251,2	-
8	Площадь земельного участка в ограде ПГТЭС	га	6,9885	6,9885	-
9	Площадь, занятая зданиями, сооружениями и перспективной застройкой	м^2	28 742,55	28 742,55	-
10	Общая сметная стоимость строительства в базовых ценах 2001 г., всего в том числе: СМР оборудование прочие	млн. тенге	40 479,200 6 548,821 32 607,620 1 322,759	38 313,416 5 312,456 32 437,792 563,168	- 2 165,784 - 1 236,364 - 169,828 - 759,591
11	Общая сметная стоимость строительства в текущих и прогнозных ценах 2015-2019 гг., всего в том числе: СМР оборудование прочие	млн. тенге	144 775,553 19 736,371 98 270,532 26 768,649	135 405,869 16 010,304 97 758,716 21 636,849	- 9 369,684 - 3 726,067 - 511,817 - 5 131,800
12	Из них: в ценах 2015 г. в ценах 2016 г.	млн. тенге		555,416 16 786,795	

	в ценах 2017 г. в ценах 2018 г. в ценах 2019 г.			42 475,673 64 072,391 11 515,594	
13	Продолжительность строительства	мес.	37	37	

8. ВЫВОДЫ

1. С учетом внесенных изменений и дополнений проект «Строительство объектов инфраструктуры специальной экономической зоны «Национальный индустриальный нефтехимический технопарк» в Атырауской области (участки Карабатан и Тенгиз)». Газотурбинная электростанция» соответствует требованиям государственных нормативов, действующим в Республике Казахстан, и рекомендуется для утверждения в установленном порядке со следующими основными технико-экономическими показателями:

установленная электрическая мощность - 310 МВт;
основное оборудование:
энергоблоки (с поперечными связями),
в составе 2*ПГУ-155: газотурбогенератор (ГТГ) SGT-800
(Siemens IT AB, Швеция) - 4 комплекта;
паровой котёл-утилизатор (КУ) E-94-10,53-553
(Doosan E&C, Корея) - 4 комплекта;
паротурбогенератор (ПТГ) MDT 30 CA-HP
(Doosan Škoda Power, Чехия) - 2 комплекта;
годовое производство электроэнергии - 2,511 млрд. кВт*ч;
годовой отпуск электроэнергии - 2,439 млрд. кВт*ч;
годовой расход условного топлива (Qрн=7000 ккал/кг) - 612,707 тыс. тут;
годовой расход натурального топлива (проектное)
природный газ (ГТГ + КУ) - 529,173 млн. нм^3;
удельный расход условного топлива
на отпуск электроэнергии - 251,2 г/кВт*ч;
площадь земельного участка в ограде ПГТЭС - 6,9885 га;
площадь, занятая зданиями,
сооружениями и перспективной застройкой - 28 742,55 м^2;

общая сметная стоимость строительства
в базовых ценах 2001 г., всего - 38 313, 416 млн. тенге;
в том числе: СМР - 5 312,456 млн. тенге;
оборудование - 32 437,792 млн. тенге;
прочие - 563,168 млн. тенге;
общая сметная стоимость строительства
в текущих и прогнозных ценах 2015-2019 гг., всего - 135 405,869 млн. тенге;
в том числе: СМР - 16 010,304 млн. тенге;
оборудование - 97 758,716 млн. тенге;
прочие - 21 636,849 млн. тенге;
продолжительность строительства - 37 месяцев.

2. Настоящее экспертное заключение выполнено с учетом исходных материалов (данных), утвержденных заказчиком для проектирования, достоверность которых гарантирована ТОО «Karabatan Utility Solutions» в соответствии с условиями договора от 22 февраля 2016 года № 01-0076. .

3. Заказчик при приемке документации по проекту от проектной организации должен проверить ее на соответствие настоящему экспертному заключению.

4. Заказчику при строительстве максимально использовать оборудование, материалы и конструкции отечественных товаропроизводителей.

5. Производство строительно-монтажных работ по документации на стадии «Проект» государственными нормативами запрещается. Для производства строительно-монтажных работ необходимо разработать рабочую документацию.

6. Заказчику при дальнейшей разработке ПСД по объектам первого пускового комплекса не допускать превышения общей сметной стоимости суммы, утвержденной по ТЭО «Строительство объектов инфраструктуры специальной экономической зоны «Национальный индустриальный нефтехимический технопарк» в Атырауской области (участки Карабатан и Тенгиз)». Корректировка» выполненному ТОО «ОХК Инжиниринг» (заключение РГП «Госэкспертиза» от 18 ноября 2015 года № 01-0476/15).

8. ТҰЖЫРЫМДАР

1. Енгізілген өзгерістер мен толықтыруларды ескере отырып «Атырау облысындағы «Ұлттық индустриалдық мұнай-химия технопаркі» арнайы экономикалық аймағының инфрақұрылым объектілерін салу (Қарабатан және Теңіз учаскелері)». Газ турбиналы электр станциясы» жобасы Қазақстан Республикасында қолданылатын мемлекеттік нормативтердің талаптарына сәйкес келеді және белгіленген тәртіппен келесі негізгі техникалық-экономикалық көрсеткіштерімен бекітілуге ұсынылады:

белгіленген электр қуаты	- 310 МВт;
негізгі жабдық:	
2*ПГУ-155 құрамындағы энергия блоктар (көлденең байланыстармен):	
газтурбогенераторы (ГТГ) SGT-800	
(Siemens IT AB, Швеция)	- 4 жинақ;
кәдеге жаратушы - бу қазандығы (КУ) E-94-10,53-553	
(Doosan E&C, Корея)	- 4 жинақ;
Бу турбогенераторы (ПТГ) MDT 30 CA-HP	
(Doosan Škoda Power, Чехия)	- 2 жинақ;
электр энергиясының жылдық өнімі	- 2,511 млрд. кВт*сағ;
электр энергиясының жылдық жіберілуі	- 2,439 млрд. кВт*сағ;
шартты отынның жылдық шығыны (Qрн=7000 ккал/кг)	- 612,707 мың.тут;
табиғи отынның жылдық шығыны (жобалық)	
табиғи газ (ГТГ+КУ)	- 529,173 млн. нм^3;
электр энергиясын жіберуге	
шартты отынның салыстырмалы шығыны	- 251,2 г/кВт*сағ;
ПГТЭС қоршауындағы жер учаскесінің алаңы	- 6,9885 га;
ғимараттары, құрылыстары және	
болашақта салынатын құрылыс алаңы	- 28 742,55 м^2;
2001 ж. базалық бағадағы құрылыстың	
жалпы сметалық құны, барлығы	- 38 313,416 млн.теңге,
оның ішінде: ҚМЖ	- 5 312,456 млн.теңге,
жабдық	- 32 437,792 млн.теңге;
өзгелер	- 563,168 млн.теңге;

2015-2019 жж. ағымдағы және болжамды бағалардағы
құрылыстың жалпы сметалық құны,барлығы - 135 405,869 млн.теңге,
оның ішінде: ҚМЖ - 16 010,304 млн.теңге,
жабдық - 97 758,716 млн.теңге;
өзгелер - 21 636,849 млн. теңге;
құрылыс ұзақтығы - 37 ай.

2. Осы сараптама қорытындысы жобалау үшін тапсырыс беруші бекіткен материалдарды (мәліметтерді) ескре отырып орындалды, олардың дұрыстығына 2016 жылғы 22 ақпандағы № 01-0076 шарттың талаптарына сәйкес «Karabatan Utility Solutions» ЖШС кепілдік етеді.

3. Тапсырыс беруші жобалау ұйымынан жоба бойынша құжаттаманы қабылдап алу кезінде оның осы сараптама қорытындысына сәйкестігін тексерсін.

4. Тапсырыс беруші құрылыс салу кезінде отандық тауар өндірушілердің жабдықтарын, материалдарын және конструкцияларын барынша пайдалансын.

5. «Жоба» сатысында құжаттама бойынша құрылыс-монтаж жұмыстарын жүргізуге мемлекеттік нормалармен тыйым салынады. Құрылыс-монтаж жұмыстарын жүргізу үшін жұмыс құжаттамасын әзірлеуі қажет.

6. Тапсырыс беруші алдағы уақытта бірінші іске қосу кешенінің объектілері бойынша ЖСҚ әзірлегенде «ОХК Инжиниринг» ЖШС орындаған «Атырау облысындағы «Ұлттық индустриалдық мұнай-химия технопаркі» арнайы экономикалық аймағының инфрақұрылым объектілерін салу (Қарабатан және Теңіз учаскелері)». Түзету» ТЭН («Мемсараптама» РМК-нің 2015 жылғы 18 қарашадағы № 01-0476/15 қорытындысы) бойынша бекітілген соманың жалпы сметалық құнынан асыруға жол бермесін.

Танбетов А.Ж.

Начальник отдела

Кажиякбарова И.Т.

Эксперт

Искаков Б.Б.

Эксперт

Каримов М.Б.

Эксперт

Мамаев Т.Л.

Эксперт

Балтынова Г.А.

Эксперт

Умбетов Б.Ш.

И.о.начальника отдела

Рихтер Е.А.

Советник Генерального директора

Искалиев А.Н.

Руководитель экспертной группы

Омельченко Т.

Главный специалист