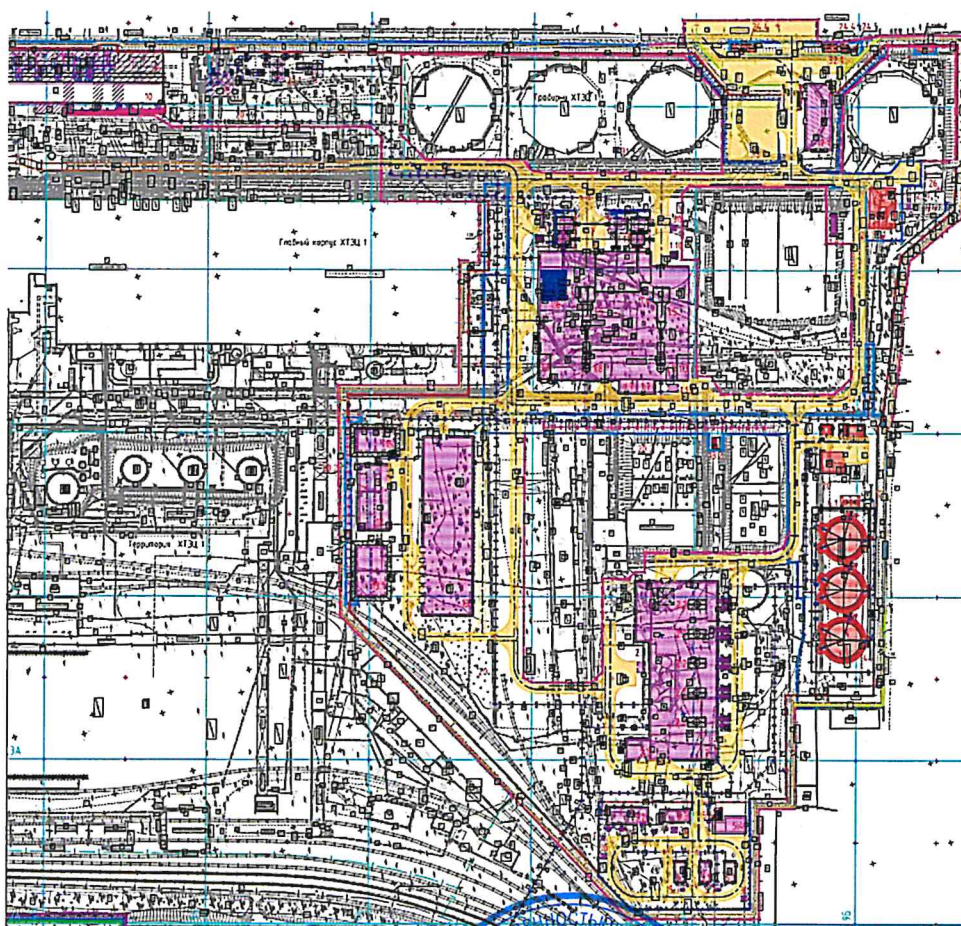


Заказчик: ООО «ИТЭ-Проект»

ЗАКЛЮЧЕНИЕ (ОТЧЕТ)

по проведению публичного технологического и ценового аудита (ТЦА) проектной документации по объекту «Хабаровская ТЭЦ-4 с внеплощадочной инфраструктурой»



Генеральный директор



Д-р Берндт К.А.



ООО «ЭФ-ТЭК»

Москва, 2021 г.

ООО «ЭФ-ТЭК»

РФ, 101000, г. Москва,
Архангельский пер., д. 6, стр. 2
Website: www.ef-tek.pro
Тел: +7-499-705-11-28
Факс: +7-499-705-11-28
E-mail: info@ef-tek.pro

Контактные лица:

Заместитель технического директора
Александров Анатолий Сергеевич
Тел: +7-499-705-11-28, доб. 507
E-Mail: aas@ef-tek.pro

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	5
ТЕРМИНЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ	6
1 ОПИСАНИЕ ИНВЕСТИЦИОННОГО ПРОЕКТА.....	10
1.1 Цели и задачи инвестиционного проекта.....	10
1.2 Краткое описание инвестиционного проекта.....	10
2 АНАЛИЗ ПРЕДОСТАВЛЕННОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ.....	13
3 ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ АУДИТ	19
3.1 Анализ основных технических и технологических решений	19
3.1.1 Анализ теплотехнических решений	19
3.1.2 Анализ Решений по топливоснабжению	21
3.1.3 Анализ Решений по схеме выдачи тепловой мощности	22
3.1.4 Анализ архитектурно-строительных решений	22
3.1.5 Анализ электротехнических решений.....	27
3.1.6 Анализ решений по водоподготовке.....	39
3.1.7 Анализ решений по отоплению и вентиляции и кондиционированию	42
3.1.8 Анализ решение по водоснабжению и водоотведения	44
3.1.9 Анализ решений по автоматизированным системам управления технологическими процессами (АСУ ТП)	47
3.1.10 Анализ сетей связи.....	48
3.1.11 Анализ экологических решений	49
3.1.12 Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности.....	50
3.1.13 Наличие ограничений на используемые технологии.....	51
3.1.14 Проект организации строительства.....	52
3.2 Анализ обоснованности выбора конструктивных, технических и технологических решений.....	53
3.3 Анализ соответствия принятых технических и технологических решений современному уровню развития технологий	53
3.4 Анализ возможности оптимизации принятых технических и технологических решений	53
4 ЦЕНОВОЙ АУДИТ	54
4.1 Исходные данные	54

4.2	КАЧЕСТВО И ПОЛНОТА СМЕТНЫХ РАСЧЕТОВ СТОИМОСТНЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ. МЕТОДИКА ПРОВЕДЕНИЯ АУДИТА СМЕТНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ НА СТРОИТЕЛЬСТВО.	58
4.3	СООТВЕТСТВИЕ СТОИМОСТНЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ПРИНЯТЫМ В РОССИЙСКОЙ И МИРОВОЙ ПРАКТИКЕ ЗНАЧЕНИЯМ	58
4.4	ОСНОВНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ АУДИТА СМЕТНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ СТРОИТЕЛЬСТВА.	61
4.5	ПРОВЕРКА ОБЩЕЙ СТОИМОСТИ СТРОИТЕЛЬСТВА НА ОСНОВАНИИ ОБЪЕКТОВ- АНАЛОГОВ. 65	
4.6	ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ, ВЫЯВЛЕНИЕ ВОЗМОЖНОСТЕЙ ДЛЯ ОПТИМИЗАЦИИ ПРИНЯТЫХ ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ И СМЕТНОЙ СТОИМОСТИ.	66
5	СВОДНОЕ ЗАКЛЮЧЕНИЕ О ПРОВЕДЕНИИ ПУБЛИЧНОГО ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО И ЦЕНОВОГО АУДИТА ПРОЕКТОВ ДОКУМЕНТАЦИИ	67
	СВОДНОЕ ЗАКЛЮЧЕНИЕ О ПРОВЕДЕНИИ ПУБЛИЧНОГО ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО И ЦЕНОВОГО АУДИТА ПРОЕКТОВ ДОКУМЕНТАЦИИ (ОТ 30.09.2020 №224/09-20)	68

ВВЕДЕНИЕ

Настоящий Отчет о проведения публичного технологического аудита (ТЦА) проектной документации по объекту «Хабаровская ТЭЦ-4 с внеплощадочной инфраструктурой» разработан в рамках ДС №2 к Договору №16/19 от 01.04.2019. между ООО «ИТЭ-Проект» (далее – Заказчик) и ООО «ЭФ-ТЭК» (далее – Аудитор).

Целью проведения технологического аудита инвестиционного проекта является экспертно-инженерная оценка целесообразности принятых технических и технологических решений, оценка сроков и графика реализации инвестиционного проекта, финансово-экономическая оценка инвестиционного проекта, идентификация основных рисков инвестиционного проекта.

ТЕРМИНЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ

Бизнес-план инвестиционного проекта – документ, подготовленный по результатам проработки инвестиционного проекта, содержащий в структурированном виде информацию о проекте, описание практических действий по осуществлению инвестиций, включая график реализации проекта, обоснование экономической целесообразности, объема и сроков осуществления капитальных вложений, финансовую модель.

Документация по Объекту – проектно-сметная документация, соответствующая им договорная и исполнительная документация, акты приемки-сдачи работ, техническая документация и иная документация, в том числе предусмотренная действующими нормами и правилами оформления, осуществления работ в строительстве, включая документацию внестадийных предпроектных разработок.

Заказчик – технический заказчик, инициатор инвестиционного проекта или уполномоченное им лицо, инициатор проведения публичного технологического и ценового аудита инвестиционного проекта (ООО «ИТЭ-Проект»).

Заклучение (Отчет) о проведении публичного технологического и ценового аудита инвестиционного проекта – Заклучение (Отчет), подготовленное Исполнителем по результатам проведения технологического и ценового аудита и подлежащее обязательному общественному обсуждению.

Инвестиции – денежные средства, иное имущество и права, имеющие денежную оценку, вкладываемые в объекты предпринимательской или иной деятельности в целях получения прибыли или достижения иного полезного эффекта.

Инвестиционная деятельность – вложение инвестиций и осуществление практических действий в целях получения прибыли или достижения иного положительного эффекта.

Инвестиционный проект – комплекс взаимосвязанных мероприятий, предусматривающих создание нового Объекта (включая объекты недвижимости) или расширение, реконструкцию (модернизацию) действующего объекта, в том числе с целью получения последующего экономического эффекта от его эксплуатации.

Исполнитель – юридическое лицо, являющееся членом соответствующих саморегулируемых организаций и застраховавшее свою ответственность в соответствии с требованиями Федерального законодательства, соответствующее обязательным требованиям закупочной документации к исполнителю (ООО «ЭФ-ТЭК»).

Источники финансирования – средства и (или) ресурсы, используемые для достижения намеченных целей, включающие собственные и внешние источники.

Капитальные вложения – инвестиции в основной капитал (основные средства), в том числе затраты на новое строительство, расширение, реконструкцию и техническое перевооружение действующих предприятий, приобретение машин, оборудования, инструмента, инвентаря, проектно-изыскательские работы и другие затраты.

Обоснование инвестиций – документ прединвестиционной фазы проекта, содержащий цель инвестирования, данные о назначении и мощности объекта строительства; о номенклатуре выпускаемой продукции; месте (районе) размещения объекта с учетом принципиальных требований и условий Заказчика; оценку возможностей инвестирования и достижения намечаемых технико-экономических показателей (на основе необходимых исследований и проработок об источниках финансирования, условиях и средствах реализации поставленных целей).

Общественное и экспертное обсуждение – комплекс мероприятий, направленных на информирование общественности о результатах технологического и ценового аудита инвестиционных проектов ПАО «Русгидро» с целью получения публичной оценки и принятия решений по рекомендациям Заказчиком.

Объект(-ы) инвестиций – основные фонды, образующиеся в результате нового строительства, расширения, реконструкции и технического перевооружения электросетевого комплекса, в которые осуществляются инвестиции ПАО «Русгидро».

Объект-аналог – объект, характеристики, функциональное назначение, конструктивные решения и технико-экономические показатели которого максимально совпадают с проектируемым объектом.

Проектная документация – документация, разработанная в соответствии с требованиями постановления Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию».

Публичный технологический аудит инвестиционного проекта – проведение экспертной оценки обоснования выбора проектируемых технологических и конструктивных решений по созданию в рамках инвестиционного проекта объекта капитального строительства на их соответствие лучшим отечественным и мировым технологиям строительства, технологическим и конструктивным решениям, современным строительным материалам и оборудованию, применяемым в строительстве, с учетом требований современных технологий производства, необходимых для функционирования объекта капитального строительства, а также эксплуатационных расходов на реализацию инвестиционного проекта в процессе жизненного цикла в целях повышения эффективности использования средств Заказчика, снижения стоимости и сокращения сроков

строительства, повышения надежности электросетевых объектов и доступности электросетевой инфраструктуры.

Сметная стоимость строительства – сумма денежных средств, необходимая для строительства, реконструкции, капитального ремонта объектов капитального строительства.

Сметная документация – совокупность расчетов, составленных с применением сметных нормативов, представленных в виде сводки затрат, сводного сметного расчета стоимости строительства, объектных и локальных сметных расчетов (смет), сметных расчетов на отдельные виды работ и затрат.

Сценарные условия – организационно-распорядительный документ, в соответствии, с положениями которого формируются выводы по расчетам экономической (коммерческой) эффективности инвестиционных проектов, для включения их в инвестиционную программу Общества.

Технологический аудит – проведение экспертной оценки обоснованности реализации проекта, выбора варианта реализации с точки зрения технологических характеристик и трассировки, обоснования выбора проектируемых и утвержденных технологических и конструктивных решений по созданию объекта в рамках инвестиционного проекта, на их соответствие лучшим отечественным и мировым технологиям строительства, технологическим и конструктивным решениям, современным строительным материалам и оборудованию, применяемым в строительстве, с учетом требований современных технологий производства, необходимых для функционирования объекта инвестиций, а также эксплуатационных расходов в процессе жизненного цикла объекта в целях повышения эффективности использования инвестиционных средств, оптимизации стоимости и сроков строительства, повышения конкурентоспособности производства.

Укрупненные стоимостные показатели (УСП), укрупненные нормативы цены (УНЦ) – сметные нормативы, предназначенные для планирования инвестиций (капитальных вложений), оценки эффективности использования средств, направляемых на капитальные вложения и подготовки технико-экономических показателей в задании на проектирование. Представляют собой объем денежных средств, необходимый и достаточный для возведения объекта капитального строительства, рассчитанный на установленную единицу измерения (измеритель) в базисном или соответствующем уровне текущих цен.

Ценовой аудит инвестиционного проекта – проведение экспертной оценки стоимости объекта капитального строительства с учетом результатов технологического аудита инвестиционного проекта.

1 ОПИСАНИЕ ИНВЕСТИЦИОННОГО ПРОЕКТА

1.1 Цели и задачи инвестиционного проекта

Целью реализации инвестиционного проекта «Хабаровская ТЭЦ-4 с внеплощадочной инфраструктурой» является замещение тепло- и электрогенерирующих мощностей Хабаровской ТЭЦ-1, покрытие перспективных нагрузок потребителей электроэнергии и тепловой энергии в горячей воде и паре по присоединенным тепловым и электрическим сетям, повышение надежности и эффективности электроснабжения в регионе.

1.2 КРАТКОЕ ОПИСАНИЕ ИНВЕСТИЦИОННОГО ПРОЕКТА

Строительство основных зданий ХТЭЦ-4 предусматривается на площадке ХТЭЦ-1.

Проектом ХТЭЦ-4 предусматривается строительство четырех энергоблоков по схеме ГТУ+КУВ, в составе каждого энергоблока предусматривается газотурбинная установка (ГТУ), вырабатывающая электрическую энергию, и водогрейный котел-утилизатор (КУВ), утилизирующий тепло уходящих газов от ГТУ с нагревом сетевой воды. Кроме энергоблоков в составе ТЭЦ предусмотрена установка пяти водогрейных котлов типа КВГМ-209-15 и трех паровых котлов ТТ200 или аналогов.

Основное оборудование ТЭЦ размещается в двух зданиях:

- в главном корпусе ТЭЦ предусматривается размещение энергоблоков ГТУ-ТЭЦ и паровых котлов, для отпуска пара потребителям;
- в здании комплекса ТФУ предусматривается размещение водогрейных котлов и установки деаэрации воды подпитки теплосети.

Выдача тепловой мощности в горячей воде предусматривается по существующим присоединенным тепловым сетям ХТЭЦ-1. Температурный график тепловых водяных сетей, присоединяемых к ХТЭЦ-4, 130/70°C со срезкой на 115°C. Тепловые сети двухтрубные.

Выдача тепловой мощности в паре предусматривается по существующим присоединенным паропроводам ХТЭЦ-1. Для выдачи тепла в паропровод «ОБД» предусматривается строительство трубопровода DN350 в обход площадки ХТЭЦ-1, по паропроводам, попадающих в зону застройки ХТЭЦ-4 предусматривается перенос трубопроводов на новые эстакады.

Тепловые паровые сети, присоединяемые к ХТЭЦ-4 - однотрубные, тупиковые (без возврата конденсата). Пар потребителям на границе балансовой принадлежности передается с параметрами 1,0 МПа (абс.), 250°C.

Строительство новых магистралей водяных и паровых тепловых сетей за границами ХТЭЦ-4 не требуется.

Режим работы энергоблоков ХТЭЦ-4 предусматривается по электрическому графику.

Выдача тепловой мощности в паре осуществляется паровыми котлами, работающими по тепловому графику.

Основным топливом для ХТЭЦ-4 принят природный газ по ГОСТ 5542, дизельное топливо принято в качестве аварийного топлива для ГТУ и паровых котлов и резервного для водогрейных котлов.

Источником газоснабжения рассматривается существующая ГРС-1 г. Хабаровска с расширением и увеличением пропускной способности (решения по реконструкции ГРС-1 не входят в объем проекта ХТЭЦ-4).

Сторонним проектом предусматривается переключение и прокладка участка газопровода DN600 до газового хозяйства ХТЭЦ-4, а также строительство дополнительного газопровода DN600 от ГРС-1 до ХТЭЦ-4.

Доставка дизельного топлива предусматривается железнодорожным транспортом на проектируемый склад резервного топлива ХТЭЦ-4. Разгрузка дизельного топлива в резервуары склада осуществляется через приемно-сливные устройства от сливной эстакады.

К установке на складе резервного топлива приняты 3 рабочих надземных резервуара объемом 10000 м³ и один резервуар 10000 м³ для аварийного слива топлива в соответствии с пунктом 142 «Руководства по безопасности для нефтебаз и складов нефтепродуктов». Резервуары дизельного топлива выполняются с защитной стенкой типа «стакан в стакане». Склад выполняется без общего обвалования.

Объемы баков хозяйства резервного топлива рассчитаны на создание запасов топлива:

- общий нормативный запас топлива (далее - ОНЗТ) водогрейных котлов;
- нормативный запас аварийного топлива (НАЗТ) газотурбинных установок и паровых котлов.

Подача дизельного топлива к ГТУ и котлам осуществляется по надземным трубопроводам на эстакадах от насосной дизельного топлива.

В качестве источника технического водоснабжения принят существующий источник Хабаровской ТЭЦ-1 - река Амур, подача воды осуществляется от существующей береговой насосной Амура (БНС).

В рамках проекта предусмотрен ремонт БНС и существующих водоводов от БНС DN600 и DN800 до территории ТЭЦ, с учетом расчетной потребности проектируемой ХТЭЦ-4 в технической воде. Ремонт водоводов производится по очереди путем санации без демонтажа существующих водоводов. При ремонте одна нитка водоводов остается в работе.

Основные технико-экономические показатели работы ХТЭЦ-4 представлены в Таблице ниже.

Таблица 1.1 – Техничко-экономические показатели работы ХТЭЦ-4

Параметр	Ед. изм.	Значение
Установленная электрическая мощность	МВт	320,8
Установленная тепловая мощность энергоблоков	Гкал/ч	412,8
Установленная тепловая мощность водогрейных котлов	Гкал/ч	900
Установленная тепловая мощность паровых котлов	Гкал/ч	55,5
Годовая выработка электроэнергии	тыс МВт*ч	1701,1
Годовой отпуск электроэнергии	тыс МВт*ч	1525,8
Годовая выработка тепловой энергии в горячей воде	тыс. Гкал	4995
Годовой отпуск тепловой энергии в горячей воде	тыс. Гкал	4973
Годовая выработка тепловой энергии в паре	тыс. Гкал	315

Параметр	Ед. изм.	Значение
Годовой отпуск тепловой энергии в паре	тыс. Гкал	315
Максимальное потребление природного газа ТЭЦ	тыс. ст. м ³ /ч	196,0
Годовой расход природного газа на ТЭЦ	млн. ст. м ³	1052,0
Годовой расход условного топлива на ТЭЦ	тыс. т.у.т	1303,8
Среднегодовой УРУТ на отпуск электроэнергии	гут/кВт*ч	253,35
Среднегодовой УРУТ на отпуск тепловой энергии	кгут/Гкал	139,28

2 АНАЛИЗ ПРЕДОСТАВЛЕННОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ

Для проведения ТЦА Заказчиком представлена следующая документация:

Номер тома	Обозначение	Наименование	Примечание
1	8/19-ПД-ПЗ	Раздел 1. Пояснительная записка	
		Раздел 2. Схема планировочной организации земельного участка	
2.1	8/19-ПД-ПЗУ1	Часть 1. Текстовая и графическая часть	
2.2	8/19-ПД-ПЗУ2	Часть 2. Ведомости объемов работ	
		Раздел 3. Архитектурные решения	
3.1	8/19-ПД-АР1	Часть 1. Текстовая и графическая часть	
3.1	8/19-ПД-АР2	Часть 2. Ведомости объемов работ	
		Раздел 4. Конструктивные и объемно-планировочные решения	
4.1	8/19-ПД-КР1	Часть 1. Текстовая часть	
		Часть 2. Графическая часть	
4.2.1	8/19-ПД-КР2.1	Книга 1. Графическая часть	
4.2.2	8/19-ПД-КР2.2	Книга 2. Графическая часть	
4.3	8/19-ПД-КР3	Часть 3. Ведомости объемов работ	
		Раздел 5. Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений	
		Подраздел 1. Система электроснабжения	
5.1.1	8/19-ПД-ИОС1.1	Часть 1. Текстовая часть	
5.1.2	8/19-ПД-ИОС1.2	Часть 2. Графическая часть	

Номер тома	Обозначение	Наименование	Примечание
5.1.3	8/19-ПД-ИОС1.3	Часть 3. Ведомости объемов работ	
		Подраздел 2. Система водоснабжения	
5.2.1	8/19-ПД-ИОС2.1	Часть 1. Текстовая часть	
5.2.2	8/19-ПД- ИОС2.2	Часть 2. Графическая часть	
5.2.3	8/19-ПД-ИОС2.3	Часть 3. Ведомости объемов работ	
		Подраздел 3. Система водоотведения	
5.3.1	8/19-ПД-ИОС3.1	Часть 1. Текстовая часть	
5.3.2	8/19-ПД- ИОС3.2	Часть 2. Графическая часть	
5.3.3	8/19-ПД-ИОС3.3	Часть 3. Ведомости объемов работ	
		Подраздел 4. Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха	
5.4.1	8/19-ПД-ИОС4.1	Часть 1. Текстовая и графическая часть	
5.4.2	8/19-ПД-ИОС4.2	Часть 2. Ведомости объемов работ	
		Подраздел 5. Сети связи	
5.5.1	8/19-ПД-ИОС5.1	Часть 1. Текстовая и графическая часть	
5.5.2	8/19-ПД-ИОС5.2	Часть 2. Ведомости объемов работ	
		Подраздел 6. Система газоснабжения	
5.6.1	8/19-ПД-ИОС6.1	Часть 1. Текстовая и графическая часть	
5.6.2	8/19-ПД-ИОС6.2	Часть 2. Ведомости объемов работ	
		Подраздел 7. Технологические решения	
		Часть 1. Тепломеханические решения. Организация и механизация ремонтных работ	
5.7.1.1	8/19-ПД-ИОС7.1.1	Книга 1. Текстовая часть	

Номер тома	Обозначение	Наименование	Примечание
5.7.1.2	8/19-ПД-ИОС7.1.2	Книга 2. Графическая часть	
5.7.1.3	8/19-ПД-ИОС7.1.3	Книга 3. Ведомости объемов работ	
		Часть 2. Топливоснабжение	
5.7.2.1	8/19-ПД-ИОС7.2.1	Книга 1. Текстовая и графическая часть	
5.7.2.2	8/19-ПД-ИОС7.2.2	Книга 2. Ведомости объемов работ	
		Часть 3. Водоподготовка	
5.7.3.1	8/19-ПД-ИОС7.3.1	Книга 1. Текстовая и графическая часть	
5.7.3.2	8/19-ПД-ИОС7.3.2	Книга 2. Ведомости объемов работ	
		Часть 4. Автоматизированные системы управления технологическими процессами	
5.7.4.1	8/19-ПД-ИОС7.4.1	Книга 1. Текстовая и графическая часть	
5.7.4.2	8/19-ПД-ИОС7.4.2	Книга 2. Ведомости объемов работ	
6	8/19-ПД-ПОС	Раздел 6. Проект организации строительства	
7	8/19-ПД-ПОД	Раздел 7. Проект организации работ по сносу или демонтажу объектов капитального строительства»	
		Раздел 8. Перечень мероприятий по охране окружающей среды	
8.1	8/19-ПД-ООС1	Часть 1. Текстовая и графическая части	
		Часть 2. Расчеты	
8.2.1	8/19-ПД-ООС2.1	Книга 1. Расчеты	
8.2.2	8/19-ПД-ООС2.2	Книга 2. Расчеты	
8.2.3	8/19-ПД-ООС2.3	Книга 3. Расчеты	

Номер тома	Обозначение	Наименование	Примечание
8.2.4	8/19-ПД-ООС2.4	Книга 4. Расчеты	
8.2.5	8/19-ПД-ООС2.5	Книга 5. Расчеты	
8.2.6	8/19-ПД-ООС2.6	Книга 6. Расчеты	
8.2.7	8/19-ПД-ООС2.7	Книга 7. Расчеты	
8.2.8	8/19-ПД-ООС2.8	Книга 8. Расчеты	
		Раздел 9. Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности	
9.1	8/19-ПД-ПБ1	Часть 1. Текстовая часть	
9.2	8/19-ПД-ПБ2	Часть 2. Графическая часть	
9.3	8/19-ПД-ПБ3	Часть 3. Ведомости объемов работ	
		Раздел 10. «Мероприятия по обеспечению доступа инвалидов»	
10.1	8/19-ПД-ЭЭ	Раздел 10(1). Мероприятия по обеспечению соблюдения требований энергетической эффективности и требований оснащенности зданий, строений и сооружений приборами учета используемых энергетических ресурсов	
		Раздел 12. Иная документация в случаях, предусмотренных федеральными законами	
12.1	8/19-ПД-ДПБ	Подраздел 1. Декларация промышленной безопасности опасных производственных объектов	
		Подраздел 2. Перечень мероприятий по гражданской обороне, мероприятий по предупреждению чрезвычайных	

Номер тома	Обозначение	Наименование	Примечание
		ситуаций природного и техногенного характера	
12.2.1	8/19-ПД-ГОЧС1	Часть 1. Текстовая и графическая части	
		Подраздел 3. Инженерно-технические средства охраны. Мероприятия по обеспечению охраны	
		Часть 1. Инженерно-технические средства охраны. Мероприятия по обеспечению охраны	
12.3.1.1	8/19-ПД-ИТСО1.1 ЗАО «ИнТех»	Книга 1. «Инженерно-технические средства защиты»	
12.3.1.2	8/19-ПД-ИТСО1.2 ЗАО «ИнТех»	Книга 2. «Технические средства охраны»	
12.3.1.3	8/19-ПД-ИТСО1.3 ЗАО «ИнТех»	Книга 3. «Вспомогательные системы»	
12.3.1.4	8/19-ПД-ИТСО1.4 ЗАО «ИнТех»	Книга 4. «Инженерно-технические средства охраны зданий, сооружений и внутриплощадочной инфраструктуры площадки береговой насосной»	
12.3.1.5	8/19-ПД-ИТСО1.5 ЗАО «ИнТех»	Книга 5. Ведомости объемов работ	
		Часть 2. Инженерно-технические средства охраны. Мероприятия по обеспечению охраны	
12.3.2.1	8/19-ПД-ИТСО2.1	Книга 1. Текстовая и графическая часть	
12.3.2.2	8/19-ПД-ИТСО2.2	Книга 2. Ведомости объемов работ	
12.4	8/19-ПД-ТБЭ	Подраздел 4. Требования к обеспечению безопасной эксплуатации объекта капитального строительства	

Номер тома	Обозначение	Наименование	Примечание
12.5	8/19-ПД-ЭР	Подраздел 5. Расчет эксплуатационных расходов	
12.6	8/19-ПД-УРУТ	Подраздел 6. Расчет удельных расходов условного топлива на выработку и отпуск тепловой и электрической энергии	
12.7	8/19-ПД-ПНР	Подраздел 7. Пуско-наладочные работы	
12.8	8/19-ПД-ИБ	Подраздел 8. Обеспечение защиты информации в автоматизированных системах управления технологическими процессами	

Аудитор отмечает, что представленной документации достаточно для проведения технологического аудита.

3 ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ АУДИТ

3.1 АНАЛИЗ ОСНОВНЫХ ТЕХНИЧЕСКИХ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ

3.1.1 Анализ теплотехнических решений

Анализ обоснования установленной тепловой и электрической мощности (включая единичную мощность оборудования)

В выполненной ранее «ИТЭ-Проект» работе 8/19-ОБИН-ПЗ рассматривалось пять вариантов состава основного оборудования ХТЭЦ-4. Согласно протоколу НП «НТС ЕЭС» от 06.05.2019 №3/19 к реализации утвержден вариант строительства Хабаровской ТЭЦ-4 на базе четырех энергоблоков ГТУ-ТЭЦ, каждый из которых состоит из:

- одной газотурбинной установки (ГТУ) мощностью 80,2 МВт;
- одного водогрейного котла-утилизатора (КУВ).

Недостаток генерирующих мощностей энергоблоков в тепловой энергии компенсируется за счет строительства комплекса ТФУ (теплофикационной установки) с пятью водогрейными котлами мощностью 180 Гкал/ч каждый. Покрытие тепловой нагрузки потребителей пара осуществляется от трех паровых котлов производительностью 30 т/ч каждый.

В соответствии с п.9 ТЗ установленная электрическая мощность объекта должна находиться в пределах 300-350 МВт, установленная тепловая мощность энергоблоков, не менее – 400 Гкал/ч, установленная тепловая мощность водогрейных котлов – 900 Гкал/ч, установленная тепловая мощность источников пара 1,0 МПа – 54 Гкал/ч.

В представленной проектной документации приведены значения установленной электрической и тепловой мощности станции. Проектные мощности ХТЭЦ-4 представлены в Таблице ниже.

Таблица 3.1 – Проектные мощности ТЭЦ

Наименование затрат	Единица измерения	Значение
Установленная электрическая мощность	МВт	320,8
Установленная тепловая мощность энергоблоков	Гкал/ч	412,8
Установленная тепловая мощность водогрейных котлов	Гкал/ч	900
Установленная мощность паровых котлов	Гкал/ч	55,5

Вывод

Установленная тепловая и электрическая мощность ХТЭЦ-4 соответствует требованиям Технического задания на проектирование, единичная мощность и тип оборудования согласованы с Заказчиком на предварительной стадии проектирования в объеме обоснования инвестиций в строительство (ОБИН) и утверждены протоколом НП «НТС ЕЭС» от 06.05.2019 №3/19.

Анализ расчетов технико-экономических показателей

В проектной документации представлен расчет показателей работы ХТЭЦ-4. Техничко-экономические показатели работы ТЭЦ выполнены на 2030 г. с учетом прогнозных

электрических и тепловых нагрузок. При расчете использовались данные балансовых расчетов Хабаровской ТЭЦ-4, выполненные в программном комплексе Thermoflex версия 29.0.

Расчет удельных расходов топлива выполнялся в соответствии с рекомендациями, изложенными в разделе IV инструкции по организации в Минэнерго России работы по расчету и обоснованию нормативов удельного расхода топлива на отпущенную электрическую и тепловую энергию от тепловых электрических станций и котельных, утвержденной Приказом Министерства энергетики РФ от 30 декабря 2008г. №323 «Об организации в Министерстве энергетики Российской Федерации работы по утверждению нормативов удельного расхода топлива на отпущенную электрическую и тепловую энергию от тепловых электрических станций и котельных».

Технико-экономические показатели работы ХТЭЦ-4 представлены в Таблице ниже.

Таблица 3.2 – Технико-экономические показатели работы ХТЭЦ-4 по вариантам строительства

Параметр	Ед. изм.	Значение
Установленная электрическая мощность	МВт	320,8
Установленная тепловая мощность энергоблоков	Гкал/ч	412,8
Установленная тепловая мощность водогрейных котлов	Гкал/ч	900
Установленная тепловая мощность источников пара 10 ата	Гкал/ч	55,5
Годовая выработка электроэнергии	тыс МВт*ч	1701,1
Годовой отпуск электроэнергии	тыс МВт*ч	1525,8
Годовая выработка тепловой энергии в горячей воде	тыс. Гкал	4995
Годовой отпуск тепловой энергии в горячей воде	тыс. Гкал	4973
Годовая выработка тепловой энергии в паре	тыс. Гкал	315
Годовой отпуск тепловой энергии в паре	тыс. Гкал	315
Максимальное потребление природного газа ТЭЦ	тыс. ст. м ³ /ч	196,0
Годовой расход природного газа на ТЭЦ	млн. ст. м ³	1052,0
Годовой расход условного топлива на ТЭЦ	тыс. т.у.т	1303,8
Среднегодовой УРУТ на отпуск электроэнергии	гут/кВт*ч	253,35
Среднегодовой УРУТ на отпуск тепловой энергии	кгут/Гкал	139,28

Вывод и рекомендации

1. Расчет технико-экономических показателей работы ХТЭЦ-4 и расчет удельных расходов топлива выполнен с учетом рекомендаций Минэнерго РФ.

2. Аудитор отмечает неточность при расчете годового расхода топлива. Так, например, годовой расход условного топлива на отпуск электроэнергии составит $253,35 \text{ гут/кВт} \cdot \text{ч} \times 1525,8 \text{ тыс. МВт} \cdot \text{ч} = 386,56 \text{ тыс. тут}$. Годовой расход условного топлива на отпуск тепла – $139,28 \text{ кгут/Гкал} \times (4973+315) \text{ тыс. Гкал} = 736,51 \text{ тыс. тут}$. Суммарный годовой расход условного топлива составит $386,56+736,51=1123,07 \text{ тыс. тут}$. В представленной таблице указан несколько завышенный годовой расход условного топлива в размере 1303,8 тыс. тут. Рекомендуется уточнить расчет на дальнейшей стадии проектирования.

3.1.2 Анализ Решений по топливоснабжению

Основным топливом для ХТЭЦ-4 принят природный газ по ГОСТ 5542, дизельное топливо используется в качестве аварийного топлива для ГТУ и резервного для водогрейных и паровых котлов.

Подключение ХТЭЦ-4 предусматривается по двум газопроводам высокого давления DN600 от двух источников. Максимальный часовой расход природного газа по каждому газопроводу 120 тыс. ст.м³/ч.

Источником газоснабжения рассматривается существующая ГРС-1 г. Хабаровска с расширением и увеличением пропускной способности (решения по реконструкции ГРС-1 не входят в объем проекта ХТЭЦ-4).

Сторонним проектом предусматривается переключение и прокладка участка газопровода DN600 до газового хозяйства ХТЭЦ-4, а также строительство дополнительного газопровода DN600 от ГРС-1 до ХТЭЦ-4.

В представленной проектной документации максимальный часовой расход природного газа на ХТЭЦ-4 определялся на основе расчетов характерных режимов работы ТЭЦ и составил 196,0 тыс. ст. м³/ч.

Доставка дизельного топлива предусматривается железнодорожным транспортом на проектируемый склад резервного топлива ХТЭЦ-4. Разгрузка дизельного топлива в резервуары склада осуществляется через приемно-сливные устройства от сливной эстакады.

Объемы баков хозяйства резервного топлива рассчитаны на создание запасов топлива:

- общий нормативный запас топлива (далее - ОНЗТ) водогрейных котлов;
- нормативный запас аварийного топлива (НАЗТ) газотурбинных установок и паровых котлов.

Расчет объема хранения дизельного топлива выполнялся в соответствии с разделами II-IV Приказа №469 от 22 августа 2013 года «Об утверждении порядка создания и использования тепловыми электростанциями запасов топлива, в том числе в отопительный сезон» и составил 28,92 тыс. м³ с учетом неизвлекаемого остатка.

К установке на складе резервного топлива приняты 3 рабочих надземных резервуара объемом 10000 м³ и один резервуар 10000 м³ для аварийного слива топлива в соответствии с пунктом 142 «Руководства по безопасности для нефтебаз и складов нефтепродуктов».

Подача дизельного топлива к ГТУ и котлам осуществляется по надземным трубопроводам на эстакадах от насосной дизельного топлива.

Вывод

1. Проектные решения по газоснабжению ХТЭЦ-4 соответствуют ТУ на подключение объектов капитального строительства к сетям газораспределения. Подключение ХТЭЦ-4 предусмотрено по двум газопроводам высокого давления от двух

источников. Варианты работы станции с отключением обоих газопроводов на продолжительный период не рассматриваются. В случае прекращения подачи топлива по одному из газопроводов, недостаток топлива, необходимый для покрытия требуемых тепловых и электрических нагрузок, компенсируется переводом части оборудования на сжигание дизельного топлива.

2. При аварийных ситуациях существующего объема бакового хозяйства дизельного топлива (4шт. x 10000м³) достаточно для обеспечения покрытия требуемых электрических и тепловых нагрузок ХТЭЦ-4.

3.1.3 Анализ Решений по схеме выдачи тепловой мощности

Выдача тепловой мощности в горячей воде предусматривается по существующим присоединенным тепловым сетям ХТЭЦ-1. Температурный график тепловых водяных сетей, присоединяемых к ХТЭЦ-4, 130/70°C со срезкой на 115°C. Тепловые сети двухтрубные.

Выдача тепловой мощности в паре предусматривается по существующим присоединенным паропроводам ХТЭЦ-1. Для выдачи тепла в паропровод «ОБД» предусматривается строительство трубопровода DN350 в обход площадки ХТЭЦ-1, по паропроводам, попадающих в зону застройки ХТЭЦ-4 предусматривается перенос трубопроводов на новые эстакады.

Тепловые паровые сети, присоединяемые к ХТЭЦ-4 – однотрубные, тупиковые (без возврата конденсата). Пар потребителям на границе балансовой принадлежности передается с параметрами 1,0 МПа (абс.), 250°C.

Строительство новых магистралей водяных и паровых тепловых сетей за границами ХТЭЦ-4 не требуется.

Режим работы энергоблоков ХТЭЦ-4 предусматривается по электрическому графику.

Поддержание температурного графика присоединенных тепловых водяных сетей осуществляется изменением тепловой мощности водогрейных котлов КТФУ, в межотопительный период – изменением тепловой мощности водогрейных котлов-утилизаторов энергоблоков, для чего каждый КУВ оснащается запорно-регулирующим дивертором и байпасным газоходом.

Выдача тепловой мощности в паре осуществляется паровыми котлами, работающими по тепловому графику.

Вывод

1. Выдача тепловой мощности ХТЭЦ-4 предполагается по существующим магистралям тепловых сетей ХТЭЦ-1, строительство новых магистралей от ХТЭЦ-4 не предусматривается, отвод дополнительных земель не требуется.
2. Проектные решения по выдаче тепловой мощности ХТЭЦ-4 выполнены в соответствии с Техническим заданием на выполнение работы «Схема выдачи тепловой мощности Хабаровской ТЭЦ-4».

3.1.4 Анализ архитектурно-строительных решений

Строительство Хабаровской ТЭЦ-4 предусматривается в замещение существующих мощностей Хабаровской ТЭЦ-1.

Проектом предусмотрено выделение трёх этапов строительства.

На 1 этапе строительства ведутся подготовительные работы, демонтаж (расчистка площадок для строительства объектов первого этапа).

На данном этапе должна быть обеспечена работа Хабаровской ТЭЦ-1 без каких-либо ограничений путём замещения зданий и сооружений, входящих в состав энергетического производственно-технологического комплекса и попадающих в пятно застройки, которые будут вводиться в эксплуатацию опережающими темпами и в дальнейшем использоваться на Хабаровской ТЭЦ-4.

На 1 этапе проектом предусматривается строительство следующих объектов:

- Баки-аккумуляторы 5000 м³ х 3 шт. (ГП поз. 4);
- Ёмкость герметизирующей жидкости (ГП поз. 4.1);
- Насосная подпитки теплосети (ГП поз. 7);
- КТП 2х1000 кВА (ГП поз. 7.1);
- Компрессорная с ресиверами сжатого воздуха (ГП поз. 8);
- Эстакады сетей (в объеме перекладки существующих сетей) (ГП поз. 20);
- Эстакады сетей (демонтируется в конце 3-го этапа) (ГП поз. 20.2);
- Насосная химочищенной воды с ХОВ-2 (демонтируется на 3-ем этапе) (ГП поз. 13.2);
- Сооружения дождевых стоков основной площадки ХТЭЦ-4 (ГП поз.24);
- Аккумулирующий резервуар №1 (ГП поз.24.1);
- Комплексная система очистки дождевых стоков (ГП поз.24.2);
- КНС дождевых стоков (ГП поз.24.3);
- Аккумулирующий резервуар №2 (ГП поз.24.4);
- КНС дождевых стоков №2 (ГП поз.24.5).

На 2 этапе строительства ведется демонтаж (расчистка площадок для строительства объектов второго этапа) и строительство и реконструкция объектов второго этапа:

- Главный корпус, Блоки ГТУ-ТЭЦ №1 и №2 (ГП поз. 1);
- Турбинное отделение (ГП поз. 1.1);
- Котельное отделение (ГП поз. 1.2);
- Блок отключающей арматуры №1, №2 (ГП поз. 1.3);
- Электротехнические помещения в осях 4-7 (ГП поз. 1.4);
- КВОУ №1, №2 (ГП поз. 1.5);
- Градирня вентиляторная сухая блоков ГТУ-ТЭЦ №1 и №2 (ГП поз. 1.6);
- Модуль фильтрации топлива №1, №2 (ГП поз. 1.7);
- Дымовая труба КУВ №1, №2 (ГП поз. 1.8);
- Бак аварийного слива трансформаторного масла 1 шт. (ГП поз. 1.9);
- Бак аварийного слива турбинного масла 2 шт. (ГП поз. 1.10);
- Открытая установка трансформаторов (блочные трансформаторы № 1 и № 2, рабочие трансформаторы собственных нужд 10,5/6,3 кВ блоков № 1 и № 2 и резервный трансформатор собственных нужд 110/6,3 кВ) (ГП поз. 1.11);
- Бак слива из котлов (ГП поз. 1.13);
- Комплекс ТФУ (ГП поз. 2);
- Блок подогрева резервного топлива №1 и №2 (ГП поз. 2.1);
- Дымовые трубы котлов (ГП поз. 2.2);
- Бак слива из котлов (ГП поз. 2.3);
- Дизельгенераторная (ГП поз. 3);
- Газовое хозяйство (ГП поз. 5);
- ГДКС №1, №2, №3 (ГП поз. 5.1);

- ППГ с узлом коммерческого учета газа (ГП поз. 5.2);
- ГРП (ГП поз. 5.3);
- Азотогенераторная станция, совмещенная с насосной (ГП поз. 5.4);
- Ресиверы азота (ГП поз. 5.5);
- Бак газового конденсата (ГП поз. 5.6);
- Бак аварийного слива масла (ГП поз. 5.7);
- Фильтры-сепараторы газов (ГП поз. 5.8);
- ЗРУ 110 кВ (Существующее здание, реконструкция в объеме, необходимом для ввода блоков №1,2 ГТУ-ТЭЦ) (ГП поз. 10);
- Насосная водоснабжения (ГП поз. 12);
- Химводоочистка (ГП поз. 13);
- Резервуар очищенной воды (ГП поз. 13.1);
- Резервуар противопожарного запаса воды (ГП поз. 15);
- Контрольно-пропускные пункты (ГП поз. 17);
- Контрольно-пропускной пункт №1 (ГП поз. 17.1);
- Пост охраны 3 шт. (ГП поз. 17.3);
- Узел смешения тепловой сети (Существующее здание, реконструкция) (ГП поз. 18);
- Главный щит управления (существующее здание, реконструкция ячеек, установка панелей АУВ) (ГП поз. 19);
- Эстакада технологических трубопроводов и кабельных коробов (В объеме этапа 2) (ГП поз. 20);
- Гравитационные фильтры (ГП поз. 20.1);
- Площадка выходных порталов ВЛ 110 кВ (ГП поз. 22);
- Ограда (ГП поз. 23);
- Комплексная система очистки нефтесодержащих стоков (ГП поз. 26);
- Сооружения производственного водоснабжения (ГП поз. 27);
- Накопительный резервуар (ГП поз. 27.1);
- Насосная станция производственного водоснабжения (ГП поз. 27.2);
- КНС бытовых стоков (ГП поз. 28);
- Прожекторная мачта с молниеотводом 4 шт. (ГП поз. 30);
- Молниеотвод 1 шт. (ГП поз. 31);
- Открытая гостевая автостоянка на 11 машиномест (ГП поз. 32.1);
- Открытая автостоянка на 36 машиномест (ГП поз. 32.2).

Площадка хозяйства резервного топлива:

- Хозяйство резервного топлива (ГП поз. 6);
- Склад резервного топлива (ГП поз. 6.1);
- Насосная резервного топлива со складом масла в таре (ГП поз. 6.2);
- Эстакада слива резервного топлива (ГП поз. 6.3);
- Резервуар аварийного слива резервного топлива (ГП поз. 6.4);
- Резервуар сбора обводненных дренажей резервного топлива (ГП поз. 6.5);
- Площадка слива резервного топлива из автоцистерн (ГП поз. 6.6);
- Модуль пенного пожаротушения (ГП поз. 6.7);
- Пожарная вышка (ГП поз. 6.8);
- Контрольно-пропускные пункты (ГП поз. 17);
- Контрольно-пропускной пункт №2 (ГП поз. 17.2);

- Пост охраны (ГП поз. 17.3);
- Эстакада технологических трубопроводов и кабельных коробов (ГП поз. 20);
- Ограда (ГП поз. 23);
- Сооружения дождевых стоков склада резервного топлива (ГП поз. 25);
- Аккумулирующий резервуар (ГП поз. 25.1);
- КНС дождевых стоков (ГП поз. 25.2);
- Нефтемаслоотделитель №2 (ГП поз. 25.3);
- Нефтемаслоотделитель №3 (ГП поз. 25.4);
- Площадка для сбора мусора №2 (ГП поз. 29.2);
- Прожекторная мачта с молниеотводом 5 шт. (ГП поз. 30);
- Молниеотвод 1шт. (ГП поз. 31);
- Емкость для сбора бытовых стоков (ГП поз. 33);
- Железнодорожный путь на хозяйство резервного топлива.

На 3 этапе строительства ведется демонтаж (расчистка площадок для строительства объектов третьего этапа, под благоустройство территории и дороги) и строительство и реконструкция объектов третьего этапа:

- Главный корпус блоки ГТУ-ТЭЦ №3 и №4 (в осях 9-17) (ГП поз. 1);
- Турбинное отделение (ГП поз. 1.1);
- Котельное отделение (ГП поз. 1.2);
- Блок отключающей арматуры №3, №4 (ГП поз. 1.3);
- Электротехнические помещения в осях 12-15 (ГП поз. 1.4);
- КВОУ №3, №4 (ГП поз. 1.5);
- Градирня вентиляторная сухая блоков ГТУ-ТЭЦ №3 и №4 (ГП поз. 1.6);
- Модуль фильтрации топлива №3, №4 (ГП поз. 1.7);
- Дымовая труба КУВ №3, №4 (ГП поз. 1.8);
- Бак аварийного слива турбинного масла 1 шт. (ГП поз. 1.10);
- Открытая установка трансформаторов (блочные трансформаторы №3 и №4, рабочие трансформаторы собственных нужд 10,5/6,3 кВ блоков №3 и №4) (ГП поз. 1.11);
- Дымовая труба паровых котлов (ГП поз. 1.12);
- Газовое хозяйство (ГП поз. 5);
- ГДКС №4, №5 (ГП поз. 5.1);
- ЗРУ 35 кВ (Существующее здание, реконструкция) (ГП поз. 9);
- ЗРУ 110 кВ (Существующее здание, реконструкция в объеме, необходимом для ввода блоков №3,4ГТУ-ТЭЦ) (ГП поз. 10);
- РУ 6 кВ (ГП поз. 11);
- АБК с защитным сооружением ГО и ЧС (ГП поз. 14);
- Наземный павильон над входом в убежище (ГП поз. 14.1);
- Объединенный вспомогательный корпус (ГП поз. 16);
- Главный щит управления (Существующее здание, реконструкция (окончание)) (ГП поз. 19);
- Эстакада технологических трубопроводов и кабельных коробов (в объеме этапа 3) (ГП поз. 20);
- Трансформаторы связи (ГП поз. 21);
- Площадка выходных порталов ВЛ 110 кВ (реконструкция) (ГП поз. 22);
- Нефтемаслоотделитель №1 (ГП поз. 24.6);

- Площадка для сбора мусора №1 на основной площадке ХТЭЦ-4 (ГП поз. 29.1);
- Прожекторная мачта с молниеотводом (2 шт. реконструкция, 1 шт. проектируемая) (ГП поз. 30).

Площадка БНС

- Береговая насосная станция (ГП поз. 34);
- Здание электротехнических устройств (ГП поз. 35);
- Камера переключений №1 (ГП поз. 37);
- Резервуар сбора производственных дренажей (ГП поз. 38).

Пространственно-планировочные решения Хабаровской ТЭЦ-4 приняты с учетом рационального расположения зданий и сооружений на генеральном плане, на основе их функциональной и технологической взаимосвязи на площадке.

Внутреннее пространство характеризуется рациональным использованием имеющихся площадей, четким зонированием основного и вспомогательного оборудования, обеспечивающим определённую функциональность технологического процесса и позволяющим осуществлять безопасное обслуживание и контроль.

Принятые объемно-планировочные решения зданий и сооружений обосновываются технологическими компоновками и габаритами основного и вспомогательного оборудования, коммуникационными и функциональными связями, а также противопожарными требованиями и обеспечивают безопасные и благоприятные условия работы персонала, строительства и эксплуатации.

Объемно-планировочные решения всех зданий и сооружений запроектированы с учетом обеспечения тепловой защиты зданий и поддержания установленных нормативными и ведомственными документами параметров микроклимата помещений при эксплуатации зданий.

Каркасы главного корпуса и вспомогательных зданий (кроме здания АБК с защитным сооружением ГО и ЧС, КПП№1...3), технологические эстакады, прожекторные мачты, молниеотводы, конструкции опор открытой установки трансформаторов, опор площадки выходных порталов ВЛ 110 кВ, пожарных вышек запроектированы из стальных конструкций из прокатных и сварных профилей.

В зависимости от нагрузок, конструктивных решений надземной части, отметок установки зданий и сооружений, грунтовых условий в проекте приняты: отдельно стоящие столбчатые фундаменты на естественном основании или на подушке из ПГС (песчано-гравийной смеси), плитные фундаменты на естественном основании, или свайные фундаменты. Результаты инженерных изысканий площадки строительства в проектной документации не представлены.

Проектные решения разработаны в соответствии с требованиями действующих технических регламентов, национальных стандартов, сводов правил и с учетом требований промышленной безопасности. Архитектурные и конструктивные решения зданий и сооружений отражают современные тенденции в проектировании промышленных предприятий.

Примененные в проекте ограждающие конструкции обладают необходимой прочностью, жесткостью, устойчивостью, долговечностью, удовлетворяют общим архитектурным, эксплуатационным, санитарно-гигиеническим требованиям соответствующих СНиП и СанПиН.

По результатам обследования существующих строительных конструкций проектными решениями предусмотрена реконструкция существующих зданий и сооружений ЗРУ-110 кВ, ГЩУ, ЗРУ-35 кВ, Узла смещения тепловой сети, замена существующих трансформаторов связи (2 шт.), реконструкция площадки выходных порталов ВЛ 110 кВ, а

также ремонт береговой насосной станции и здания электротехнических устройств БНС. Результаты обследования позволяют оценить объемы необходимых ремонтно-восстановительных работ.

Проектными решениями предусмотрен демонтаж зданий и сооружений ХТЭЦ-1 с целью строительства объектов ХТЭЦ-4. Результаты обследования зданий и сооружений ХТЭЦ-1 позволяющие сделать вывод о нецелесообразности дальнейшего использования демонтируемых объектов также не представлены.

Вывод:

В целом, принятые в проекте архитектурно-конструктивные решения, по мнению Аудитора, являются стандартными в области энергетического строительства и отвечают современным нормам и требованиям.

Аудитор отмечает, что в составе проектной документации не представлены результаты обследования зданий и сооружений, подлежащих реконструкции и демонтажу;

Проектную документацию необходимо дополнить недостающей документацией.

3.1.5 Анализ электротехнических решений

Анализ схемы выдачи электрической мощности

Описание схемы выдачи мощности приведено в 8/19-ПД-ИОС1.1, Том 5.1.1 в разделе 2.3. следующим текстом:

В работе «Схема выдачи мощности Хабаровской ТЭЦ-4 (АО «Дальневосточная генерирующая компания» Хабаровская генерация)» были разработаны следующие разделы:

- Анализ существующего баланса мощности и электроэнергии энергосистемы Хабаровского края и ЕАО и баланса мощности энергорайона Правобережья;
- Прогноз уровней электропотребления и электрических нагрузок энергосистемы Хабаровского края и ЕАО и электрических нагрузок энергорайона Правобережья;
- Характеристика действующей схемы выдачи мощности Хабаровской ТЭЦ-1 и анализ режимов работы прилегающей к электростанции сети 35 кВ и выше;
- Характеристики баланса мощности энергосистемы Хабаровского края и ЕАО и баланса мощности энергорайона Правобережья;
- Разработка вариантов схемы выдачи мощности Хабаровской ТЭЦ-4;
- Результаты расчетов электроэнергетических режимов для разработанных вариантов;
- Техничко-экономическое сравнение вариантов схемы выдачи мощности Хабаровской ТЭЦ-4;
- Результаты расчетов токов КЗ для рекомендуемого варианта схемы выдачи мощности;
- Результаты расчетов статической и динамической устойчивости для рекомендуемого варианта схемы выдачи мощности;
- Анализ баланса реактивной мощности. Объем источников реактивной мощности и средств компенсации реактивной мощности;
- Анализ существующих устройств (комплексов) РЗ, АПВ, АВР, ПА, РА, связи, РАС, ОМП, АСДУ, АИИС КУЭ, СОТИ АССО и системы обмена технологической информацией;
- Основные технические решения по оснащению электрической сети и Хабаровской ТЭЦ-4 оборудованием РЗ, АПВ, АВР, ПА, РА, связи, РАС, ОМП, АСДУ, АИИС КУЭ, СОТИ АССО и системы обмена технологической информацией;

- Основные технические решения по оснащению электрических сетей и Хабаровской ТЭЦ-4 устройствами делительной автоматики;
- Схема подачи напряжения на полностью остановленную Хабаровскую ТЭЦ-4;
- Рекомендации по применяемой на генерирующем оборудовании системе возбуждения и АРВ;
- Структурная схема сбора и передачи технологической информации в Филиал АО «СО ЕЭС» Хабаровской РДУ и ЦУС сетевой организации;
- Принципиальная схема электрических соединений Хабаровской ТЭЦ-4 (главная схема);
- Карта-схема электрической сети для рекомендуемого варианта схемы выдачи мощности Хабаровской ТЭЦ-4;
- Капитальные затраты на реализацию рекомендуемого варианта схемы выдачи мощности Хабаровской ТЭЦ-4 (с разделением затрат между Хабаровской ТЭЦ-4 и сетевыми организациями).

Таким образом, СВМ количественно выполнена в полном объеме.

В рассмотренной внестадийной работе «Схема выдачи мощности Хабаровской ТЭЦ-4 (АО «Дальневосточная генерирующая компания» Хабаровская генерация)» отмечено, что Энергосистема Хабаровского края (Хабаровская энергосистема) включает в себя объекты, расположенные на территории Хабаровского края и Еврейской автономной области, и граничит с энергосистемами Приморского края и Амурской области. В Хабаровской энергосистеме выделяют четыре энергорайона:

- Энергорайон Еврейской автономной области;
- Энергорайон Правобережной части энергосистемы Хабаровского края (Правобережье);
- Комсомольский энергорайон;
- Советско-Гаванский энергорайон.

На территории энергосистемы Хабаровского края расположены семь электростанций. По состоянию на 01.09.2019 г. суммарная установленная мощность генерирующего оборудования электростанций энергосистемы Хабаровского края и ЕАО составляет 2100,7 МВт.

Максимум потребления мощности на территории энергосистемы Хабаровского края и ЕАО в 2018 году зафиксирован 27.12.2018 в 19:00 (по местному времени) и составил 1702,5 МВт. Нагрузка станций в час максимума составила 1564,4 МВт.

Энергосистема Хабаровского края и ЕАО имеет избыток располагаемой генерирующей мощности, на час прохождения максимума потребления мощности энергосистемы в 2018 году принимала мощность и электроэнергию из смежных энергосистем.

Мощность из Правобережной части энергосистемы Хабаровского края и ЕАО в 2018 году выдавалась в смежные энергорайоны.

В СВМ разработаны перспективные балансы мощности и электроэнергии энергосистемы Хабаровского края и ЕАО, а также энергорайона Правобережной части этой энергосистемы.

Перспективный баланс мощности энергосистемы Хабаровского края и ЕАО на период с 2019 по 2030 год характеризуется как избыточный по мощности, а перспективный баланс электроэнергии – как дефицитный по электрической энергии.

Перспективный баланс мощности энергорайона Правобережной части энергосистемы Хабаровского края и ЕАО, учитывающий этапы формирования схемы выдачи мощности Хабаровской ТЭЦ-4 на период с 2019 по 2030 год характеризуется как избыточный.

Существующее генерирующее оборудование Хабаровской ТЭЦ-1 выработало свой временной ресурс, морально и физически устарело, модернизаций в течение всего срока эксплуатации оборудования не производилась.

В представленной СВМ дана характеристика действующей схемы выдачи мощности Хабаровской ТЭЦ-1 и анализ режимов работы прилегающей к электростанции сети 35 кВ и выше.

В существующей схеме энергосистемы Хабаровская ТЭЦ-1 выдает мощность посредством закрытых распределительных устройств в сеть 110 кВ по восьми ВЛ 110 кВ и по восьми ВЛ 35 кВ в сеть 35 кВ:

- ВЛ 110 кВ Хабаровская ТЭЦ-1 – Южная №1 (С-1);
- ВЛ 110 кВ Хабаровская ТЭЦ-1 – Южная №2 (С-2);
- ВЛ 110 кВ Хабаровская ТЭЦ-1 – Горький №1 (С-3);
- ВЛ 110 кВ Хабаровская ТЭЦ-1 – Горький №2 (С-4);
- ВЛ 110 кВ Хабаровская ТЭЦ-1 – Корфовская №1 с отпайками (С-5);
- ВЛ 110 кВ Хабаровская ТЭЦ-1 – Корфовская №2 с отпайками (С-6);
- КВЛ 110 кВ Хабаровская ТЭЦ-1 – РЦ №1 с отпайками (С-7);
- КВЛ 110 кВ Хабаровская ТЭЦ-1 – РЦ №1 с отпайками (С-8);
- ВЛ 35 кВ Хабаровская ТЭЦ-1 – Хабаровск-2 (Т-1);
- ВЛ 35 кВ Хабаровская ТЭЦ-1 – СМ (Т-2);
- ВЛ 35 кВ Хабаровская ТЭЦ-1 – БН (Т-3);
- ВЛ 35 кВ Хабаровская ТЭЦ-1 – БН (Т-4);
- ВЛ 35 кВ Хабаровская ТЭЦ-1 – отп.Трампарк (Т-5);
- ВЛ 35 кВ Хабаровская ТЭЦ-1 – отп. Трампарк (Т-6);
- ВЛ 35 кВ Хабаровская ТЭЦ-1 – Индустриальная (Т-82);
- ВЛ 35 кВ Хабаровская ТЭЦ-1 – Индустриальная (Т-83).

В работе рассмотрено 2 варианта схемы выдачи мощности Хабаровской ТЭЦ-4.

По результатам расчетов электроэнергетических режимов, выполненных для разработанных вариантов и технико-экономического сравнения вариантов схемы выдачи мощности Хабаровской ТЭЦ-4 был выбран вариант 1.1.

Вариант СВМ № 1.1

Вариант предусматривает сохранение старого ЗРУ-110 кВ Хабаровской ТЭЦ-1 и замену морально и физически устаревшего генерирующего оборудования.

Первый этап (III квартал 2024 года)

- Вывод из эксплуатации ТГ-6, ТГ-7 Хабаровской ТЭЦ-1;
- Подключение новых блоков ГТУ №1, ГТУ №2 (номинальная мощность каждой газотурбинной установки 82,4 МВт) к существующему ЗРУ-110 кВ;
- Установка блочных повышающих трансформаторов мощностью по 125 МВА. Подключение резервного трансформатора СН (16 МВА) Хабаровской ТЭЦ-4;
- Реконструкция существующего ЗРУ-110 кВ Хабаровской ТЭЦ-1 с заменой разъединителей 110 кВ (53 шт.), трансформаторов тока 110 кВ (6 шт.), трансформатора напряжения ОСШ 110 кВ, выключателя 110 кВ в ячейке 1;
- Производится наладка оборудования, испытания и ввод в эксплуатацию.

Второй этап (III квартал 2025 года)

- Вывод из эксплуатации ТГ-8 (100 МВт) и ТГ-9 (105 МВт) и повышающих блочных трансформаторов ТБ-8 и ТБ-9 Хабаровской ТЭЦ-1;
- Подключение новых блоков ГТУ №3, ГТУ №4 (номинальная мощность каждой газотурбинной установки 82,4 МВт);

- Установка блочных повышающих трансформаторов мощностью по 125 МВА;
- Установка новых трансформаторов связи мощностью 63 МВА предполагается на этапах 2024-2025 года.

Схема основных связей Хабаровской ТЭЦ-4 после вывода Хабаровской ТЭЦ-1 представлена на рисунке.

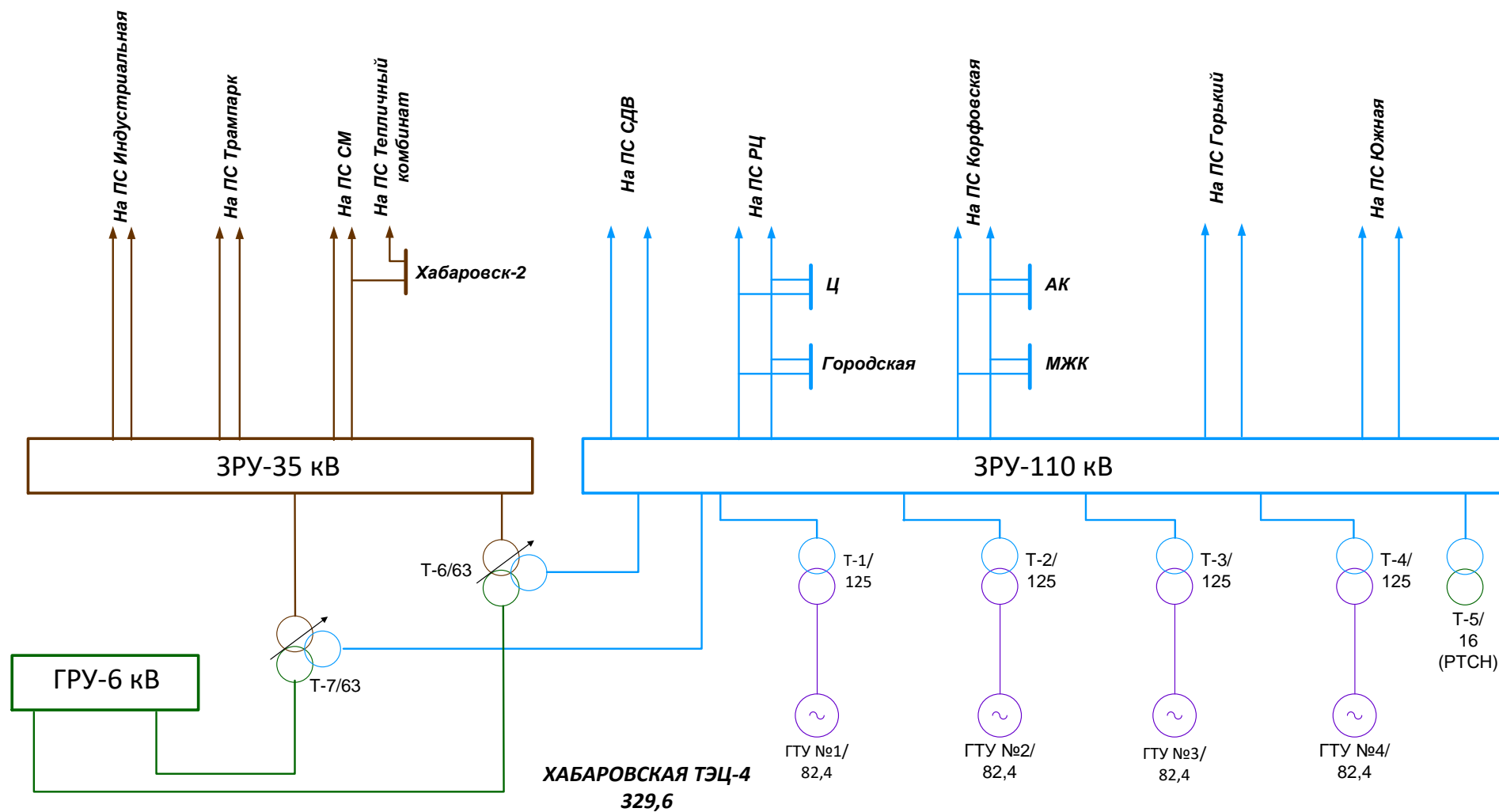


Рисунок 3.1 - Вариант СВМ №1.1. СВМ Хабаровской ТЭЦ-4

Аудитор отмечает, что

- Внестадийная работа «Схема выдачи мощности Хабаровской ТЭЦ-4 (АО «Дальневосточная генерирующая компания» Хабаровская генерация)», разработанная АО «НТЦ ЕЭС (Московское отделение)», согласована соответствующими организациями.

Анализ главной электрической схемы

Строительство четырех энергоблоков по схеме ГТУ+КУВ, общей мощностью 320,8 МВт предусматривается в замещение существующих мощностей Хабаровской ТЭЦ-1, входящая в состав филиала АО «Дальневосточная генерирующая компания» «Хабаровская генерация». Кроме энергоблоков в составе ТЭЦ предусмотрена установка пяти водогрейных котлов типа КВ-ГМ-209-15 и трех паровых котлов ТТ200.

Строительство и ввод в эксплуатацию Хабаровской ТЭЦ-4, согласно Техническому заданию (ТЗ), осуществляется в три этапа:

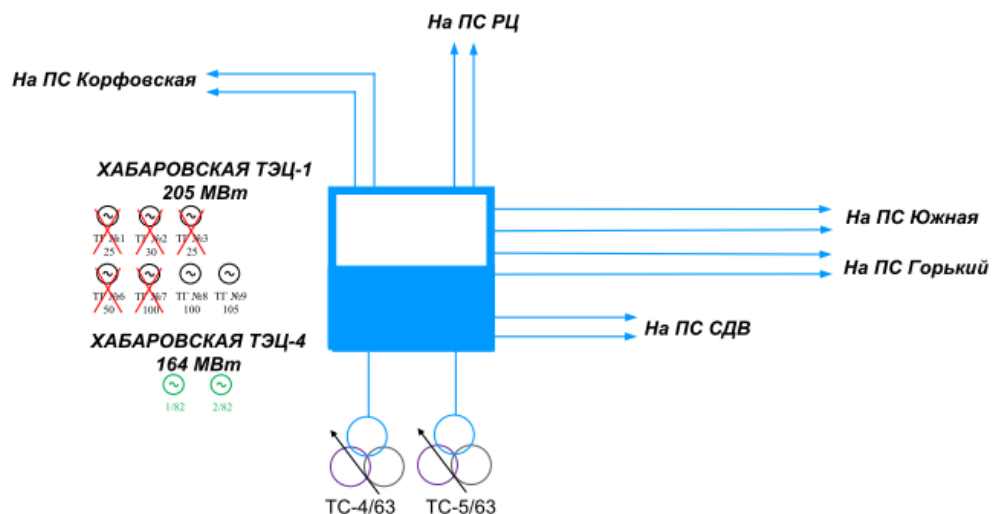
Первый этап строительства

Установка новой комплектной двухтрансформаторной подстанции 6/0,4 кВ мощностью 2х1000 кВА для электроснабжения потребителей новой компрессорной с ресиверами сжатого воздуха, новой насосной подпитки теплосети, а также для электропитания вспомогательных механизмов новой насосной химочищенной воды. На 3-м этапе строительства новая КТП 2х1000 кВА переключается на секции собственных нужд КРУ-6 кВ Главного корпуса Хабаровской ТЭЦ-4.

Перевод питания с существующих насосов 6 кВ насосной ПОВ на новые насосы 6 кВ насосной химочищенной воды с ХВО-2 с сохранением существующей надежности электроснабжения.

Второй этап строительства:

Демонтаж ТГ-1 (25 МВт), ТГ-2 (30 МВт), ТГ-3 (25 МВт), ТГ-6 (50 МВт), ТГ-7 (100 МВт) суммарно 230 МВт Хабаровской ТЭЦ-1, ввод в работу Блока №1 (82 МВт), Блока №2 (82 МВт) Хабаровской ТЭЦ-4.

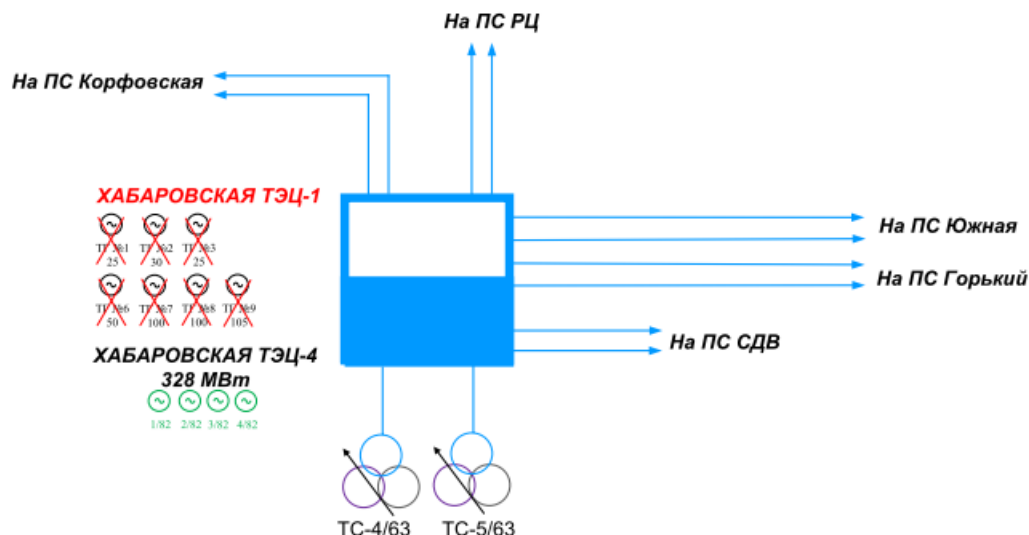


Строительство блоков ГТУ-ТЭЦ №1 и №2 по схеме ГТУ+КУВ, единичной мощностью 80,2 МВт с выдачей электрической и тепловой мощности в комплексе с вводом новых и

реконструкцией существующих вспомогательных зданий и сооружений в объеме необходимом для ввода блоков №1,2 ГТУ-ТЭЦ.

Третий этап строительства:

Демонтаж ТГ-8 (100 МВт), ТГ-9 (105 МВт) суммарно 205 МВт Хабаровской ТЭЦ-1, ввод в работу Блока №3 (82 МВт), Блока №4 (82 МВт) Хабаровской ТЭЦ-4.



Строительство блоков ГТУ-ТЭЦ №3 и №4 по схеме ГТУ+КУВ, единичной мощностью 80,2 МВт с выдачей электрической и тепловой мощности в комплексе с вводом новых и реконструкцией существующих вспомогательных зданий и сооружений в объеме необходимом для ввода блоков №3,4 ГТУ-ТЭЦ.

Схема электрическая главная

Каждый энергоблок комплектуется одним турбогенератором типа ТФ-90Г-2УЗ мощностью 90 МВт ($\cos \varphi=0.8$), напряжением 10,5 кВ производства НПО «Элсиб», сопрягаемым с газовой турбиной. Турбогенераторы оборудованы тиристорной системой независимого возбуждения типа СТСГ-КНФР-250-1500-2,5-10,5-11М2-П УХЛ4.

Подключение генераторов к сети принимается по схеме «блок генератор-трансформатор».

Таблица 3.3. Основные параметры турбогенератора типа ТФ-90Г-2УЗ

Наименование основных параметров	Значение параметра
Мощность полная, кВА	112500
Мощность активная, кВт	90000
Номинальный коэффициент мощности	0,8
Напряжение статора, кВ	10,5
Ток статора, А	6186
Частота, Гц	50
Частота вращения, об/мин.	3000
Коэффициент полезного действия, расчетный, %	98,3
Переходное индуктивное сопротивление по продольной оси $x' d$, о.е.	0,217
Сверхпереходное индуктивное сопротивление по продольной оси $x'' d$, о.е.	0,146
Число фаз обмотки статора	3
Соединение фаз обмотки статора	Две звезды

Число выводов статора	6 (3- линейные, 3 - нулевые)
Изоляция обмоток генератора	Класс F
Допустимые температуры обмоток генератора	Класс В
Степень защиты по ГОСТ 17494	IP54
Уровень шума на расстоянии 1 м от генератора, не более, дБ(А)	85/97
Номинальная температура охлаждающего воздуха	40°C
Номинальная температура охлаждающей жидкости	32°C

Генератор каждой газовой турбины работает в блоке с трехфазным двухобмоточным повышающим трансформатором мощностью 125 МВА напряжением 121/10,5 кВ. В цепях каждого генератора устанавливаются генераторные распределительные устройства. Связи между генераторами и трансформаторами осуществляются литыми токопроводами (3 фазы в общем компаунде) по типу ТКЛС(А)-10- 7200-320, с номинальным током 7200 А, с током динамической стойкости 320 кА.

В состав каждого энергоблока входят также трансформатор собственных нужд мощностью 16 МВА напряжением 10,5/6,3 кВ и один на четыре энергоблока резервный трансформатор мощностью 16 МВА напряжением 115/6,3 кВ, комплектные распределительные устройства собственных нужд среднего и низкого напряжений, система оперативного тока (постоянного тока и бесперебойного питания). В соответствии с техническим заданием на проектирование и пунктом 9.4.7 СП ТЭС 2007 принята установка одного резервного трансформатора 115/6,3 кВ на четыре установки ГТУ.

Рабочие трансформаторы собственных нужд энергоблоков подключаются отпайкой к блоку ГТУ между генераторным выключателем и трансформатором.

Выдача мощности в энергосистему осуществляется на напряжении 110 кВ по 10 линиям, на напряжении 35 кВ по 6 линиям. Мощность также выдается на напряжении 6 кВ по кабельным линиям потребителям г. Хабаровск.

Энергоблоки подключаются к реконструируемому ЗРУ-110 кВ.

Связи блочных трансформаторов газовых турбин и резервного трансформатора собственных нужд со ЗРУ-110 кВ осуществляются кабельными линиями 110 кВ.

Блочные повышающие трансформаторы газовых турбин, рабочие трансформаторы собственных нужд и резервный трансформатор собственных нужд размещаются вдоль ряда А со стороны Главного корпуса.

Силовые трансформаторы (при необходимости) оснащаются системами on-line мониторинга основных параметров эксплуатации - Системой мониторинга трансформаторного оборудования (СМТО).

Существующее РУ-110 кВ выполнено по схеме две рабочих системы шин с обходной, рабочие системы шин располагаются в здании ЗРУ-110 кВ, обходная система шин установлена открыто рядом со зданием. По результатам работы «Схема выдачи мощности Хабаровской ТЭЦ-4 АО «Дальневосточная генерирующая компания» Хабаровская генерация» не выявлена необходимость секционировать существующие системы сборных шин ЗРУ-110 кВ ХТЭЦ-1(4).

В существующем РУ-110 кВ к обходной системе шин подключены только линии, без трансформаторных присоединений, такой подход сохраняется и при реконструкции РУ-110 кВ с учетом подключения новых энергоблоков Хабаровской ТЭЦ-4 с учетом п.1.1. ВНТП-81.

Существующее ЗРУ-35 кВ выполнено по схеме две рабочих системы шин с шиносоединительным выключателем. На **3-м этапе** строительства предусматривается реконструкция ЗРУ-35 кВ с заменой морально и физически устаревшего оборудования

Существующее ГРУ-6 кВ выполнено по схеме две рабочих системы шин (с секционированием одной СШ и с шиносоединительными выключателями). На **3-м этапе**

строительства предусматривается замена взамен существующего ГРУ-6 кВ установить новое блочно-модульное здание РУ-6 кВ с ячейками КРУ-6 кВ с одной секционированной системой шин, на каждой секции предусматривается подключение оборудования компенсации емкостных токов замыкания на землю.

Для ограничения токов короткого замыкания на шинах РУ-6 кВ проектом предусматривается установка токоограничивающих реакторов, которые располагаются рядом со зданием РУ-6 кВ. Подключения реакторов к ячейкам РУ-6 кВ предусматривается комплектными токопроводами.

На **3-м этапе** строительства предусматривается установка двух новых трансформаторов связи 63 МВА напряжением 115/38,5/6,6 кВ с подключением к ЗРУ-110 кВ, ЗРУ-35 кВ, новому РУ-6 кВ.

Связь между двумя новыми трансформаторами связи 63 МВА и ЗРУ-110 кВ осуществляется гибкими связями из сталеалюминиевых проводов АС-240/32. Связь между двумя новыми трансформаторами связи 63 МВА и ЗРУ-35 кВ осуществляется кабельными линиями по типу ПвВнг(А) 3х(1х150/25) -35 - в каждой фазе.

Связь между двумя новыми трансформаторами связи 63 МВ А и реакторами токоограничивающими РТСТ10-1600-0,18 установленными у нового блочно-модульного здания осуществляется токопроводами с литой изоляцией по типу ТКЛС(А)-6-3150-161

Сеть среднего напряжения собственных нужд выполняется на номинальное напряжение 6 кВ, 50 Гц, с частичным заземлением нейтрали через трансформатор частичного заземления и резистор.

Сеть низкого напряжения принимается на напряжение 400 В, 50 Гц, с заземленной нейтралью типа TN-C-S (нулевой рабочий и нулевой защитный проводники совмещены в одном проводнике в части сети - от трансформаторов собственных нужд до РУСН-0,4 кВ).

Электродвигатели мощностью 160 кВт и выше подключаются к шинам РУСН-6 кВ, ниже 160 кВт - к шинам РУСН-0,4 кВ. Допускается электропитание двигателей до 200 кВт осуществить от РУСН-0,4 кВ.

Для каждого блока предусматривается одна секция комплектного распределительного устройства 6 кВ (РУСН-6 кВ), которая подключается к рабочему трансформатору собственных нужд. От этих секций получают питание механизмы каждого блока и общестанционные механизмы напряжением 6 кВ, которые по возможности равномерно распределены между секциями.

Секции РУСН-6 кВ выполняются с одной системой шин и комплектуются шкафами заводского изготовления с вакуумными выключателями на номинальный ток 630-1600 А, номинальный ток отключения выключателей 31,5 кА, ударный ток 81 кА, микропроцессорными устройствами релейной защиты и автоматики, устройствами дуговой защиты на основе волоконной оптики.

Каждая секция оборудуется устройством автоматического ввода резервного питания (АВР) в составе функций отдельных МП устройств РЗ и А.

Резервное питание секций РУСН-6 кВ осуществляется от обмотки низкого напряжения резервного трансформатора собственных нужд. Для этого предусматривается секция резервного питания 6 кВ.

Связь между обмоткой низкого напряжения рабочего трансформаторов собственных нужд и соответствующими секциями РУСН-6 кВ, а также связь между обмоткой низкого напряжения резервного трансформатора собственных нужд и секцией резервного питания 6 кВ выполняются литыми токопроводами (3 фазы в общем компаунде) по типу ТКЛС(А)-6-2000- 81 с номинальным током 2000 А, током динамической стойкости 81 кА.

На **2-м этапе** строительства в главном корпусе предусматривается установка секций КРУ-6 кВ блоков №1 и №2, а также сборка резервного питания 6 кВ.

На **3-м этапе** строительства в главном корпусе предусматривается установка секций КРУ-6 кВ блоков №3 и №4.

На **2-м этапе** строительства в здании КТФУ предусматривается установка секций КРУ-6 кВ №1, №2, №3, а также секции резервного питания 6 кВ для электроснабжения потребителей 6 кВ КТФУ. На **2-м этапе** строительства будут обеспечены электропитанием потребители 6 кВ водогрейных котлов №1-№4 КТФУ, а также три трансформатора 6/0,4 кВ КТФУ. Режимом работы на 2-м этапе строительства не предусматривается работа котла №5 (дутьевые вентиляторы №9 и №10) и сетевого насоса №5, электроснабжение указанных потребителей будет выполнено только на **3-м этапе** строительства. На **2-м этапе** строительства электроснабжение секций водогрейной котельной будет осуществляться от секций №1, №2 КРУ-6 кВ и сборки резервного питания КРУ-6 кВ Главного корпуса. На **3-м этапе** строительства секции водогрейной котельной будут обеспечены электропитанием от секций №1 - №4 КРУ-6 кВ Главного корпуса.

Потребители 6 кВ Азотогенераторной (электродвигатели компрессоров) запитаны от секций КРУ-6 кВ КТФУ.

На **2-м и 3-м этапах** строительства предусматривается электроснабжение электродвигателей газодожимных компрессоров 6 кВ (ГДКС), электропитание ГДКС 6 кВ учтено на схемах 6 кВ главного корпуса.

В главном корпусе для электрических потребителей собственных нужд низкого напряжения (блочных и общестанционных) предусматривается с каждым блоком установка двух рабочих секций распределительного устройства 0,4 кВ (РУСН-0,4 кВ), одна из секций делится на основную секцию 0,4 кВ и полусекцию гарантированного питания.

На полусекцию гарантированного питания выполняется ввод питания от резервных трансформаторов 6/0,4 кВ и ввод от дизель-генераторной станции для электроснабжения механизмов, участвующих в аварийном останове энергоблока.

Основные секции РУСН-0,4 кВ подключаются к рабочим трансформаторам мощностью 1000 кВА, напряжением 6/0,4 кВ.

Для резервирования питания РУСН-0,4 кВ Главного корпуса предусматривается с каждым блоком установка резервного трансформатора 6/0,4 кВ мощностью 1000 кВА

Резервное питание секций РУСН-0,4 кВ осуществляется от резервного трансформатора мощностью 1000 кВА по схеме «явного резерва». Питание резервных трансформаторов 6/0,4 кВ предусматривается от секций 6 кВ, от которых не питаются резервируемые рабочие трансформаторы.

На **2-м этапе** строительства в главном корпусе предусматривается установка секций РУСН-0,4 кВ блоков №1 и №2, силовых сборок 0,4 кВ, а также распределительной секции ДЭС 0,4 кВ.

На **3-м этапе** строительства в главном корпусе предусматривается установка секций РУСН-0,4 кВ блоков №3 и №4, силовых сборок 0,4 кВ.

Трансформаторы собственных нужд 6/0,4 кВ принимаются с «сухой» изоляцией.

Распределительные устройства 0,4 кВ комплектуются шкафами заводского изготовления модульной конструкции с выдвижными блоками и автоматическими выключателями. Шкафы предназначены для ввода и распределения электроэнергии, управления электродвигателями механизмов собственных нужд и включают в себя аппараты коммутации силовых цепей, защиты, управления и автоматики, измерения, регулирования и сигнализации, кроме того ориентируются на совместную работу со средствами автоматизации в составе АСУ ТП.

Для обеспечения аварийного питания особо ответственных потребителей собственных нужд в режимах аварийного останова, при полном отключении (обесточивании) блока, предусматривается дизель-генераторная станция стационарного

контейнерного типа мощностью 800кВт, номинальным напряжением 0,4кВ, подключаемая на секции гарантированного питания.

Для электроснабжения потребителей переменного тока ГТУ предусматривается отдельный щит 0,4 кВ ГТУ, поставляемый комплектно с ГТУ и устанавливаемый в отдельном контейнере, расположенном в отделении ГТУ. Основное и резервное питание щита управления ГТУ осуществляется через силовые трансформаторы мощностью 1000 кВА напряжением 6/0,4 кВ, питаемые от секций РУСН-6 кВ.

Для оборудования системы подготовки, учета и распределения газа (БППГ), а также для пяти дожимных компрессоров, входящих в состав дожимной компрессорной станции (ДКС), предусматриваются контейнерные установки. Щит управления и электрооборудование БППГ устанавливаются в отдельном отсеке (невзрывоопасное помещение), оснащенный системой вентиляции и обогрева.

На **2-м этапе** строительства выполняется электроснабжение собственных нужд дизель-генераторной станции (освещение, вентиляция и т.д. - электроприемники III категории) запитаны от щита собственных нужд дизель-генераторной станции (входит в комплектную поставку), который, в свою очередь, запитан от полусекции гарантированного питания Главного корпуса.

На **2-м этапе** строительства в здании насосной водоснабжения предусматривается установка двухсекционного распределительного устройства РУСН-0,4 кВ с двумя трансформаторами 6/0,4 кВ мощностью 1600 кВА каждый (неявный резерв), электропитание трансформаторов осуществляется от секций КРУ-6 кВ блоков №1 и №2 Главного корпуса:

На **2-м этапе** строительства в здании ХВО предусматривается установка ГРЩ 0,4 кВ и силовых сборок. Электроснабжение ГРЩ 0,4 кВ осуществляется от РУСН-0,4кВ здания насосной водоснабжения.

На **2-м этапе** строительства в здании КТФУ предусматривается установка РУСН- 0,4 кВ с тремя трансформаторами 6/0,4 кВ мощностью 1600 кВА каждый (схема явного резерва 2 рабочих, 1 резервный), электропитание трансформаторов осуществляется от секций КРУ-6 кВ КТФУ

В блочно-модульном здании ППГ устанавливается ВРУ 0,4 кВ которое запитано от РУСН-0,4 кВ КТФУ. От ВРУ 0,4 кВ ППГ осуществляется электроснабжение потребителей 0,4 кВ газового хозяйства (ППГ с узлом коммерческого учета газа, ГРП, ГДКС).

В здании насосной резервного топлива предусматривается установка ВРУ 0,4 кВ, которое обеспечено питанием от секций РУСН-0,4 кВ КТФУ.

На **3-м этапе строительства в существующем здании ГЩУ** предусматривается замена существующего морально и физически устаревшего двухсекционного распределительного устройства РУСН-0,4 кВ и двух трансформаторов 6/0,4 кВ мощностью 1000 кВА каждый (неявный резерв), трансформаторы 6/0,4 обеспечены питанием от секций 6 кВ нового блочно-модульного здания РУ-6 кВ.

На **3-м этапе строительства** также предусматривается реконструкция системы электроснабжения существующих зданий ЗРУ-110 кВ и ЗРУ-35 кВ, а также предусматривается установка нового блочно-модульного здания РУ 6 кВ полной заводской готовности, электроснабжение указанных зданий будет обеспечено от реконструируемого РУСН-0,4 кВ в здании ГЩУ.

На **3-м этапе** предусматривается строительство зданий объединенного вспомогательного корпуса (ОВК) и здания АБК с защитным сооружением ГОиЧС. В здании ОВК предусматривается установка двухсекционного распределительного устройства РУСН-0,4 кВ с двумя трансформаторами 6/0,4 кВ мощностью 400 кВА (неявный резерв), электропитание трансформаторов осуществляется от секций КРУ-6 кВ блоков №3 и №4 Главного корпуса. Здание АБК с ГОиЧС запитано от РУСН-0,4 кВ здания ОВК.

На 3-м этапе предусматривается выполнить переключение КТП 2х1000 кВА построенной на 1-м этапе строительства на секции КРУ-6 кВ Главного корпуса Хабаровской ТЭЦ-4.

На 3-м этапе предусматривается выполнить реконструкцию БНС и для питания электрооборудования 6 и 0,4 кВ, в здании электротехнических устройств предусматривается установка ячеек двухсекционного РУ-6 кВ, высоковольтных преобразователей частоты (ВПЧА) 6 кВ, двух трансформаторов 6/0,4 кВ, двухсекционного РУ-0,4 кВ и шкафа оперативного тока.

Электроснабжение отдельных блочно-модульных зданий и сооружений комплектной заводской поставки выполняется от ближайших распределительных устройств.

Система оперативно-постоянного тока

Для питания средств управления, защиты, сигнализации и измерений, а также аварийного освещения предусматривается установка оперативного постоянного тока напряжением 220 В.

Для потребителей постоянного тока для 4-х блоков ГТУ и общестанционных нужд предусматриваются две аккумуляторных батареи 220 В.

На 2-м этапе строительства вместе с блоками №1 и №2 устанавливается аккумуляторная батарея (№1) в Главном корпусе.

На 3-м этапе строительства вместе с блоками №3 и №4 устанавливается еще одна аккумуляторная батарея (№2) в Главном корпусе.

На 3-м этапе строительства для потребителей постоянного тока существующих зданий ГЩУ, ЗРУ-110 кВ, ЗРУ-35кВ, а также нового здания РУ-6 кВ предусматривается замена системы постоянного тока в здании ГЩУ, предусматривается установка двух аккумуляторных батарей и новых щитов постоянного тока. Количество аккумуляторных батарей принято в соответствии с СТО 56947007 - 29.240.10.248-2017 «Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ».

Для электроснабжения потребителей постоянного тока ГТУ предусматривается установка аккумуляторов 125В постоянного тока, поставляемых комплектно с ГТУ и устанавливаемых в отдельном контейнере, расположенном в отделении ГТУ.

Установки постоянного тока включают в себя работающие в режиме постоянного подзаряда малообслуживаемые свинцово-кислотные аккумуляторные батареи 220В закрытого типа, зарядно-подзарядные устройства с разделительными трансформаторами, устройства стабилизации напряжения и двухсекционный щит постоянного тока 220 В.

В документации также рассмотрены решения по заземлению, освещению, молниезащите.

Вывод:

Электротехнические решения, представленные в проектной документации, в целом соответствуют современной практике проектирования объектов энергетики РФ и действующим отраслевым нормативным документам, являются экономически целесообразными, соответствуют современному уровню развития техники и технологий.

Принятые технические и технологические решения соответствуют современному уровню развития технологий, ограничения на используемые технологии отсутствуют, необходимость использования уникального специализированного оборудования отсутствует.

Выбранное оборудование и схемные решения соответствуют требованиям ВНТП 81, ГОСТам и другим нормативным документам, применяемыми в энергетике в РФ.

Внестадийная работа «Разработка схемы выдачи мощности Хабаровской ТЭЦ-4 (АО «Дальневосточная генерирующая компания» филиал «Хабаровская генерация»)

согласована филиалом АО «СО ЕЭС» ОДУ Востока письмом № О1-62-III-19-2015 от 30.06.2020 г.

Система возбуждения соответствует требованиям действующих «Правил устройства электроустановок», «Правил технической эксплуатации станций и сетей», ГОСТ 21558-2018 «Системы возбуждения турбогенераторов, гидрогенераторов и синхронных компенсаторов. Общие технические условия», СТО 59012820.29.160.20.004-2019 ОАО «СО ЕЭС» «Требования к системам возбуждения и автоматическим регуляторам возбуждения сильного действия синхронных генераторов».

Силовые блочные трансформаторы ТДЦ-125000/110У1 выбраны в соответствии с номинальной мощностью генератора и максимальной мощностью генератора ГТ.

Резервный трансформатор собственных нужд ТДНС-16000/110 УХЛ1 выбран в соответствии с нагрузкой. Мощность трансформатора выбрана исходя из подключаемой нагрузки в нормальных и перегрузочных режимах.

Блочные повышающие трансформаторы и резервный трансформатор собственных нужд соответствуют ГОСТ Р52719-2007 и ГОСТ 17544-93.

Устройства РЗА и ПА соответствуют общей тенденции в энергетике и требованиям СТО 56947007-29.240.10.248-2017 «НТП ПС»; СТО 59012820.29.020.004 -.2018 «Релейная защита и автоматика. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика. Нормы и требования»; СТО 59012820.29.020.001-2020 «Релейная защита и автоматика. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Устройства локальной автоматики предотвращения нарушения устойчивости. Нормы и требования»

Информации, представленной в части электротехнических решений достаточно для последующей разработки рабочей документации, с учетом замечаний, указанных ниже.

Аудитор отмечает следующее:

- Работа «Схема выдачи мощности Хабаровской ТЭЦ-4 АО «Дальневосточная генерирующая компания» согласована фирмой АО «СО ЕЭС» ОДУ Востока письмом №О1-62-III-19-2015 от 30.06.2020г.
- Связи между генераторами и силовыми трансформаторами, связь между двумя новыми трансформаторами связи 63 МВА и токоограничивающими реакторами РТСТ10-1600-0,18, связь между обмоткой низкого напряжения рабочего трансформаторов собственных нужд и соответствующими секциями РУСН-6 кВ, а также связь между обмоткой низкого напряжения резервного трансформатора собственных нужд и секцией резервного питания 6 кВ осуществляются литыми токопроводами по типу ТКЛС(А), уточнение типа токопровода выполняется на стадии рабочего проектирования.
- На л. 1.6 соединение горизонтальных и вертикальных заземлителей в грунте показано с помощью соединителей, в примечаниях на л. 1.5 указан способ соединения - сварка. Привести в соответствие.

3.1.6 Анализ решений по водоподготовке

Источником технического производственного водоснабжения является р. Амур по существующей схеме технического водоснабжения Хабаровской ТЭЦ-1.

Техническое водоснабжение ХТЭЦ-4 предусматривается по двум существующим водоводам Ду600 и Ду800 от собственной береговой насосной станции (БНС), расположенной на берегу р. Амур.

Таблица 3.4. Качество речной воды

Наименование показателей	Единица измерения	Концентрация*
Аммонийный азот (в пересчете на аммиак)	мг/дм ³	0,16
Алюминий	мг/дм ³	0,1
Взвешенные вещества	мг/дм ³	5,8
Водородный показатель (pH)	ед. pH	7,1
Железо общее	мг/дм ³	2,36
Жесткость общая	мг-экв/дм ³	1,5
Жесткость кальциевая	мг-экв/дм ³	0,84
Медь	мг/дм ³	0,12
Мутность	мг/дм ³	11,0
Нефтепродукты	мг/дм ³	0,21
Нитраты	мг/дм ³	0,43
Нитриты	мг/дм ³	0,06
Окисляемость перманганатная	мгО/дм ³	7,0
Свободная угольная кислота	мг/дм ³	5,9
Сульфаты	мг/дм ³	47,7
Сухой остаток	мг/дм ³	150,0
Хлориды	мг/дм ³	6,7
Цветность	градус	29,0
Цинк	мг/дм ³	0,005
Щелочность общая	мг-экв/дм ³	0,95
Щелочность карбонатная	мг-экв/дм ³	0
Щелочность бикарбонатная	мг-экв/дм ³	0,52
Запах	балл	0
Солесодержание	мг/дм ³	50,0

Проектом предусмотрено строительство комплексной системы химводоочистки (ХВО), с целью подготовки воды для подпитки тепловой сети и питательной воды для паровых котлов, расположенных на территории Хабаровской ТЭЦ-4.

Проектная суточная производительность проектируемых сооружений составляет:

- для подготовки подпиточной воды теплосети – 2083,0 м³/ч;
- для подготовки питательной воды для паровых котлов – 54,5 м³/ч.

Таблица 3.5. Требования к качеству подпиточной воды теплосети

Наименование показателей	Единица измерения	Концентрация
Свободная углекислота		отсутствует
Водородный показатель (pH) при температуре 25С	ед. pH	8,5-9,0
Железо	мкг/дм ³	≤300,0
Взвешенные вещества	мг/дм ³	≤5,0
Нефтепродукты	мг/дм ³	≤0,1

Таблица 3.6. Требования к качеству питательной воды для паровых котлов

Наименование показателей	Единица измерения	Концентрация
Водородный показатель (pH) при температуре 25°C	ед. pH	8,3-9,2
Прозрачность по шрифту, не менее	см.	40,0
Общая жесткость	мкг-экв/дм ³	30,0
Растворенный кислород	мкг/дм ³	50,0
Железо	мг/дм ³	0,3
Медь	мг/дм ³	1,0
Масло, жиры	мг/дм ³	3,0

Для более интенсивного снижения нормируемых показателей качества воды на стадии коагуляции и осаждения исходная речная вода с расходом 2137,5 м³ /ч подается на подогреватель сырой воды (1 в работе, 1 в резерве). На подогревателе производится нагрев воды до температуры 25°C. Теплоноситель - сетевая вода, подводимая от котельной (КТФУ), с температурным графиком +118/25°C подогретая исходная вода поступает на первую ступень очистки, состоящую из двух рабочих линий отстаивания, включающие смесители лабиринтного типа и камеры флокуляции.

В смеситель дозируются следующие реагенты:

- коагулянт из узла приготовления и дозирования раствора коагулянта;
- флокулянт от автоматической установки приготовления раствора флокулянта;
- гипохлорит натрия из узла приготовления и дозирования гипохлорита.

Дозирование гипохлорита натрия производится в соответствии с регламентом:

- периодически: для санации установки осветления воды и скорых фильтров с двухслойной загрузкой;
- постоянно: в возвратные воды от узлов обработки и обезвоживания осадка и обессоливания.

Процесс хлопьеобразования протекает в 3 ступени в условиях изменения энергии вертикальных лопастных мешалок малой турбулентности. Повышение эффективности процесса флокуляции с помощью контроля подачи энергии осуществляется с помощью лопастных аппаратов для быстрого смешивания с преобразователями частоты.

Вода после флокуляции подается непосредственно из третьей камеры флокуляции во входной канал полочного отстойника.

Осветленная вода после полочных отстойников направляется на скорые фильтры с двухслойной загрузкой (8шт). Кроме рабочих фильтров предусмотрен один фильтр резервный (в ремонте или на промывке).

Осветленная вода после фильтров самотеком по каналам подается в резервуар очищенной воды объемом 2400 м³. Из резервуара очищенной воды насосами, расположенными в насосные водоснабжения (ГП поз.12) вода со среднечасовым расходом 2083,0 м³/ч (50тыс.м³/сут.) подается на подпитку теплосети.

Для получения обессоленной воды для подпитки котлов предлагается применение технологии обратного осмоса.

Схемой предусмотрены 3 установки обратного осмоса производительностью 28,8 м³/ч (2рабочих+1резервная). В состав узла обессоливания входит также установка промывки оборудования предназначена для проведения химпромывок установок обратного осмоса, а также для усреднения и нейтрализации стоков. Концентрат обратного осмоса направляется в бак сбора промывочной воды. Для удаления остаточного хлора перед установками обратного осмоса в осветленную воду дозируется раствор бисульфита натрия.

По мере работы установок обратного осмоса на поверхности мембранных элементов происходит накопление отложений. С целью восстановления характеристик обратноосмотических мембран проводится химическая промывка кислотными и щелочными растворами. Химическая промывка установок обратного осмоса проводится 4 раза в год.

Сбор промывочных вод осуществляется в баке сбора дренажей. В баке происходит взаимная нейтрализация кислотных и щелочных растворов. Усредненные и нейтрализованные воды с расходом 3,0 м³/ч периодически отводятся в сеть дождевой канализации.

Смесь концентрата обратного осмоса, промывной и шламовой воды перед возвратом в голову процесса предварительно обеззараживаются гипохлоритом натрия с дозой 3 мг/л, дозируемым в трубопровод, в соответствии с п.п. 9.169 СП 31.13330.2012.

Для защиты обратноосмотических мембран установлены мультипатронные картриджные фильтры номиналом фильтрации 5 мкм.

Низкая жесткость и солесодержание исходной воды, а также низкая степень извлечения пермеата позволят не использовать для предотвращения отложений на поверхности мембран антискаланты. Благодаря этому становится возможным возвращение концентрата в голову процесса.

Вывод:

В целом, принятые в проектной документации технические решения соответствуют действующим нормативно-правовым актам Российской Федерации, нормативно-технической документации, отраслевой документации, являются экономически целесообразными, соответствуют современному уровню развития техники и технологий.

Вместе с тем, Аудитор отмечает, что:

-- отсутствуют данные по качеству осветленной воды после шламоочистки для оценки целесообразности ее ввода в голову процесса.

3.1.7 Анализ решений по отоплению и вентиляции и кондиционированию

Присоединение системы отопления, вентиляции и горячего водоснабжения зданий ТЭЦ к коллекторам сетевой воды осуществляется через центральный тепловой пункт (ЦТП), в котором осуществляется местное регулирование и учет отпущенной тепловой энергии. ЦТП ХТЭЦ-4 размещается в здании комплекса ТФУ. Подключение потребителей зданий ХТЭЦ-4 предусматривается через соответствующий индивидуальный тепловой пункт (ИТП). Приготовление теплоносителя на вентиляцию и ГВС предусмотрено в ИТП потребителей, теплоноситель на отопление подается из тепловой сети с установкой узлов регулирования в ИТП.

Системы отопления обеспечивают в отапливаемых помещениях минимально допустимую температуру воздуха в течение отопительного периода при параметрах наружного воздуха не ниже расчетных.

Тепловые сети собственных нужд предусматриваются двухтрубными, состоящими из подающего и обратного трубопроводов. Тепловая сеть закрытая. Давление в трубопроводах: 1,0 МПа (изб.) в трубопроводах прямой сетевой воды, 0,2 МПа (изб.) в трубопроводах обратной сетевой воды. Тип регулирования тепловой сети - качественный с температурным графиком 110/70 °С.

Для систем вентиляции принята независимая схема теплоснабжения. Теплоносителем является незамерзающая жидкость на основе гликоля с параметрами 80/60 °С.

Потребителями тепла являются:

- системы вентиляции и кондиционирования воздуха, системы отопления производственных помещений без выделения взрывопожароопасных газов и паров (категорий В, Г и Д);
- системы отопления производственных помещений с выделением взрывопожароопасных газов и паров (категорий А и Б);
- системы отопления административных помещений.

Прокладка трубопроводов тепловой сети собственных нужд осуществляется надземно на эстакаде совместно с технологическими трубопроводами.

Трубопроводы тепловой сети приняты стальными бесшовными горячедеформированными из стали Г-20 по ТУ 14-3-190.

В качестве теплоизоляционного слоя для трубопроводов, элементов трубопроводов и изделий приняты:

- цилиндры навивные из каменной или минеральной ваты, плотностью 80-100 кг/м³;
- маты из каменной или минеральной ваты плотностью 40-100 кг/м³.

В качестве покровного слоя тепловой изоляции принята сталь тонколистовая оцинкованная по ГОСТ 14918-80.

Проектные решения по отоплению, вентиляции и кондиционированию воздуха в зданиях и помещениях ТЭЦ приняты с учетом их категорий по взрыво-пожаробезопасности и протекающих в них технологических процессов.

Для обеспечения нормированных параметров воздушной среды в главном корпусе и вспомогательных зданиях и помещениях, а также устойчивой работы технологического оборудования запроектирована общеобменная приточно-вытяжная вентиляция смешанного типа. Для обеспечения оптимальных параметров воздушной среды, там, где это необходимо, предусмотрена система кондиционирования воздуха.

Для систем вентиляции и кондиционирования воздуха предусматриваются следующие типы оборудования:

- оборудование в общепромышленном исполнении в системах, обслуживающих помещения без выделения взрывопожароопасных газов и паров;
- оборудование во взрывозащищенном исполнении в системах, обслуживающих помещения с выделением взрывопожароопасных газов и паров;
- оборудование в коррозионностойком исполнении в системах, обслуживающих помещения с выделением коррозионно-активных газов и паров.

Потребные воздухообмены в помещениях определены расчетом из условий ассимиляции вредных выделений: тепла, влаги, газов и паров. В помещениях, где возможно внезапное поступление большого количества вредных или горючих газов и паров, предусмотрена аварийная вентиляция.

В технологических помещениях, где возможно выделение взрывоопасных газов и паров с категориями по взрывопожароопасности А и Б, предусматривается применение оборудования во взрывобезопасном исполнении в соответствии с категорией перемещаемой смеси.

Очистка приточного воздуха осуществляется в приточных установках в блоках фильтров. Степень очистки варьируется в зависимости от требований к приточному воздуху, подаваемому в помещения. Наибольшей очистке подвергается приточный воздух, подаваемый в помещения объединенного щита управления, серверные и комнаты связи.

Вывод:

Принятые в проектной документации технические решения соответствуют действующим нормативно-правовым актам Российской Федерации, нормативно-

технической документации, отраслевой документации, являются экономически-целесообразными, соответствуют современному уровню развития техники и технологий.

3.1.8 Анализ решение по водоснабжению и водоотведения

Система водоснабжения

Источником хозяйственно-питьевого водоснабжения являются существующие сети хозяйственно-питьевого водоснабжения г. Хабаровска.

Источником технического производственного водоснабжения является р. Амур по существующей схеме технического водоснабжения Хабаровской ТЭЦ-1.

На проектируемой ХТЭЦ-4 предусматриваются следующие системы водоснабжения:

- хозяйственно-питьевого водоснабжения;
- противопожарного водоснабжения;
- производственного водоснабжения;
- очищенной воды;
- обессоленной воды;
- речной воды.

Система хозяйственно-питьевого водоснабжения предназначена:

- для обеспечения бытовых и питьевых нужд трудящихся ТЭЦ-4 (подвод воды к санитарным приборам, для приготовления ГВС);
- для обеспечения производственных нужд (аварийная подпитка теплосети (выполняется на первом этапе), резервный источник системы производственного водоснабжения);
- для обеспечения технологических нужд ТЭЦ-4 (резервный источник системы технического водоснабжения).

В соответствии с техническими условиями №787 от 13.11.2019, выданных МУП «Водоканал» г. Хабаровска, подключение проектируемой Хабаровской ТЭЦ-4 к централизованной системе холодного водоснабжения города возможно в двух точках:

- к водопроводной линии Д-600 мм, гарантированное давление в сети 3,0 кг/см², максимальный расход 1500 м³/час.
- к водопроводной линии Д-600 мм, гарантированное давление в сети 4,0 кг/см², максимальный расход 1200 м³/час.

Строительство сетей хозяйственно-питьевого водопровода предусматривается в три этапа.

В зданиях с постоянным пребыванием людей предусматривается внутренний хозяйственно-питьевой водопровод.

Расчетный расход воды ХТЭЦ-4 на хозяйственно-питьевые нужды составит 11,25 м³/час.

Система противопожарного водоснабжения предназначена для обеспечения противопожарных нужд - наружного пожаротушения от ПГ, внутреннего пожаротушения от ПК и автоматического пожаротушения резервуаров склада резервного топлива.

Строительство сетей противопожарного водопровода предусматривается в три этапа.

Автономная система противопожарного водоснабжения относится к I категории надежности действия, к I категории по степени обеспеченности подачи воды и к I особой категории надежности электроснабжения.

На подземных наружных сетях водоснабжения предусмотрена в соответствии с требованиями технического задания установка бесколодезной запорной арматуры.

Для хранения противопожарного запаса воды проектными решениями предусматривается установка двухсекционного подземного полузаглубленного железобетонного резервуара, в каждой секции которого хранится 50 % объема воды на пожаротушение, объемом 800 м³ каждая.

Система производственного водоснабжения предназначена для:

- смыва полов в машзале Главного корпуса и комплекса ТФУ;
- подпитки промежуточного контура подогрева дизельною топлива в здании Комплекса ТФУ;
- полива территории.

Для подготовки подпиточной воды теплосети до качества, соответствующего СанПиН 2.1.4.1074-01 в соответствии с СП 124.13330.2012 предусматривается строительство комплексной системы химводоочистки.

Строительство сетей водопровода очищенной воды предусматривается в два этапа.

Для хранения запаса воды предусматривается установка двухсекционного подземного полузаглубленного железобетонного резервуара, в каждой секции которого хранится 50 % объема очищенной воды, объемом 1200 м³ каждая.

Для подготовки питательной воды для паровых котлов предусматривается установка доочистки очищенной воды на установке обратного осмоса, входящей в состав комплексной системы химводоочистки. Строительство сетей водопровода обессоленной воды предусматривается на втором этапе строительства Хабаровской ТЭЦ-4.

Система водоснабжения речной воды предназначена для забора и подачи речной воды из р. Амур на технологические нужды Хабаровской ТЭЦ-4 (для подготовки подпиточной воды теплосети и подготовки питательной воды для паровых котлов) и на заполнение резервуаров противопожарного запаса воды.

Источником водоснабжения является р. Амур по существующей схеме технического водоснабжения Хабаровской ТЭЦ-1.

Система водоснабжения речной воды включает в себя:

- береговую насосную станцию (БНС) с водозабором из реки Амур;
- водоводы Ду600 и Ду800 от БНС до площадки Хабаровской ТЭЦ-4;
- внутривозрадные трубопроводы речной воды.

Горячее водоснабжение потребителей Хабаровской ТЭЦ-4 предусматривается по закрытой схеме с приготовлением воды:

- в Главном корпусе, в здании химводоочистки, в АБК, в ОВК, в КПП №1 - в ИТП;
- в КПП №2 и в ГЩУ - в накопительном электроводонагревателе.

Система водоотведения

В соответствии с составом сточных вод для проектируемого объекта предусматриваются следующие системы водоотведения:

- канализация бытовая;
- канализация дождевая;
- канализация производственная;
- канализация системы аварийных маслосточков;
- канализация нефтесодержащих стоков;
- канализация очищенных дождевых стоков;
- канализация дренажных вод.

Канализация бытовая предназначена для отвода бытовых сточных вод от санузлов, душевых, вспомогательных помещений проектируемых зданий ХТЭЦ-4 в систему бытовой канализации г. Хабаровска. В соответствии с техническими условиями №787 МУП «Водоканал» г. Хабаровска максимальная нагрузка в точке подключения к системе водоотведения города составляет 50 м³/сут.

Отвод дождевых сточных вод с кровель проектируемых зданий ХТЭЦ-4 предусматривается внутренними или наружными водостоками в проектируемую закрытую внутриплощадочную систему дождевой канализации. Дождевые стоки отводятся в аккумулирующий резервуар с последующей подачей на очистные сооружения поверхностных сточных вод.

Дождевые, талые и поливомоечные сточные воды с основной площадки строительства Хабаровской ТЭЦ-4 с помощью лотков и дождеприемных колодцев так же отводятся в проектируемую закрытую внутриплощадочную систему дождевой канализации и по самотечному режиму отводятся в аккумулирующий резервуар с последующей подачей на очистные сооружения поверхностных сточных вод.

Дождевые, талые и поливомоечные сточные воды с площадки хозяйства резервного топлива с помощью лотков и дождеприемных колодцев отводятся в проектируемую закрытую внутриплощадочную систему дождевой канализации хозяйства резервного топлива и по самотечному режиму отводятся в аккумулирующий резервуар. Далее сточные воды в напорном режиме направляются в проектируемую закрытую внутриплощадочную систему дождевой канализации основной площадки Хабаровской ТЭЦ-4.

Очищенные сточные воды направляются в накопительный резервуар сооружений производственного водоснабжения для повторного использования в системе технического водоснабжения. Избыток очищенного стока направляется в канализацию очищенных дождевых стоков.

Канализация производственная предназначена для отвода производственных сточных вод:

- от опорожнения систем теплоснабжения зданий;
- от опорожнения трубопроводов сетевой воды;
- образующихся в случае разгерметизации баков-аккумуляторов;
- образующихся в процессе работы оборудования комплекса ТФУ, при ремонтах и авариях;
- от опорожнения ванны для проверки камер в здании ОВК;
- из приемка машзала насосной станции водоснабжения;
- из приемка сбора случайных стоков в здании химводоочистки.

Производственные сточные воды отводятся в систему дождевой канализации.

Система аварийных маслосточков открытой установки трансформаторов при пожаротушении трансформатора состоит из маслоприемника, маслоотвода, маслосборника с погружными насосами.

Очистка аварийных маслосточков после отстаивания и удаления трансформаторного масла из маслосборников предусматривается на очистных сооружениях нефтесодержащих стоков.

В канализацию нефтесодержащих стоков поступают стоки:

- от смыва полов и механизмов и установок в главном корпусе;
- от смыва полов и механизмов и установок в комплексе ТФУ;
- от системы аварийных маслосточков после отстаивания и удаления трансформаторного масла из маслосборника.

В проекте предусматривается очистка нефтесодержащих сточных вод на одноименных очистных сооружениях Хабаровской ТЭЦ-4.

Состав и производительность очистных сооружений канализации нефтесодержащих стоков определены с учетом концентраций загрязняющих веществ и объема поверхностного стока.

Канализация очищенных дождевых стоков предназначена для отвода избытка очищенных поверхностных сточных вод (дождевых, талых, поливочных) и близких к ним по составу производственных сточных вод, дренажных вод после очистных сооружений дождевого стока, и очищенных нефтесодержащих сточных вод после очистных сооружений нефтесодержащих сточных вод.

Очищенные до норм ПДК рыбохозяйственного назначения сточные воды направляются в существующие сети проливневной канализации Хабаровской ТЭЦ-1.

Проектом предусматривается ремонт существующего ливневого коллектора, находящегося в аварийном состоянии.

В связи с тем, что существующий ливневой коллектор проложен по территории сложившейся застройки г. Хабаровска, то предусматривается восстановить его путем санации методом ввода рукавного внутреннего покрытия с последующей термообработкой. В результате образуется система «труба в трубе», при которой внутри трубопровода формируется полимерная труба с толщиной стенки до 20 мм, плотно прижатая к внутренней поверхности основной трубы. Рукавное покрытие является самостоятельной конструкцией и не требует адгезии к внутренней поверхности трубопровода.

Вывод:

В целом, принятые в проектной документации технические решения соответствуют действующим нормативно-правовым актам Российской Федерации, нормативно-технической документации, отраслевой документации, являются экономически целесообразными, соответствуют современному уровню развития техники и технологий.

3.1.9 Анализ решений по автоматизированным системам управления технологическими процессами (АСУ ТП)

АСУ ТП ТЭЦ имеет распределенную трехуровневую структуру. В главном корпусе ТЭЦ: контроллеры, модули ввода/вывода (УСО), система питания ПТК размещаются в помещениях ПТК; серверы и сетевое оборудование, рабочие места не-оперативного персонала АСУ – в инженерном помещении; технические средства рабочих мест оперативного персонала – на объединенном щите управления (ОЩУ). В здании комплекса теплофикационных установок установлено: контроллеры, модули ввода/вывода, НКУ размещаются в помещении шкафов управления КТФУ. В сооружениях ППГ: контроллеры, модули ввода/вывода, НКУ, система питания, а в остальных зданиях ТЭЦ: ЛСАУ и удаленные модули ввода/вывода.

Организован объединенный щит управления (ОЩУ) – для управления технологическим оборудованием блоков № 1-4, общешлюзовым и вспомогательным оборудованием.

В составе АСУ ТП предусмотрена система единого времени.

Функционально АСУ ТП ТЭЦ разделена на две подсистемы: АСУ ТП тепломеханической части (АСУ ТМО) и АСУ ТП электротехнической части (АСУ ЭТО).

АСУ ТП тепломеханической части (АСУ ТМО), имеет в составе: АСУ тепломеханической части ГТУ; АСУ ТП общешлюзового оборудования, относящегося к тепломеханической части.

АСУ ТП электротехнической части (АСУ ЭТО), имеет в составе: САУ электротехнической части ГТУ; АСУ ТП общестанционного оборудования, относящегося к электрической части (закрытые распределительные устройства, комплектные распределительные устройства, трансформаторное оборудование и т.д.).

Вывод:

Принятые технические решения в целом соответствуют заданию на проектирование, с учетом формализуемых требований к таким решениям, определенных на 1-м этапе публичного технологического и ценового аудита инвестиционного проекта; современному уровню развития техники и технологий производства работ, исходно-разрешительной документации на строительство.

Объекты хозяйства резервного топлива ХТЭЦ-4 предусматривают хранение дизельного топлива в объеме более 1000м. куб., которое является горючей жидкостью, поэтому в соответствии с п. 1 приложения 1 ФЗ 116-ФЗ (ред. от 29.07.2018) "О промышленной безопасности опасных производственных объектов" объекты хозяйства резервного топлива относятся к категории опасных производственных объектов.

3.1.10 Анализ сетей связи

Аудитор обращает внимание на то, что не предоставлены ссылочные документы (согласно ТЗ п. 23.1.6, 23.1.9, 23.1.10, 21.1.11) отдельное ТЗ на систему видеонаблюдения; сети связи; локально-вычислительную сеть; громкоговорящее оповещение, часофикацию. В соответствии с заданием на проектирование в проектных решениях необходимо предусмотреть следующие системы связи:

- Диспетчерская связь и корпоративная телефония;
- Радиофикация и телевиденье – в объеме ТЭЦ не разрабатывается;
- Громкоговорящая связь и оповещение;
- Локальная вычислительная сеть (ЛВС) и структурированная кабельная сеть (СКС);
- Видеонаблюдение;
- Часофикацию.

В соответствии с проектными решениями сети связи реализованы следующим образом. Система телефонной связи построена на базе двух IP-АТС обеспечивающих оперативно-диспетчерскую и корпоративную/общестанционную связь по SIP протоколу. Организация технологической связи между ТЭЦ и системным оператором осуществляется по взаиморезервируемым линиям. Решениями предусматривается селекторная связь, запись диспетчерских переговоров.

Локальная вычислительная сеть создана на основе коммутаторах 3 уровня по технологии FE с поддержкой POE и Ethernet, на основе структурированной кабельной сети состоящей из подсистем согласно требованиям международного стандарта ISO/IEC 11801.

Система громкоговорящей связи выполнена на базе IP системы интерком-связи, обеспечивает симплексную связь с абонентами, громкоговорящее оповещение и поисковую связь.

Система технологического наблюдения создана на базе сетевой технологии IP-система на основе сетевого видеосервера и IP-камер.

Система часофикации реализована по средствам установки сервера точного времени СТВ-01 и вторичных часов работающих по протоколу NTP.

При анализе проектной документации выявлено, что проектные решения учитывают требования технического задания в части перечня систем связи.

Системы связи, предусмотренные проектом, состоят из станционных сооружений и линий связи.

Организация каналов диспетчерской связи и передачи диспетчерской технологической информации с ХТЭЦ-4 системному оператору и АО «ДГК» по адресу ул. Шеронова, 65 и через существующее присоединение на узле связи АО «ДКГ» по адресу ул. Фрунзе 49.

Вывод:

Аудитор обращает внимание проектировщика на необходимость дополнить проектные решения планами прокладки трассы ВОЛС АО «ДКГ» с учетом существующих и проектируемых сетей и сооружений, на основании выполненных в необходимом объеме инженерных изысканий, т.к. представленная схема прохождения ВОЛС не обосновывает принятые решения (отсутствует привязка к сущ. кабельной канализации ПАО «Ростелеком», к трассе ВЛ. Также необоснован выполнен транзит магистрального кабеля через здание ЗРУ, ГЩУ), на Схеме прохождения ВОЛС не указан тип кабеля и способ подвеса кабеля (в части прокладки по ВЛ), схему организации внешних подключений необходимо дополнить матрицей информационных потоков с указанием типов передаваемых данных, пропускной способности, протокола передачи.

3.1.11 Анализ экологических решений

В решениях представлены данные по существующему воздействию ХТЭЦ-1 на окружающую среду.

Также разработаны решения с учетом прогнозируемого воздействия на окружающую среду ХТЭЦ-4:

- проведена оценка воздействия объекта капитального строительства на окружающую среду
- проведены расчеты выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух;
- проведены расчеты акустического воздействия;
- описаны решения по использованию водных объектов для нужд ХТЭЦ-4, а также решения, принятые для соблюдения ПДК в соответствии с требованиями НТД;
- проведена оценка объема отходов, образующихся при: демонтаже зданий и сооружений ХТЭЦ-1; строительстве зданий и сооружений ХТЭЦ-4; эксплуатации ХТЭЦ-4, а также размер платы за негативное влияние отходов на окружающую среду;
- проведена оценка границ санитарно-защитной зоны;
- описаны мероприятия по предотвращению и (или) снижению воздействия на окружающую среду;
- описаны методы и средства контроля за состоянием атмосферного воздуха, окружающей среды в местах хранения отходов, а также методы экологического контроля при возникновении аварийной (чрезвычайной) ситуации;
- представлен перечень и расчет затрат на реализацию природоохранных мероприятий и компенсационных выплат.

Вывод:

Принятые технические решения в целом соответствуют заданию на проектирование, с учетом формализуемых требований к таким решениям, определенных на 1-м этапе публичного технологического и ценового аудита инвестиционного проекта; современному уровню развития техники и технологий производства работ, исходно-разрешительной документации на строительство.

3.1.12 Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности

Для нужд ХТЭЦ-4 проектом предусматривается система противопожарного водоснабжения, предназначенная для обеспечения противопожарных нужд - наружного пожаротушения от ПГ, внутреннего пожаротушения от ПК и автоматического пожаротушения.

Для обеспечения противопожарных нужд на площадке ТЭЦ-4 предусматривается создание автономной системы противопожарного водоснабжения включающую в себя насосную станцию противопожарного водоснабжения, резервуары противопожарного запаса воды, трубопроводов с установкой запорной и регулирующей арматуры и пожарных гидрантов, которые обеспечивают пожаротушение объектов промплощадки ХТЭЦ-4.

В главном корпусе автоматической установкой газового пожаротушения защищаются помещения (участки) с повышенной пожарной нагрузкой: турбогенераторы, газомасляные модули, модули жидкого топлива, проходные кабельные сооружения, пространство двойного пола, помещение ПТК АСУТП, серверные. В здании КТФУ для защиты кабельных сооружений установками газового пожаротушения, в помещении 104 запроектирована станция газового пожаротушения.

Проектными решениями для защиты резервуаров с дизельным топливом предусмотрены автоматические установки по типу пожаротушения воздушно-механической пеной низкой кратности по СП 155.13130.2014 «Склады нефти и нефтепродуктов. Требования пожарной безопасности (с Изменением N 1)» и водяного охлаждения. Пожаротушение основного резервуара обеспечивается подачей низкократной пленкообразующей пены сверху на поверхность нефтепродукта. В верхней части основного резервуара установлено 4 камеры низкократной пены (КПН). Для защиты резервуара с защитной стенкой предусмотрена установка 4 КПН.

Для защиты железнодорожной сливной эстакады предусмотрены стационарные автоматизированные установки пожаротушения пеной низкой кратности. Пеногенераторы расположены на строительных конструкциях эстакады с подачей пены на железнодорожные цистерны и настил эстакады.

Пожарная сигнализация выполняется на базе интегрированной системы охранно-пожарной сигнализации ИСО «Орион» с использованием интерфейса RS-485.

Проектируемые линии интерфейса RS-485 объединяют все устройства систем пожарной сигнализации и автоматики газового, аэрозольного и порошкового пожаротушения в единую систему.

Тревожные извещения поступают в помещение ГЩУ в здании главного корпуса. Для обработки поступивших извещений используются пульта управления, установленные на ГЩУ, и автоматизированные рабочие места (АРМ ПС+АПТ) с мониторами и программным обеспечением.

Оповещение о пожаре, связанное с системой пожарной сигнализации, выполняется по II типу с установкой в помещениях и коридорах звуковых оповещателей, подключаемых в шлейфы оповещения.

Удаление продуктов горения при пожаре системами механической противодымной вентиляции, предусмотрено из коридоров длиной более 15 м без естественного проветривания это часть помещений в здании Главного корпуса, здания АБК, здания ОВК.

Вывод:

Принятые технические решения в целом соответствуют заданию на проектирование, с учетом формализуемых требований к таким решениям, определенных на 1-м этапе публичного технологического и ценового аудита инвестиционного проекта; современному

уровню развития техники и технологий производства работ, исходно-разрешительной документации на строительство.

Аудитор отмечает, что:

- проанализировав представленные в проекте решения по пожаротушению по мнению аудитора представленные системы не отвечают современному уровню технологий, а именно:
 - представленные в проекте автоматические установки водопенного пожаротушения резервуаров хранения нефти и нефтепродуктов показали свою неэффективность – ВНИИПО не выявлено ни одной успешной сработки пенных систем пожаротушения, а в отдельных случаях стационарно установленные пенные камеры способствовали дальнейшему развитию пожара.

Поэтому аудитор рекомендует рассмотреть вариант применения системы пожаротушения с установками импульсного типа подачи самовспенивающейся газоаэрозоленаполненной пены (СГП). Эффективность тушения резервуаров объемом до 20000 м³ включительно с установками импульсного пожаротушения была экспериментально доказана ВНИИПО. Данный способ пожаротушения соответствует СП 155.13130.2014 «Склады нефти и нефтепродуктов. Требования пожарной безопасности (с Изменением N 1)».

- в соответствии с требованиями СП 90.13330.2012 «Электростанции тепловые. Актуализированная редакция СНиП II-58-75 (с Изменением N 1)» пункт 9.3.1, аудитор рекомендует помещение ОЦУ здания главного корпуса и помещение главного щита управления здания ГЦУ оборудовать тамбурами, габариты одного из которых должны обеспечивать транспортирование щитовых устройств;

3.1.13 Наличие ограничений на используемые технологии

Наличие ограничений на используемые технологии:

- необходимость получения лицензий, разрешений, сертификатов надзорных органов для реализации инвестиционного проекта с учетом выбранных технических решений;
- необходимость привлечения высококвалифицированных специалистов для реализации инвестиционного проекта;
- необходимость использования специфического специализированного оборудования.

Аудитор не усматривает ограничений на используемые в проекте технологии на данной стадии разработки инвестиционного проекта. Для реализации настоящего инвестиционного проекта не требуется получения специальных разрешений и лицензий от надзорных органов, так как используемые технологии и работы являются типовыми для строительства генерирующего объекта.

При реализации инвестиционного проекта должны быть использованы специализированные проектные организации, организации по проведению изыскательских работ, а также строительно-монтажные организации, осуществляющие строительство объектов генерации. Отсутствует необходимость использования специализированного или специфического оборудования, без которого реализация Инвестиционного проекта невозможна.

3.1.14 Проект организации строительства

Строительство Хабаровской ТЭЦ-4 предусматривается в замещение существующих мощностей Хабаровской ТЭЦ-1.

После ввода в эксплуатацию Хабаровской ТЭЦ-4 Хабаровская ТЭЦ-1 полностью выводится из эксплуатации.

В соответствии с заданием на проектирование предусмотрен поэтапный ввод объекта в эксплуатацию:

- Первый этап: III квартал 2022 г.;
- Второй этап: III квартал 2024 г.;
- Третий этап: III квартал 2025 г.

Строительство ХТЭЦ-4 будет осуществляться в условиях действующего предприятия - действующей ХТЭЦ-1.

Промышленная площадка ХТЭЦ-1 имеет плотную застройку из существующих зданий и сооружений. Условия строительства характеризуются как стесненные для производства работ.

В календарном графике строительства (далее – График) отражены длительности возведения основных объектов ХТЭЦ-4.

Подготовительный период включает в себя: устройство стройгородка, демонтажные работы, работы по перекладке инженерных сетей.

Основной период включает в себя строительство:

- главного корпуса с разбивкой на этапы;
- комплекса ТФУ;
- АБК;
- ОВК;
- вспомогательных зданий и сооружений;
- внутриплощадочных инженерных сетей;
- благоустройство территории.

Представленный в ПОС график является «чистым» графиком строительства и выполнен в соответствии с требованиями нормативной документации – содержит сроки и последовательность строительства основных и вспомогательных зданий и сооружений с выделением этапов строительства.

График, позволяющий в полной мере оценить длительность реализации проекта строительства должен содержать следующие позиции:

- разработка проектной и рабочей документации;
- контрактация, изготовление и поставка оборудования;
- работы по завершению проекта (комплексное опробование, режимная наладка и гарантийные испытания).

Вывод:

В целом, принятые в проектной документации технические решения соответствуют действующим нормативно-правовым актам Российской Федерации, нормативно-технической документации, отраслевой документации, являются экономически целесообразными, соответствуют современному уровню развития техники и технологий.

Аудитор считает график строительства Хабаровской ТЭЦ-4 реалистичным и позволяющим выполнить строительно-монтажные работы в полном объеме и ввести объект в директивные сроки.

- Первый этап: III квартал 2022 г.;

- Второй этап: III квартал 2024 г.;
- Третий этап: III квартал 2025 г.

3.2 АНАЛИЗ ОБОСНОВАННОСТИ ВЫБОРА КОНСТРУКТИВНЫХ, ТЕХНИЧЕСКИХ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ

Аудитор отмечает, что выбранные основные конструктивные, технические и технологические решения определенные в проектной документации являются обоснованными и подлежат дальнейшему уточнению на дальнейшей стадии реализации проекта.

3.3 АНАЛИЗ СООТВЕТСТВИЯ ПРИНЯТЫХ ТЕХНИЧЕСКИХ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ СОВРЕМЕННОМУ УРОВНЮ РАЗВИТИЯ ТЕХНОЛОГИЙ

Аудитор отмечает, что принятые технические и технологические решения на стадии подготовки и разработки проектной документации должны соответствовать современному уровню развития технологий, с определением возможных ограничений на используемые технологии и необходимостью использования уникального специализированного оборудования.

3.4 АНАЛИЗ ВОЗМОЖНОСТИ ОПТИМИЗАЦИИ ПРИНЯТЫХ ТЕХНИЧЕСКИХ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ

Аудитор отмечает, что в ПД принятые технические и технологические решения должны при необходимости уточняться на дальнейших стадиях разработки инвестиционного проекта (разработки рабочей документации).

4 ЦЕНОВОЙ АУДИТ

4.1 ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ

В качестве исходных данных по стоимости строительства «Хабаровская ТЭЦ-4 с внеплощадочной инфраструктурой» для проведения технологического и ценового аудита инвестиционного проекта представлена сметная документация.

Сметная документация на строительство разработана «Интертехэлектро-Проект» (ООО «ИТЭ-Проект») на основе проектной документации и включает расчеты на три этапа строительства.

Сметная документация на строительство разработана в соответствии с техническим заданием по МДС81-35.2001. Так как сметная документация разрабатывалась в переходный период учтены некоторые рекомендации Приказа Минстроя России № 421/пр от 04.08.2020 года «Методики определения сметной стоимости строительства, реконструкции, капитального ремонта, сноса объектов капитального строительства, работ по сохранению объектов культурного наследия (памятников истории и культуры) народов Российской Федерации на территории Российской Федерации», вступившей в действие с 5 октября 2020 года.

Сметная документация составлена базисно-индексным методом в базисном уровне цен на 01.01.2000 г. Для приведения стоимости в текущий уровень цен применены индексы пересчета сметной стоимости, опубликованные Министерством строительства и жилищно-коммунального хозяйства РФ (Минстрой РФ), на 4 квартал 2020 года.

Сводные сметные расчеты стоимости строительства Хабаровской ТЭЦ-4 по 1, 2 и 3 этапам имеют следующие показатели в тыс. рублей:

Наименование работ / этапы	Сметная стоимость строительства, тыс. руб.			Общая стоимость, тыс. руб.
	1 этап	2 этап	3 этап	
Общая стоимость по ССРСС в базисных ценах на 01.01.2000г., в том числе:	509 372,34	4 572 186,66	3 188 582,24	8 270 141,24
Строительные работы	141 290,49	993 834,15	824 329,08	1 959 453,72
Монтажные работы	17 334,22	314 349,29	132 361,68	464 045,19
Оборудование	83 449,98	2 791 578,06	1 893 607,28	4 768 635,32
Прочие работы	267 297,65	472 425,16	338 284,20	1 078 007,01
Общая стоимость по ССРСС в текущих ценах на 4 квартал 2020 г. без НДС, в том числе:	3 600 699,16	32 716 760,43	23 164 577,71	59 482 037,30
Строительные работы	1 384 646,81	9 739 574,66	8 078 424,90	19 202 646,37
Монтажные работы	169 875,28	3 080 622,99	1 297 144,48	4 547 642,75
Оборудование	439 781,40	14 711 616,40	9 979 310,34	25 130 708,14
Прочие работы	1 606 395,67	5 184 946,38	3 809 697,99	10 601 040,04

В соответствии с письмами Министерства строительства и жилищно-коммунального хозяйства РФ №45484-ИФ/09 от 12.11.2020 приложение №1 и приложение №4 для Хабаровского края (1-ая зона) Дальневосточного федерального округа, используются следующие индексы пересчета сметной стоимости:

- строительно-монтажные работы (прочие объекты) – 9,8;
- оборудование (отрасль электроэнергетика) – 5,27;
- прочие работы и затраты (отрасль электроэнергетика) – 10,42;
- пусконаладочные работы (прочие объекты) – 25,31.

Индексы изменения сметной стоимости проектных и изыскательских работ приняты на IV квартал 2020 г. согласно Письма Минстроя России №44016-ИФ/09 от 02.11.2020 г.:

–на проектные работы – 4,47 с учетом индекса пересчета стоимости проектных работ, определенных на основании справочников базовых цен, разработанных в уровне цен 01.01.2001 г., в уровень цен по состоянию на 01.01.2000 г. на основании письма Госстроя РФ №НЗ-4316/10 от 16.07.2003г. $K=1,19$;

–на изыскательские работы – 4,55 к уровню цен по состоянию на 01.01.2000 г., а также 51,69 – к уровню цен по состоянию на 01.01.1991 г. с учетом индекса пересчета стоимости изыскательских работ, разработанных в уровне цен 01.01.2001 г., к уровню цен по состоянию на 01.01.2000 г. $K=1,266$.

Затраты на проведение государственной экспертизы проектной документации учтены на основании Договора АО «Интертехэлектропроект» - ФАУ «Главгосэкспертиза» № 1118Д-20/ГГЭ-24298/11-02 от 24.07.2020 г., приведены в базовый уровень цен по состоянию на 01.01.2000 индексом потребительских цен к декабрю 2000 г. $K = 5,447$.

Стоимость оборудования, принятая на основании коммерческих предложений поставщиков, прайс-листов заводов-изготовителей, в текущем уровне цен и приведена в базовый уровень цен по состоянию на 01.01.2000 г. путем применения индекса изменения сметной стоимости на 4 квартал 2020 года на оборудование с учетом затрат, согласно Методики определения сметной стоимости строительства и письма АО «Дальневосточная генерирующая компания» филиал «Хабаровская генерация» от 22.10.2020 г. № 01/5285:

- комплектация оборудования – 1 %;
- транспортные услуги - 3 %;
- заготовительно-складские расходы – 1,2 %.

Стоимость материалов принята по федеральным сборникам сметных цен на материалы, изделия и конструкции, применяемые в строительстве (ФССЦ-2001). На отсутствующие в сборнике отдельные материалы, изделия, конструкции в нормативной базе ФСНБ-2020 их сметная стоимость определена по коммерческим предложениям поставщиков, на основании конъюнктурного анализа по наиболее экономичному варианту, в текущих ценах с переводом в базисный уровень цен путем применения индекса изменения сметной стоимости на 4 квартал 2020 года на строительно-монтажные работы с учетом заготовительно-складских расходов в размере 2% от стоимости, на металлические конструкции – 0,75%.

Затраты на возведение и содержание временных зданий и сооружений учтены по нормативу согласно Приложения 1 п. 20 «Методики определения затрат на строительство временных зданий и сооружений, включаемых в ССРСС объектов капитального строительства», утвержденной Приказом Минстроя РФ №332/пр от 19.06.2020 г. и вступившей в действие 29 октября 2020 года, в размере 5,4 % от стоимости строительно-монтажных работ глав 1-7 ССРСС.

По главе 9 «Прочие работы и затраты» учтены следующие затраты в текущих ценах 4 кв. 2020 года без учета НДС:

Дополнительные затраты при производстве работ в зимнее время – учтены в размере $5,5 \cdot 0,9 = 4,95\%$ от сметной стоимости строительно-монтажных работ глав 1-8 ССРСС, где:

- 5,5% норматив затрат при производстве работ в зимнее время в согласно Таблицы 4 п.2.1 ГСН 81-05-02-2007 для V температурной зоны;

0,9 – коэффициент к сметным нормам Таблицы 4 для V температурной зоны (ГСН 81-05-02-2007 Приложение 1 п.27.1);

Дополнительные затраты при производстве строительно-монтажных (ремонтно-строительных) работ в зимнее составляют 907 773,3 тыс. руб.

Лимит затрат на снегоборьбу определен в размере 0,4% от сметной стоимости строительно-монтажных работ глав 1-8 ССРСС согласно ГСН 81-05-02-2007 Таблица 2 для V температурной зоны.

Затраты на снегоборьбу составляют – 73 355,42 тыс. руб.

Затраты на проведение пусконаладочных работ определены по Федеральным единичным расценкам на пусконаладочные работы, а также на основании письма АО «ДГК» филиал «Хабаровская генерация» №01/4442 от 04.0.2020г. «Об учете в ССР затрат на ПНР и эксплуатацию кадров».

Затраты на проведение ПНР «вхолостую» составляют 917 477,41 тыс. руб.

Затраты на проведение ПНР «под нагрузкой» составляют 2 528 854,92 тыс. руб.

Затраты на эксплуатацию установки мойки колес "Мойдодыр-2" на площадке строительства: 3 367,76 тыс. руб.

Затраты на аренду складских площадок: 12 436,80 тыс. руб.

Затраты на эксплуатацию тепловых дизельных пушек на площадке строительства: 2 795,18 тыс. руб.

Затраты на отопление зданий, законченных вчерне, вне пределов отопительного периода, установленного административными органами исполнительной власти: 4 156,00 тыс. руб.

Затраты на утилизацию отходов строительного производства: 74 827,56 тыс. руб.

Затраты на организацию работ методом командирования: 1 761 912, 95 тыс. руб.

Затраты на осуществление присоединения к сетям водоснабжения и канализации МУП города Хабаровска "ВОДОКАНАЛ": 2 981,64 тыс. руб.

Ущерб за выбросы в атмосферу на период строительства 138,51 тыс. руб.

Плата за размещение отходов при демонтаже: 1 180,75 тыс. руб.

Плата за размещение отходов при строительстве: 13 264,22 тыс. руб.

Затраты на осуществление технического присоединения объекта по производству электроэнергии: 13,68 тыс. руб.

Затраты на привлечение эксплуатационного персонала на период пусконаладочных работ до ввода объекта в эксплуатацию: 28 494,90 тыс. руб.

Премирование за ввод в эксплуатацию объекта - 2,07% (от СМР глав 1-12 с учетом непредвиденных затрат): 491 630,26 тыс. руб.

Затраты на проведение торгов в размере 0,42% от суммы глав 1-9 строительно-монтажных работ и пусконаладочных работ составляют 22 637,36 тыс. руб.

Затраты на мероприятия по восстановлению нарушенного состояния биологических ресурсов при эксплуатации Хабаровской ТЭЦ-4: 36 679,63 тыс. руб.

Затраты на инжиниринговые услуги: 28 979,97 тыс. руб.

Затраты на предоставление обязательной банковской гарантии: 2 095 133,73 тыс. руб.

Затраты на страхование объекта строительства: 168 071,44 тыс. руб.

Комплекс кадастровых работ по разделу производственно-технологического комплекса для строительства Хабаровской ТЭЦ-4 2 900,70 тыс. руб.

Кадастровые работы по обследованию вновь построенных объектов Хабаровской ТЭЦ-4 для ввода в эксплуатацию (для подготовки технических планов): 5 800,00 тыс. руб.

Кадастровые работы по обследованию объектов после демонтажа для снятия с кадастрового учета (56 объектов): 1 120,00 тыс. руб.

Затраты на научно-техническое сопровождение строительства зданий и сооружений: 6 778,33 тыс. руб.

Государственная пошлина за регистрацию права собственности ПАО "РусГидро" на объекты после раздела производственно-технологического комплекса для строительства Хабаровской ТЭЦ-4 и построенные объекты: 4 202,00 тыс. руб.

Затраты на покупку воды питьевого качества от МУП "Водоканал" г. Хабаровска для подготовки подпиточной воды теплосети Хабаровской ТЭЦ-1 489 793,78 тыс. руб.

Затраты по выполнению работ в области промышленной безопасности для ввода в эксплуатацию объекта 45 000 тыс. руб.

Затраты по главе 10 «Содержание службы заказчика-застройщика, строительный контроль» учтены на основании Письма № 01/1879 от 13.04.2021г. АО "ДГК" Филиал "Хабаровская генерация", и составляют 1 863 567,79 тыс. руб.

Затраты по главе 11 «Подготовка эксплуатационных кадров для строящегося объекта капитального строительства» составляют 4 555 тыс. руб.

В главе 12 «Публичный технологический и ценовой аудит, подготовка обоснования инвестиций, осуществляемых в инвестиционный проект по созданию объекта капитального строительства, в отношении которого планируется заключение контракта, предметом которого является одновременно выполнение работ по проектированию, строительству и вводу в эксплуатацию объекта капитального строительства, технологический и ценовой аудит такого обоснования инвестиций, аудит проектной документации, проектные и изыскательские работы» приняты следующие затраты в текущем уровне цен и составляют:

Статическое испытание свай на объекте – 32 276,71 тыс. руб.

Затраты на проектные работы – 1 034 378,24 тыс. руб.

Затраты на обследование существующих строительных конструкций – 8 938,8 тыс. руб.

Затраты на изыскательские работы – 66 162,15 тыс. руб.

Затраты на проведение государственной экспертизы проектной документации составляют 6 283,89 тыс. руб.

Затраты на авторский надзор в размере 0,2% от итога Глав 1-9 и командировочные расходы, учтены на основании МДС 81-35.2004 п.4.91, и составляют 112 904,38 тыс. руб.

Затраты на проведение публичного технологического и ценового аудита составляют 500 тыс. руб.

Дополнительные работы по проведению публичного технологического и ценового аудита разработанной проектной документации – 900 тыс. руб.

Затраты на проведение экспертного сопровождения -4 579,55 тыс. руб.

Затраты на проектные работы стройгородка – 4 822,91 тыс. руб.

Непредвиденные затраты приняты в размере 10% от итога по главам 1-12 в соответствии со статьей 48.1 пункт 10.1 Градостроительного Кодекса РФ.

Налог на добавленную стоимость составляет 20% согласно закона РФ №303-ФЗ от 03.08.2018 г.

4.2 КАЧЕСТВО И ПОЛНОТА СМЕТНЫХ РАСЧЕТОВ СТОИМОСТНЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ. МЕТОДИКА ПРОВЕДЕНИЯ АУДИТА СМЕТНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ НА СТРОИТЕЛЬСТВО.

Сметная документация на строительство разработана на основе проектной документации и составлена в базисных ценах на 01.01.2000 г. с пересчетом в текущие цены по состоянию на IV кв. 2020г. согласно Методики определения сметной стоимости строительной продукции на территории РФ МДС81-35.2004.

Для определения достоверности расчетов проведен анализ сметной документации на предмет:

- сравнительный анализ соответствия рыночной стоимости основного технологического и электротехнического оборудования;
- соответствия структуры затрат сводного сметного расчёта стоимости строительства в процентном соотношении статистике, накопленной Аудитором по аналогичным объектам;
- состав работ и затрат по главам ССРСС;
- правильности пересчета сметной стоимости в текущие цены и корректности применения индексов пересчета;
- выборочная проверка соответствия объемов работ в пересчете проектной документации;
- соответствия стоимостных показателей объектам-аналогам.

4.3 СООТВЕТСТВИЕ СТОИМОСТНЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ПРИНЯТЫМ В РОССИЙСКОЙ И МИРОВОЙ ПРАКТИКЕ ЗНАЧЕНИЯМ

Сметная документация соответствует нормам и правилам сметного ценообразования.

Технико-коммерческие предложения на основное технологическое оборудование на проверку Аудитору предоставлены.

На материалы, изделия и конструкции, отсутствующие в федеральном сборнике сметных цен, представлен конъюнктурный анализ. Прайс-листы, а также коммерческие предложения на данные материальные ресурсы Аудитору на момент проведения проверки представлены.

Соответствие рыночной стоимости основного технологического и электротехнического оборудования

Проведена проверка на предмет не превышения стоимости основного технологического оборудования, а также электротехнического оборудования над среднерыночными показателями цен аналогичного оборудования. Данные сведены в таблицы 4.1 и 4.2.

Таблица 4.1 – Сравнение стоимости основного технологического оборудования с аналогичным оборудованием

Хабаровская ТЭЦ-4							Альтернативные предложения						
Производи тель	Дата ТКП	Наименование оборудования	Стоимость за единицу, млн.руб.без НДС			Условия доставк и	Производител ь	Дата ТКП	Наименование оборудования	Стоимость за единицу, млн.руб.без НДС			Услови я доставк и
			млн. Евро	млн. руб. без НДС	ВСЕГО, млн.руб. без НДС					млн. Евро	млн. руб. без НДС	ВСЕГО, млн.руб. без НДС	
ООО «Русские газовые турбины»	3-4 кв. 2020	Газовая турбина ГТУ-82 МВт типа 6F.03	17,9752	1 650,35	2 697,73	DDP Хабаро вская ТЭЦ-4	ООО "Русские газовые турбины"	3 кв. 2020	Газотурбинная установка 6F.03- 82МВт. (Якутская ГРЭС-2 2-я очередь)	22,63	2 077,73	2 265,94	не включе на
				866,48						2,05	188,22		
				180,90									
							3 кв. 2020	Газотурбинная установка 6F.03- 82МВт. (Черепецкая ГРЭС)		2 297,20	2 473,60	DDP	
					176,40								
			ООО "Русские газовые турбины"	4 кв. 2020	Газовая турбина ГТУ-80 МВт типа 6F.03 FL16 (Артемовская ТЭЦ-2)				17,9752	1 650,35	2 697,73	DDP	
	866,48												
	180,90												
ООО "ИнтерРАО- Инжиниринг "	2 кв. 2020	Котел- утилизатор водогрейный КУВ-120-150		287,57	287,57	DDP Хабаро вская ТЭЦ-4	Белэнергом аш-БЗЭМ	4 кв. 2020	Котел-утилизатор водогрейный КУВ-120-150 (Артемовская ТЭЦ-2)		502,00		DDP
							ООО «Интерэнер го»	4 кв. 2020	Котел-утилизатор водогрейный КУВ-120-150		334,48		DDP
							ООО «ПО "МЭС»	4 кв. 2020	Котел-утилизатор водогрейный КУВ-120-150		338,10		DDP
							ЗИО- Подольск (АтомЭнерг оМаш)	1 кв. 2019	КУ за ГТУ типа 6F.03		467,82		
ООО "Красный котельщик"	4 кв. 2020	Котел водогрейный КВ-		217,68	217,68	DDP Хабаро	Белэнергом аш-БЗЭМ	1 кв. 2019	Котел водогрейный КВ- ГМ-209-150		217,20		DDP

Хабаровская ТЭЦ-4							Альтернативные предложения						
Производи тель	Дата ТКП	Наименование оборудования	Стоимость за единицу, млн.руб.без НДС			Условия доставк и	Производит ель	Дата ТКП	Наименование оборудования	Стоимость за единицу, млн.руб.без НДС			Услови я доставк и
			млн. Евро	млн. руб. без НДС	ВСЕГО, млн.руб. без НДС					млн. Евро	млн. руб. без НДС	ВСЕГО, млн.руб. без НДС	
		ГМ-209-150 Q=180 Гкал/ч				вская ТЭЦ-4	ООО «ПО "МЭС»	4 кв. 2020	Котел водогрейный KB- ГМ-209-150		174,30		DDP
							ООО "ИнтерРАО- Инжиниринг "	2 кв. 2020	Котел водогрейный KB- ГМ-209-150		286,06		DDP

Как видно из таблицы, стоимость основного оборудования по объекту строительства Хабаровская ТЭЦ-4 не превышает ценовые показатели по аналогичному оборудованию.

Таблица 4.2 - Сравнение стоимости электротехнического оборудования с аналогичным оборудованием

Хабаровская ТЭЦ-4					Альтернативные предложения				
Производитель	Дата ТКП	Наименование оборудования	Стоимость за единицу, млн.руб.без НДС	Условия доставки	Производитель	Дата ТКП	Наименование оборудования	Стоимость за единицу, млн.руб.без НДС	Условия доставки
ЗАО "Группа "СВЭЛ"	3 кв. 2020	Трансформатор силовой блочный ТДЦ-125000/110 У1	110,32	DDP Хабаровская ТЭЦ-4	ОАО ХК "Электрозавод"	1 кв. 2019	ТДЦ-125000/110-У1	105,79	
ЗАО "Группа "СВЭЛ"	3 кв. 2020	Трансформатор силовой собственных нужд ТДНС-16000/35 У1	39,53	DDP Хабаровская ТЭЦ-4	ЗАО "Группа "СВЭЛ" (СвердловЭлектро)	1 кв. 2019	ТДНС-16000/20 УХЛ1	32,01	
ЗАО "Группа "СВЭЛ"	3 кв. 2020	Резервный трансформатор силовой собственных нужд ТДН-16000/110 У1	45,49	DDP Хабаровская ТЭЦ-4	ЗАО "Группа "СВЭЛ" (СвердловЭлектро)	1 кв. 2019	ТДН-16000/110 УХЛ1	38,87	

Стоимость оборудования по альтернативным предложениям проиндексирована на текущую дату.

Как видно из представленной таблицы, стоимость электротехнического оборудования по объекту строительства Хабаровская ТЭЦ-4 несколько превышает (на 4-19%) ценовые показатели по аналогичному оборудованию.

4.4 ОСНОВНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ АУДИТА СМЕТНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ СТРОИТЕЛЬСТВА.

Результаты проверки сводного сметного расчета стоимости строительства, объектных сметных расчетов, локальных сметных расчетов и прочих расчетов приведены ниже.

Соответствие структуры затрат сводного сметного расчета стоимости строительства. Состав работ и затрат по главам ССРСС

Приведена структура затрат по видам и этапам работ по Проекту строительства Хабаровской ТЭЦ-2.

Вид работ	Стоимость работ по ССРСС в текущих ценах, тыс. руб.	Удельный вес, %
1 этап		
Строительные работы	1 258 769,83	35%
Монтажные работы	154 432,07	4%
Оборудование	399 801,27	11%
Прочие затраты	1 460 359,70	41%
Непредвиденные затраты - 10%	327 336,29	9%
Всего по сводному расчету	3 600 699,16	100%
2 этап		
Строительные работы	8 854 158,78	27%
Монтажные работы	2 800 566,35	9%
Оборудование	13 374 196,73	41%
Прочие затраты	4 713 587,62	14%
Непредвиденные затраты - 10%	2 974 250,95	9%
Всего по сводному расчету	32 716 760,43	100%
3 этап		
Строительные работы	7 344 022,64	
Монтажные работы	1 179 222,25	5%
Оборудование	9 072 100,31	39%
Прочие затраты	3 463 361,81	15%
Непредвиденные затраты - 10%	2 105 870,70	9%
Всего по сводному расчету	23 164 577,71	100%
ВСЕГО		
Строительные работы	17 456 951,25	29%
Монтажные работы	4 134 220,67	7%
Оборудование	22 846 098,31	38%
Прочие затраты	9 637 309,13	16%
Непредвиденные затраты - 10%	5 407 457,94	9%
Всего по сводному расчету	59 482 037,30	100%

Как видно из таблицы, значительную долю затрат в строительстве объекта занимают строительно-монтажные работы, в том числе работы по демонтажу зданий и сооружений.

При этом, в Задании на проектирование объекта капитального строительства (Приложение № 1 к дополнительному соглашению № 4 от 13.07.2020 года договора № 8/ХГ-19 от 11.01.2019 г.) согласно п. 38 «Требования к подготовке сметной документации» указано, что необходимо предусмотреть резерв средств на непредвиденные работы и затраты и учесть по итогам глав 1-12 сводного сметного расчета в размере 10%.

Ниже приведена укрупненная структура расчета капитальных затрат в текущих ценах 4 кв. 2020 года на строительство Проекта в процентном соотношении.

Наименование глав, объектов, работ и затрат	Удельный вес, %
Глава 1. Подготовка территории строительства	0,91%
Глава 2. Основные объекты строительства	59,51%
Глава 3. Объекты подсобного и обслуживающего назначения	1,34%
Глава 4. Объекты энергетического хозяйства	1,25%
Глава 5. Объекты транспортного хозяйства и связи	0,40%
Глава 6. Наружные сети и сооружения водоснабжения, водоотведения, теплоснабжения и газоснабжения	3,88%
Глава 7. Благоустройство и озеленение территории	0,40%
Глава 8. Временные здания и сооружения	1,58%
Глава 9. Прочие работы и затраты	16,36%
Глава 10. Содержание службы заказчика. Строительный контроль	3,13%
Глава 11. Подготовка эксплуатационных кадров для строящегося объекта капитального строительства	0,01%
Глава 12. Публичный технологический и ценовой аудит, проектные и изыскательские работы	2,14%
Непредвиденные затраты 10%	9,09%
Всего	100,00%

Как видно из таблицы, в структуре сметы капитальных затрат наибольшая доля (59,51%) приходится на главу 2 «Основные объекты строительства», в которую входит стоимость таких дорогостоящих объектов:

- главного корпуса;
- основных объектов строительства, в том числе электротехнических устройств, газового хозяйства и др.

Укрупненная структура сметы соответствует общепринятой структуре расчета капитальных затрат ТЭЦ.

Ниже представлена структура главы 2 сводного сметного расчета стоимости строительства Проекта по основным объектам строительства.

Наименование глав, объектов, работ и затрат	Удельный вес, %
Глава 2. Основные объекты строительства, в том числе:	100,00%
Главный корпус. Открытая установка трансформаторов. Этап 2	2,12%

Наименование глав, объектов, работ и затрат	Удельный вес, %
Главный корпус. Этап 2-3	56,52%
Комплекс ТФУ. Этап 2-3	10,41%
Дизель-генераторная. Этап 2	0,07%
Баки-аккумуляторы с емкостью герметизирующей жидкости. Этап 1	0,45%
Газовое хозяйство. Этап 2-3	5,76%
Хозяйство резервного топлива. Этап 2	3,44%
Насосная подпитки теплосети. Этап 1	0,51%
Компрессорная сжатого воздуха с ресиверами. Этап 1	0,14%
ЗРУ-35 кВ. Этап 3	0,25%
ЗРУ-110 кВ. Этап 2-3	0,54%
РУ 6 кВ. Этап 3	0,29%
Химводоочистка. Этап 2	3,98%
Насосная химочищенной воды с ХВО 2. Этап 1	0,13%
Молниезащита и заземление территории. Этап 1-3	0,06%
Реконструкция ГЩУ. Этап 2-3	0,46%
Эстакада технологических трубопроводов и кабельных коробов. Этап 1-3	4,60%
Трансформаторы связи. Этап 3	0,79%
Площадка выходных порталов ВЛ 110 кВ. Этап 3	0,07%
Промежуточная мачта с молниеотводом. Этап 2-3	0,08%
Молниеотвод. Этап 2	0,01%
БНС. Этап 3	0,37%
Здание электротехнических устройств на площадке БНС. Этап 3	0,21%
Водоводы от БНС до ХТЭЦ4. Этап 3	8,73%

Как видно из таблицы, основные затраты приходятся на главный корпус, комплекс ТФУ, газовое хозяйство, водоводы от БНС до ХТЭЦ-4.

Проверка правильности пересчета сметной стоимости в текущие цены и корректности применения индексов пересчета

Проведена выборочная проверка локальных сметных расчетов на предмет корректности применения поправочных коэффициентов, материальных ресурсов и оборудования, принятых по предложениям поставщиков, правильности пересчета цен, учету транспортных, заготовительно-складских расходов и других затрат. Также была проведена проверка правильности составления сводного сметного расчета.

В локальных сметных расчетах на строительные и монтажные работы принят коэффициент в размере 1,15, учитывающий усложняющие условия производства работ, наличие которых указано в проектной документации 8-19-ПД-ПОС Раздел 6, проект организации строительства, на основании Приказа от 04.09.2019 № 519/пр прил.2 табл.1 п.2, табл. 2 п. 3 на осуществление производства работ на территории действующего предприятия с наличием в зоне производства работ одного или нескольких из перечисленных ниже факторов: разветвленной сети транспортных и инженерных коммуникаций; стесненных условий для складирования материалов; действующего технологического оборудования; движения технологического транспорта.

В локальных сметных расчетах на проведение электромонтажных и ремонтных работ принят коэффициент в размере 1,2 «Производство работ осуществляется в

охранной зоне действующей воздушной линии электропередачи, вблизи объектов, находящихся под напряжением, внутри объектов капитального строительства, внутренняя проводка в которых не обесточена, если это приведет к ограничению действий рабочих в соответствии с требованиями техники безопасности».

В локальных сметных расчетах на проведение ремонтных работ на действующих сооружениях, расположенных на территории существующей ТЭЦ-1, применены коэффициенты в размере 1,15 к нормам затрат труда и 1,25 к нормам времени эксплуатации строительных машин к работам, выполняемым при ремонте и реконструкции зданий и сооружений согласно Приказа от 04.09.2019 № 519/пр п.6.7.1 «При ремонтно-строительных работах и работах по реконструкции объектов капитального строительства (аналогичных технологическим процессам в новом строительстве, в том числе по возведению новых конструктивных элементов)».

Согласно Приказа от 04.09.2019 № 519/пр прил.2 табл.2 п.1.2 применены коэффициенты ОЗП=1,35; ЭМ=1,35; ЗПМ=1,35; ТЗ=1,35; ТЗМ=1,35 на производство работ осуществляемых в помещениях эксплуатируемого объекта капитального строительства без остановки рабочего процесса предприятия, при этом: в зоне производства работ имеется один из перечисленных ниже факторов: движение транспорта по внутрицеховым путям; действующее технологическое или лабораторное оборудование, мебель и иные загромождающие помещения предметы.

Замечаний к применению коэффициентов в сметной документации нет.

Материальные ресурсы и оборудование приняты по сборнику ФССЦ «Федеральные сметные цены на материалы, изделия и конструкции, применяемые в строительстве», по материальным ресурсам и оборудованию, отсутствующим в сборнике, представлен конъюнктурный анализ. В конъюнктурном анализе на каждый материальный ресурс и оборудование представлено по три варианта предложений от производителей/поставщиков с выбором наиболее экономичного варианта. В тех случаях, где транспортные расходы не учтены в стоимости оборудования, учтены в размере 3% от стоимости. Также к материальным ресурсам и оборудованию применены надбавки на заготовительно-складские расходы в размере 2% от стоимости материалов, 0,75% на металлоконструкции и 1,2% от стоимости оборудования. Учтены расходы на комплектацию оборудования в размере 1% от стоимости оборудования.

Замечаний к учету транспортных, заготовительно-складских и других затрат в сметной документации нет.

Проведена проверка начисления индексов пересчета по итогам сводного сметного расчета стоимости строительства. При пересчете цен из базисного уровня на 01.01.2000 г. в текущий уровень цен по состоянию на 4 кв. 2020 года применены индексы пересчета сметной стоимости, опубликованные Министерством строительства и жилищно-коммунального хозяйства РФ (Минстрой РФ). Замечаний к применению индексов пересчета в сметной документации нет.

Проверка объемов работ

Проведена выборочная проверка объемов работ по главам 1-7, Все выявленные замечания отработаны в рабочем порядке.

Замечания по качеству сметной документации

Все выявленные замечания отработаны в рабочем порядке.

4.5 ПРОВЕРКА ОБЩЕЙ СТОИМОСТИ СТРОИТЕЛЬСТВА НА ОСНОВАНИИ ОБЪЕКТОВ-АНАЛОГОВ.

Произведена проверка общей стоимости строительства по объектам-аналогам Якутская ГРЭС-2 (1 очередь) (мощностью 193 МВт), Якутская ГРЭС-2 (2-я очередь) (мощностью 160 МВт). Для сравнения с объектами-аналогами применялся метод приведения затрат к региону строительства (Хабаровский край) и приведению к ценам 4 квартала 2020 года. Было произведено сравнение по приведенному удельному показателю объекта. Результаты сравнения приведены в таблице ниже.

Наименование работ / этапы	Хабаровская ТЭЦ-4	ЯГРЭС-2 2 оч.	ЯГРЭС-2 1 оч.
Установленная мощность, МВт	320,8	160	193
Стоимость, тыс. руб. без НДС, в том числе:	59 482 037,30	31 949 200,49	25 287 593,33
Строительно-монтажные работы	21 591 171,92	11 461 076,87	10 501 088,08
Оборудование	22 846 098,31	12 702 008,38	11 619 794,69
Прочие работы и затраты	9 637 309,13	6 855 555,99	2 430 178,72
Непредвиденные затраты - 10 %	5 407 457,94	930 559,24	736 531,84
Удельные капитальные затраты, тыс. руб./кВт	185 417,82	199 682,50	131 023,80
Удельные капитальные затраты, \$ тыс./кВт (курс USD на 30.12.2020 г. – 73,6567 руб.)	2 517,32	2 710,99	1 778,84
Удельные капитальные затраты, EURO тыс./кВт (курс EURO на 30.12.2020 г. – 90,2074 руб.)	2 055,46	2 213,59	1 452,47

Результат сравнения показывает, что удельная стоимость строительства Хабаровской ТЭЦ-4 соответствует среднерыночной стоимости аналогичных объектов.

Ниже представлен расчет удельных показателей в разрезе составляющих работ и затрат.

Наименование работ / Объект	Хабаровская ТЭЦ-4	ЯГРЭС-2 (2 оч.)	ЯГРЭС-2 (1 оч.)
Удельные капитальные затраты, тыс. руб./кВт, в том числе:	179 702	199 683	131 024
Строительно-монтажные работы	65 729	71 632	54 410

Наименование работ / Объект	Хабаровская ТЭЦ-4	ЯГРЭС- 2 (2 оч.)	ЯГРЭС- 2 (1 оч.)
Оборудование	71 241	79 388	60 206
Прочие работы	26 396	42 847	12 592
Непредвиденные работы и затраты	16 337	5 816	3 816

Как видно из таблицы, значительная сумма в составе удельного показателя по объекту Хабаровская ТЭЦ-4 приходится на прочие затраты.

4.6 Основные выводы, выявление возможностей для оптимизации принятых технических решений и сметной стоимости.

Основные выводы:

1. Сметная документация представлена в полном объеме на объем, входящем в техническое задание на аудит.
2. Сметная документация в целом соответствует нормам и правилам сметного ценообразования.
3. Объемы работ, заложенные в сметную документацию, в целом соответствуют объемам работ проектной документации.

Основные замечания:

В отдельных локальных сметных расчетах выявлены недочеты, влияющие на общую сметную стоимость по проекту. Все выявленные замечания отработаны в рабочем порядке и в данном отчете не указаны.

5 СВОДНОЕ ЗАКЛЮЧЕНИЕ О ПРОВЕДЕНИИ ПУБЛИЧНОГО ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО И ЦЕНОВОГО АУДИТА ПРОЕКТОВ ДОКУМЕНТАЦИИ

СВОДНОЕ ЗАКЛЮЧЕНИЕ О ПРОВЕДЕНИИ ПУБЛИЧНОГО ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО И ЦЕНОВОГО АУДИТА ПРОЕКТОВ ДОКУМЕНТАЦИИ (от 30.09.2020 №224/09-20)

Таблица 1 "Общие сведения об инвестиционном проекте"		
N пункта	Информация, предоставленная заявителем, принятая к анализу в рамках проведения технологического и ценового аудита инвестиционных проектов	
1	Наименование заявителя	ПАО «Русгидро»
2	Дочернее/зависимое общество заявителя либо филиал, реализующий инвестиционный проект	АО «ДГК»
3	Принадлежность инвестиционного проекта к группе инвестиционных проектов, связь с другими инвестиционными проектами	топливно-энергетический комплекс
4	Категория инвестиционного проекта	новое строительство, реконструкция
5	Тип инвестиционного проекта	производственные проекты
6	Субъект(ы) Российской Федерации, в которых реализуется инвестиционный проект	Хабаровский край
7	Муниципальные образования, на территории которых реализуется инвестиционный проект	г. Хабаровск
8	Независимая экспертная организация, проводившая технологический и ценовой аудит инвестиционного проекта (далее - ТЦА)	ООО «ЭФ-ТЭК» (ОГРН 1077761717835)
9	Стоимость проведения ТЦА	1 080 000 руб. с НДС
10	Сроки проведения ТЦА	45 календарных дней
11	Наличие/отсутствие проектной документации у заявителя	Разработана
12	Источник и объем финансирования инвестиционного проекта	Источники финансирования проекта в работе не определены.
13	Объем финансирования инвестиционного проекта за счет собственных средств заявителя	Объем финансирования инвестиционного проекта за счет собственных средств в работе не определен.

14	Обоснование экономической целесообразности, объема и сроков осуществления капитальных вложений	<p>Аудитор считает график строительства Хабаровской ТЭЦ-4 реалистичным и позволяющим выполнить строительно-монтажные работы в полном объеме и ввести объект в директивные сроки.</p> <ul style="list-style-type: none"> – Первый этап: III квартал 2022 г.; – Второй этап: III квартал 2024 г.; – Третий этап: III квартал 2025 г.
----	--	---

Таблица 2 "Результаты технологического и ценового аудита"			
N пункта	Мероприятия технологического аудита	Информация, предоставленная заявителем, принятая к анализу в рамках проведения ТЦА	Комментарий экспертной организации
1	Оценка обоснования выбора основных архитектурных, конструктивных, технологических и инженерно-технических решений	<p>8/19-ПД-АР1 8/19-ПД-АР2 8/19-ПД-КР1 8/19-ПД-КР2.1 8/19-ПД-КР2.2 8/19-ПД-КР3 8/19-ПД-ИОС1.1 8/19-ПД-ИОС1.2 8/19-ПД-ИОС2.1 8/19-ПД-ИОС2.2 8/19-ПД-ИОС2.3 8/19-ПД-ИОС3.1 8/19-ПД-ИОС3.2 8/19-ПД-ИОС3.3 8/19-ПД-ИОС4.1 8/19-ПД-ИОС4.2 8/19-ПД-ИОС5.1 8/19-ПД-ИОС5.2 8/19-ПД-ИОС6.1 8/19-ПД-ИОС6.2 8/19-ПД-ИОС7.1.1</p>	<p>Архитектурно-конструктивные решения</p> <ul style="list-style-type: none"> • В целом, принятые в проекте архитектурно-конструктивные решения, по мнению Аудитора, являются стандартными в области энергетического строительства и отвечают современным нормам и требованиям. • Аудитор отмечает, что в составе проектной документации не представлены результаты обследования зданий и сооружений, подлежащих реконструкции и демонтажу; • Проектную документацию необходимо дополнить недостающей документацией. <p>Теплотехнические решения</p> <ul style="list-style-type: none"> • Установленная тепловая и электрическая мощность ХТЭЦ-4 соответствует требованиям Технического задания на проектирование, единичная мощность и тип оборудования согласованы с Заказчиком на предварительной стадии проектирования в объеме обоснования инвестиций в строительство (ОБИН) и утверждены протоколом НП «НТС ЕЭС» от 06.05.2019 №3/19. • Расчет технико-экономических показателей работы ХТЭЦ-4 и расчет удельных расходов топлива выполнен с учетом рекомендаций Минэнерго РФ. • Аудитор отмечает неточность при расчете годового расхода топлива. Так, например, годовой расход условного топлива на отпуск электроэнергии

		<p>8/19-ПД-ИОС7.1.2 8/19-ПД-ИОС7.1.3 8/19-ПД-ИОС7.2.1 8/19-ПД-ИОС7.2.2 8/19-ПД-ИОС7.3.1 8/19-ПД-ИОС7.3.2 8/19-ПД-ИОС7.4.1 8/19-ПД-ИОС7.4.2</p>	<p>составит $253,35 \text{ гут/кВт} \cdot \text{ч} \times 1525,8 \text{ тыс. МВт} \cdot \text{ч} = 386,56 \text{ тыс. тут.}$ Годовой расход условного топлива на отпуск тепла – $139,28 \text{ гут/Гкал} \times (4973+315) \text{ тыс. Гкал} = 736,51 \text{ тыс. тут.}$ Суммарный годовой расход условного топлива составит $386,56+736,51=1123,07 \text{ тыс. тут.}$ В представленной таблице указан несколько завышенный годовой расход условного топлива в размере 1303,8 тыс. тут. Рекомендуется уточнить расчет на дальнейшей стадии проектирования.</p> <p>Система газоснабжения</p> <ul style="list-style-type: none"> Проектные решения по газоснабжению ХТЭЦ-4 соответствуют ТУ на подключение объектов капитального строительства к сетям газораспределения. Подключение ХТЭЦ-4 предусмотрено по двум газопроводам высокого давления от двух источников. Варианты работы станции с отключением обоих газопроводов на продолжительный период не рассматриваются. В случае прекращения подачи топлива по одному из газопроводов, недостаток топлива, необходимый для покрытия требуемых тепловых и электрических нагрузок, компенсируется переводом части оборудования на сжигание дизельного топлива. При аварийных ситуациях существующего объема бакового хозяйства дизельного топлива (4шт. $\times 10000 \text{ м}^3$) достаточно для обеспечения покрытия требуемых электрических и тепловых нагрузок ХТЭЦ-4. <p>Электротехнические решения</p> <p>СВМ</p> <p>Внестадийная работа «Схема выдачи мощности Хабаровской ТЭЦ-4 (АО «Дальневосточная генерирующая компания» Хабаровская генерация)», разработанная АО «НТЦ ЕЭС (Московское отделение)», согласована соответствующими организациями.</p> <p>Главная электрическая схема</p> <p>Электротехнические решения, представленные в проектной документации, в целом соответствуют современной практике проектирования объектов энергетики РФ и действующим отраслевым нормативным документам, являются экономически целесообразными, соответствуют современному уровню развития техники и технологий.</p> <p>Принятые технические и технологические решения соответствуют современному уровню развития технологий, ограничения на используемые технологии отсутствуют, необходимость использования уникального специализированного оборудования отсутствует.</p>
--	--	---	---

			<p>Водоподготовка</p> <p>В целом, принятые в проектной документации технические решения соответствуют действующим нормативно-правовым актам Российской Федерации, нормативно-технической документации, отраслевой документации, являются экономически-целесообразными, соответствуют современному уровню развития техники и технологий.</p> <p>Вместе с тем, Аудитор отмечает, что:</p> <ul style="list-style-type: none"> - отсутствуют данные по качеству осветленной воды после шламоочистки для оценки целесообразности ее ввода в голову процесса. <p>Водоснабжение, водоотведение и вентиляция</p> <p>В целом, принятые в проектной документации технические решения соответствуют действующим нормативно-правовым актам Российской Федерации, нормативно-технической документации, отраслевой документации, являются экономически-целесообразными, соответствуют современному уровню развития техники и технологий.</p> <p>АСУ ТП и связь</p> <ul style="list-style-type: none"> • Принятые технические решения в целом соответствуют заданию на проектирование, с учетом формализуемых требований к таким решениям, определенных на 1-м этапе публичного технологического и ценового аудита инвестиционного проекта; современному уровню развития техники и технологий производства работ, исходно-разрешительной документации на строительство. • Объекты хозяйства резервного топлива ХТЭЦ-4 предусматривают хранение дизельного топлива в объеме более 1000м. куб., которое является горючей жидкостью, поэтому в соответствии с п. 1 приложения 1 ФЗ 116-ФЗ (ред. от 29.07.2018) "О промышленной безопасности опасных производственных объектов" объекты хозяйства резервного топлива относятся к категории опасных производственных объектов. • Аудитор обращает внимание проектировщика на необходимость дополнить проектные решения планами прокладки трассы ВОЛС АО «ДКГ» с учетом существующих и проектируемых сетей и сооружений, на основании выполненных в необходимом объеме инженерных изысканий, т.к. представленная схема прохождения ВОЛС не обосновывает принятые решения (отсутствует привязка к сущ. кабельной канализации ПАО «Ростелеком, к трассе ВЛ. Также необоснован выполнен транзит
--	--	--	--

			магистрального кабеля через здание ЗРУ, ГЦУ), на Схеме прохождения ВОЛС не указан тип кабеля и способ подвеса кабеля (в части прокладки по ВЛ), схему организации внешних подключений необходимо дополнить матрицей информационных потоков с указанием типов передаваемых данных, пропускной способности, протокола передачи.
2	Оценка обоснования выбора технологических решений	8/19-ПД-ИОС7.1.1 8/19-ПД-ИОС7.1.2 8/19-ПД-ИОС7.1.3	<ul style="list-style-type: none"> Установленная тепловая и электрическая мощность ХТЭЦ-4 соответствует требованиям Технического задания на проектирование, единичная мощность и тип оборудования согласованы с Заказчиком на предварительной стадии проектирования в объеме обоснования инвестиций в строительство (ОБИН) и утверждены протоколом НП «НТС ЕЭС» от 06.05.2019 №3/19. Расчет технико-экономических показателей работы ХТЭЦ-4 и расчет удельных расходов топлива выполнен с учетом рекомендаций Минэнерго РФ. Аудитор отмечает неточность при расчете годового расхода топлива. Так, например, годовой расход условного топлива на отпуск электроэнергии составит $253,35 \text{ гут/кВт} \cdot \text{ч} \times 1525,8 \text{ тыс. МВт} \cdot \text{ч} = 386,56 \text{ тыс. туг}$. Годовой расход условного топлива на отпуск тепла – $139,28 \text{ кгуг/Гкал} \times (4973+315) \text{ тыс. Гкал} = 736,51 \text{ тыс. туг}$. Суммарный годовой расход условного топлива составит $386,56+736,51=1123,07 \text{ тыс. туг}$. В представленной таблице указан несколько завышенный годовой расход условного топлива в размере 1303,8 тыс. туг. Рекомендуется уточнить расчет на дальнейшей стадии проектирования.
3	Оценка обоснования выбора основного технологического оборудования по укрупненной номенклатуре	8/19-ПД-ИОС7.1.1 8/19-ПД-ИОС7.1.2 8/19-ПД-ИОС7.1.3	<ul style="list-style-type: none"> Установленная тепловая и электрическая мощность ХТЭЦ-4 соответствует требованиям Технического задания на проектирование, единичная мощность и тип оборудования согласованы с Заказчиком на предварительной стадии проектирования в объеме обоснования инвестиций в строительство (ОБИН) и утверждены протоколом НП «НТС ЕЭС» от 06.05.2019 №3/19. Расчет технико-экономических показателей работы ХТЭЦ-4 и расчет удельных расходов топлива выполнен с учетом рекомендаций Минэнерго РФ.
4	Оценка сроков и этапов подготовки и реализации инвестиционного проекта на предмет их оптимальности	8/19-ПД-ПОС	В целом, принятые в проектной документации технические решения соответствуют действующим нормативно-правовым актам Российской Федерации, нормативно-технической документации, отраслевой

			<p>документации, являются экономически-целесообразными, соответствуют современному уровню развития техники и технологий.</p> <p>Аудитор считает график строительства Хабаровской ТЭЦ-4 реалистичным и позволяющим выполнить строительно-монтажные работы в полном объеме и ввести объект в директивные сроки.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Первый этап: III квартал 2022 г.; • Второй этап: III квартал 2024 г.; • Третий этап: III квартал 2025 г.
5	Оценка предпологаемой (предельной) стоимости реализации инвестиционного проекта		<ul style="list-style-type: none"> • Сметная документация представлена в полном объеме на объем, входящем в техническое задание на аудит. • Сметная документация в целом соответствует нормам и правилам сметного ценообразования. • Объемы работ, заложенные в сметную документацию, в целом соответствуют объемам работ проектной документации.
6	Оценка рисков реализации инвестиционного проекта, в том числе технологических, ценовых и финансовых		<p>Операционный риск</p> <p>Риски увеличения операционных расходов по Проекту сверх запланированных величин могут проявиться, в первую очередь, в области сервисного обслуживания газотурбинного оборудования.</p> <p>Минимизации риска способствует отбор надежных поставщиков, страхование рисков, инвестиционные затраты, направленные на снижение вредных выбросов и на снижение опасности аварий. Риск снижается, если инициатор инвестиционного проекта имеет богатый опыт производственной деятельности, а также набор квалифицированного персонала и организация его обучения.</p> <p>Аудитор рекомендует Заказчику заключить договор долгосрочного сервисного обслуживания с поставщиком оборудования, в рамках которого четко определить ответственность последнего за недостижение гарантийных показателей в течение ее жизненного цикла. Договор должен быть номинирован в рублях, либо в иной валюте с указанием валютного коридора.</p> <p>Инвестиционный риск</p> <p>Основным инвестиционным риском Проекта является риск его реализации с потерей доходов инвестора (Заказчика), Аудитор оценивает инвестиционные риски как умеренные, так как на стадии ПД выполнена достаточно детальная проработка технических решений.</p> <p>Финансовый риск</p>

			<p>Выделяются отдельно инфляционный, валютный и налоговый риски.</p> <p>Источником риска является различный инфляционный рост доходных и расходных компонентов денежного потока Проекта. Оценка эффективности выполнена для оптимистического и консервативного сценариев ПАО «РусГидро». При этом, в оптимистическом сценарии темп роста цен на мощность выше ИПЦ, что увеличивает инфляционный риск.</p> <p>Под валютным риском понимается опасность неблагоприятного снижения курса валюты: экспортер несет убытки при снижении курса национальной валюты по отношению к валюте платежа (так как он получит меньшую реальную стоимость), для импортера же валютные риски возникают, если повысится курс валюты цены по отношению к валюте платежа. Выбор варианта строительства с использованием российского оборудования позволит снизить данный риск.</p> <p>Однозначно отсутствует «экспортная» составляющая риска, так как реализация продукции осуществляется на территории РФ и оплачивается только в рублях.</p> <p>Источник налогового риска – вероятность введения новых видов налогов и сборов, увеличение уровня ставок по существующим налогам и сборам, ошибки при оценке налогооблагаемой базы по проекту. Аудитор оценивает данный риск как низкий.</p> <p>Риск недофинансирования проекта</p> <p>Данный риск связан с превышением объема финансовых потребностей, определенного в соответствии со сметной стоимостью, над объемом финансовых потребностей.</p> <p>Риск недостижения запланированной рентабельности</p> <p>Показатели (коэффициенты) рентабельности отражают отношение чистой или операционной прибыли компании к тому или иному параметру ее деятельности (обороту, величине активов, собственному капиталу). Таким образом, основной источник риска недостижения запланированной рентабельности – отклонение от ожидаемого уровня прибыли проекта.</p>
7	Возможности улучшения выбора основных архитектурных, конструктивных, технологических и инженерно-технических решений, основного		<p>Аудитор отмечает, что в ПД принятые технические и технологические решения должны при необходимости уточняться на дальнейших стадиях разработки инвестиционного проекта (разработки рабочей документации).</p>

	технологического оборудования, сокращения сроков и этапов работ, стоимости реализации инвестиционного проекта в целом и отдельных его этапов		
8	Оценка принятых в проектной документации инвестиционного проекта архитектурных, конструктивных, инженерно-технических и технологических решений на предмет соответствия решениям, установленным в задании на проектирование		Соответствуют решениям, установленным в задании на проектирование.
9	Оценка принятых в проектной документации инвестиционного проекта архитектурных, конструктивных, инженерно-технических и технологических решений на предмет соответствия современному уровню развития техники и технологий производства продукции (работ, услуг)		Соответствуют современному уровню развития техники и технологий.
10	Оценка принятых в проектной документации инвестиционного проекта архитектурных, конструктивных, инженерно-технических и технологических решений исходно-разрешительной документации на строительство		Принятые в проектной документации инвестиционного проекта архитектурные, конструктивные, инженерно-технические и технологические решения соответствуют исходно-разрешительной документации на строительство
11	Результат проведения публичного технологического и ценового аудита		Технологический аудит представленной проектной документации показал, что принятые технические и технологические решения на данной стадии реализации проекта являются обоснованными. Рассмотренные в ПД

			технические и технологические решения подлежат дальнейшей проработке на последующих стадиях проектирования (разработка рабочей документации).
--	--	--	---

Генеральный директор



Д-р Берндт К.А.