

ЗАКАЗЧИК: ПАО «РАО ЭС Востока»

**Отчет и сводное заключение
по технологическому и ценовому аудиту
проекта «Строительство ГТУ-ТЭЦ в г. Владивостоке пос. Змеинка»
на стадии обоснования инвестиций
(заключительный)**



Утверждаю:

Исполнительный директор
ООО «ЭФ-ТЭК»

Михайлов С.Н.



Москва, 2016 г.

ООО «ЭФ-ТЭК»

РФ, 101000, г. Москва,
Архангельский пер., д. 6, стр. 2
Тел: +7(499)705-11-58
E-mail: info@ef-tek.pro

Контактное лицо: А.Е. Шмырев
E-mail: shae@ef-tek.pro
Тел: +7(499)705-11-58 доб. 538

СОДЕРЖАНИЕ

1. ИСПОЛНИТЕЛЬНОЕ РЕЗЮМЕ	6
1.1. ОСНОВНАЯ ЦЕЛЬ РАБОТЫ	6
1.2. ПРЕДЫДУЩИЕ ВЕРСИИ ОТЧЕТОВ	6
1.3. ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ ДЛЯ ВЫПОЛНЕНИЯ РАБОТЫ	6
1.4. ЗАКЛЮЧЕНИЕ О ПРОВЕДЕНИИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО И ЦЕНОВОГО АУДИТА (В СООТВЕТСТВИИ С ПРИКАЗОМ МИНСТРОЯ РФ ОТ 17.02.14 №49/ПР)	8
2. ЭКСПЕРТНАЯ ИНЖЕНЕРНАЯ ОЦЕНКА ЦЕЛЕСООБРАЗНОСТИ КОНСТРУКТИВНЫХ, ТЕХНИЧЕСКИХ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ	23
2.1. АНАЛИЗ ОБОСНОВАНИЯ УСТАНОВЛЕННОЙ ТЕПЛОВОЙ И ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ МОЩНОСТИ	23
2.2. АНАЛИЗ СХЕМЫ ВЫДАЧИ ТЕПЛОВОЙ МОЩНОСТИ	24
2.3. АНАЛИЗ СХЕМЫ ВЫДАЧИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ МОЩНОСТИ	25
2.4. АНАЛИЗ ОБОСНОВАНИЯ ВЫБОРА ПЛОЩАДКИ СТРОИТЕЛЬСТВА, РЕШЕНИЙ В ОБЛАСТИ ГЕНПЛАНА И ТРАНСПОРТА, КОНСТРУКТИВНЫХ РЕШЕНИЙ	26
2.4.1. Анализ обоснования выбора площадки строительства	26
2.4.2. Анализ решений по схеме планировочной организации земельного участка, генплану и транспорту	28
2.4.3. Анализ конструктивных решений	29
2.5. АНАЛИЗ РЕШЕНИЙ В ОБЛАСТИ ОСНОВНОГО ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ	30
2.5.1. Анализ выбора технологии генерации	30
2.5.2. Анализ решений по газотурбинному оборудованию	30
2.5.3. Анализ решений по котельному оборудованию	31
2.5.4. Анализ расчетов годовых технико-экономических показателей	32
2.6. АНАЛИЗ РЕШЕНИЙ ПО ОСНОВНОМУ ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКОМУ ОБОРУДОВАНИЮ	33
2.7. АНАЛИЗ ОБОСНОВАННОСТИ ГРАФИКА РЕАЛИЗАЦИИ ПРОЕКТА	33
2.8. АНАЛИЗ РЕШЕНИЙ В ОБЛАСТИ ВСПОМОГАТЕЛЬНОГО ОБОРУДОВАНИЯ И ИНЖЕНЕРНЫХ СИСТЕМ ТЭЦ	35
2.8.1. Анализ решений по топливоснабжению	35
2.8.2. Анализ решений по водоснабжению и водоотведению	35
2.8.3. Анализ решений по охлаждению оборудования ТЭЦ	35
2.8.4. Анализ решений по водоподготовке	35
2.8.5. Анализ решений по обеспечению собственных нужд ТЭЦ в тепловой энергии	36
2.8.6. Анализ решений по АСУТП	37
2.8.7. Анализ решений по РЗА и ПА	37
2.8.8. Анализ решений по АИИСКУЭ	38
2.8.9. Анализ решений по СОТИ ААССО	38
2.8.10. Анализ решений по сетям связи	38
2.8.11. Анализ решений по пожарной сигнализации и автоматическому пожаротушению	39
2.9. АНАЛИЗ ОВОС	39
2.10. АНАЛИЗ ШТАТНОГО РАСПИСАНИЯ	39
3. ЭКСПЕРТНАЯ ОЦЕНКА ОБОСНОВАННОСТИ БЮДЖЕТА ПРОЕКТА	40
3.1. ОЦЕНКА СМЕТНЫХ РЕШЕНИЙ	40
3.1.1. Исходные данные	40
3.1.2. Анализ затрат на внеплощадочные сети	40
3.1.3. Анализ затрат на основное оборудование	40
3.1.4. Анализ затрат на вспомогательные здания и сооружения	41
3.1.5. Анализ структуры затрат	41
3.2. ОЦЕНКА СООТВЕТСТВИЯ СТОИМОСТНЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ПРОЕКТА РОССИЙСКОЙ И МЕЖДУНАРОДНОЙ ПРАКТИКЕ	42
3.3. Выводы	43
4. АНАЛИЗ ОБОСНОВАНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИНВЕСТИЦИЙ	44
4.1. АНАЛИЗ ОБОСНОВАНИЯ ВЫБРАННОГО ВАРИАНТА И ПОКАЗАТЕЛЕЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ	44
4.2. АНАЛИЗ РАСХОДНЫХ И ДОХОДНЫХ СТАТЕЙ ПРОЕКТА И СТРУКТУРЫ ФИНАНСОВОЙ МОДЕЛИ	44
4.2.1. Плата за технологическое присоединение к тепловым сетям	44
4.2.2. Учет средств от экономии топлива за счет перевода потребителей с неэкономичных мазутных котельных	44
4.2.3. Пересчет капитальных вложений в прогнозные цены	45
4.2.4. Стоимость строительства теплотрассы	45
4.2.5. Амортизационные отчисления	45

4.2.6. Затраты на сервисное обслуживание ГТУ	45
4.2.7. Инвестиционные кредиты	45
4.2.8. Погашение кредитов на покрытие кассовых разрывов	45
4.2.9. Ставка дисконтирования	46
4.2.10. Показатели эффективности для собственного капитала	46
4.2.11. Отчет о движении денежных средств	46
4.2.12. Сроки реализации проекта	46
4.2.13. Затраты на сервисное обслуживание ГТУ	46
5. ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО ОПТИМИЗАЦИИ ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ И СМЕТНОЙ СТОИМОСТИ	47
5.1. ОПТИМИЗАЦИЯ ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ	47
5.1.1. Оптимизация мощности	47
5.1.2. Оптимизация технических решений	47
5.1.3. Оптимизация электротехнических решений	47
5.1.4. Оптимизация строительных решений	47
5.1.5. Оптимизация решений по вспомогательному оборудованию и инженерным сетям	48
5.2. ОПТИМИЗАЦИЯ СМЕТНОЙ СТОИМОСТИ	48
6. ИДЕНТИФИКАЦИЯ ОСНОВНЫХ РИСКОВ ИНВЕСТИЦИОННОГО ПРОЕКТА.....	49
6.1. ИНВЕСТИЦИОННЫЕ РИСКИ	49
6.2. ОПЕРАЦИОННЫЕ РИСКИ	49
6.3. ФИНАНСОВЫЕ РИСКИ	49
6.3.1. Валютный риск	49
6.3.2. Риск стоимости кредитных средств	49
6.3.3. Инфляционный риск	49
6.3.4. Налоговые риски	50
6.4. РЫНОЧНЫЕ РИСКИ	50
6.5. РИСК НЕДОФИНАНСИРОВАНИЯ	50
6.6. РИСК НЕДОСТИЖЕНИЯ ЗАПЛАНИРОВАННОЙ РЕНТАБЕЛЬНОСТИ.....	50
6.7. РИСК УДОРОЖАНИЯ СТОИМОСТИ ПРОЕКТА И УВЕЛИЧЕНИЯ СРОКОВ СТРОИТЕЛЬСТВА.....	51
6.8. РИСК НЕДОСТИЖЕНИЯ ПЛАНОВЫХ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ ПРОЕКТА.....	51
7. МАРКЕТИНГОВОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ РЫНКА ПРОЕКТИРОВАНИЯ И ГЕНПОДРЯДНЫХ РАБОТ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ ТЭС	52
7.1. ПРОЕКТИРОВЩИКИ	52
7.2. ГЕНПОДРЯДЧИКИ	52

ПРИНЯТЫЕ СОКРАЩЕНИЯ

ТЭЦ	теплоэлектроцентраль
ТЭС	тепловая электростанция
ЕЭС	единая энергосистема
ППР	Программа перспективного развития (ППР) энергетического комплекса в зоне ответственности РАО ЭС Востока до 2025 г.
ГТУ	газотурбинная установка
ТЦА	технологический и ценовой аудит
ОТР	основные технические решения
Обин	обоснование инвестиций
КУ	котел-утилизатор
ПВК	пиковый водогрейный котел

1. Исполнительное резюме

1.1. Основная цель работы

Работа выполнена в соответствии с Договором № РАО-15/0160 от 9.07.2015 между РАО «РАО ЭС Востока» (далее Заказчик) и ООО «ЭФ-ТЭК» (далее - Аудитор).

В соответствии с условиями договора, цели работы состоят в проведении экспертной оценки Проекта по направлениям:

- оценка обоснования выбора технологических и конструктивных решений по созданию Объекта, соответствия выбранного решения 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),
- оценка расчета эксплуатационных расходов в процессе жизненного цикла Объекта в целях повышения эффективности использования инвестиционных средств, оптимизации стоимости и сроков строительства, повышения конкурентоспособности производства.
- оценка корректности расчета бюджета Проекта;
- выработка рекомендаций по оптимизации Проекта.

1.2. Предыдущие версии отчетов

Первоначальный отчет по ТЦА бы направлен Заказчику 18 сентября 2015 года. Отчет был основан на исходных данных, поступивших Аудитору до 9.09.2015, и содержал в целом отрицательное заключение. Аудитор не рекомендовал заказчику приступать к реализации Проекта в его тогдашнем состоянии в силу наличия критических рисков и недостаточной проработки этих рисков в ОБИН. Аудитор рекомендовал Заказчику переработать документацию по Проекту, оптимизировать его и провести повторную оценку показателей эффективности инвестиций, после чего принять итоговое решение о перспективах реализации Проекта.

В соответствии с п. 22 Постановления Правительства №382 от 30.04.2013, в случае получения отрицательного заключения заявитель вправе представить документы на повторное проведение ТЦА при условии их доработки с учетом замечаний и предложений, указанных в заключении. Плата за повторное проведение публичного технологического и ценового аудита инвестиционного проекта не взимается.

В течение сентября-декабря 2015 разработчик ОБИН осуществлял его переработку. Аудитор проводил аудит нескольких промежуточных (число итераций до 4) и итоговой версии ОБИН. Настоящий заключительный отчет подготовлен на основе итоговой версии ОБИН, направленной Аудитору 25 декабря 2015 года.

1.3. Исходные данные для выполнения работы

Настоящий отчет разработан на основании следующих исходных данных, переданных Заказчиком Аудитору (табл. 1):

Таблица 1. Перечень исходных данных, использованных в ходе ТЦА

Наименование тома	Формат	Дата передачи	Способ передачи
ОБИН. Том 1. Обоснование выбора площадки	*.docx, *.pdf	12.08.2015	электронная почта
ОБИН. Том 2. Схема выдачи электрической мощности	*.docx, *.pdf	12.08.2015	электронная почта
ОБИН. Том 3. Схема выдачи тепловой мощности	*.docx, *.pdf	12.08.2015	электронная почта
ОБИН. Том 4. Установка подготовки добавочной воды	*.docx, *.pdf	12.08.2015	электронная почта
ОБИН. Том 5. ОТР по Варианту 1 – 3 x GPB180D	*.docx, *.pdf	12.08.2015	электронная почта
ОБИН. Том 6. ОТР по Варианту 2 – 3 x ГТЭ-16	*.docx, *.pdf	12.08.2015	электронная почта
ОБИН. Том 7. ОТР по Варианту 3 – 3 x ГТЭС-16ПА	*.docx, *.pdf	12.08.2015	электронная почта
ОБИН. Том 8. ОТР по Варианту 4 – 3 x SGT-400	*.docx, *.pdf	12.08.2015	электронная почта
ОБИН. Том 9. ОТР по Варианту 5 – 6 x GPB80D	*.docx, *.pdf	12.08.2015	электронная почта

ОбИн. Том 10. Оценка воздействия на окружающую среду	*.docx, *.pdf	12.08.2015	электронная почта
ОбИн. Тома 11-15. Сводные сметные расчеты	*.docx, *.pdf	12.08.2015	электронная почта
ОбИн. Том 16. Организация строительства	*.docx, *.pdf	12.08.2015	электронная почта
ОбИн. Том 17. Эффективность инвестиций	*.docx, *.pdf	12.08.2015	электронная почта
ОбИн. Презентация	*.pptx, *.pdf	12.08.2015	электронная почта
Замечания к ОбИн Департамента капитального строительства Заказчика	*.docx	13.08.2015	электронная почта
Расчет годовых технико-экономических показателей ТЭЦ	*.xlsx	03.09.2015	электронная почта
Технические предложения на поставку ГТУ и КУ	*.docx, *.pdf	03.09.2015	электронная почта
Расчет годового расхода топлива	*.xlsx	03.09.2015	электронная почта
ОбИн. Том 1. Обоснование выбора площадки (версия 2.0)	*.docx, *.pdf	30.11.2015	электронная почта
ОбИн. Том 3. Схема выдачи тепловой мощности (версия 2.0)	*.docx, *.pdf	30.11.2015	электронная почта
ОбИн. Том 4. Установка подготовки добавочной воды (версия 2.0)	*.docx, *.pdf	30.11.2015	электронная почта
ОбИн. Том 5. ОТР по Варианту 1 – 3 x GPB180D (версия 2.0)	*.docx, *.pdf	30.11.2015	электронная почта
ОбИн. Том 6. ОТР по Варианту 2 – 3 x ГТЭ-16 (версия 2.0)	*.docx, *.pdf	30.11.2015	электронная почта
ОбИн. Том 7. ОТР по Варианту 3 – 3 x ГТЭС-16ПА (версия 2.0)	*.docx, *.pdf	30.11.2015	электронная почта
ОбИн. Том 8. ОТР по Варианту 4 – 3 x SGT-400 (версия 2.0)	*.docx, *.pdf	30.11.2015	электронная почта
ОбИн. Том 9. ОТР по Варианту 5 – 6 x GPB80D (версия 2.0)	*.docx, *.pdf	30.11.2015	электронная почта
ОбИн. Том 10. Оценка воздействия на окружающую среду (версия 2.0)	*.docx, *.pdf	30.11.2015	электронная почта
ОбИн. Тома 11-15. Сводные сметные расчеты (версия 2.0)	*.docx, *.pdf	30.11.2015	электронная почта
ОбИн. Том 16. Организация строительства (версия 2.0)	*.docx, *.pdf	30.11.2015	электронная почта
ОбИн. Том 17. Эффективность инвестиций (версия 2.0)	*.docx, *.pdf	30.11.2015	электронная почта
ОбИн. Том 5. ОТР по Варианту 1 – 3 x GPB180D (версия 3.0)	*.docx, *.pdf	03.12.2015	электронная почта
ОбИн. Том 6. ОТР по Варианту 2 – 3 x ГТЭ-16 (версия 3.0)	*.docx, *.pdf	03.12.2015	электронная почта
ОбИн. Том 7. ОТР по Варианту 3 – 3 x ГТЭС-16ПА (версия 3.0)	*.docx, *.pdf	03.12.2015	электронная почта
ОбИн. Том 8. ОТР по Варианту 4 – 3 x SGT-400 (версия 3.0)	*.docx, *.pdf	03.12.2015	электронная почта
ОбИн. Том 9. ОТР по Варианту 5 – 6 x GPB80D (версия 3.0)	*.docx, *.pdf	03.12.2015	электронная почта
Скорректированные расчеты технико-экономических показателей ТЭЦ (версия 2.0)	*.xlsx,	04.12.2015	электронная почта
ОбИн. Том 2. Схема выдачи электрической мощности (версия 2.0)	*.docx, *.pdf	14.12.2015	электронная почта
Скорректированная версия финансовой модели и тома «Эффективность инвестиций» (версия 3.0)	*.xlsx, *.pdf, *.docx	18.12.2015	электронная почта
Скорректированная версия финансовой модели и тома «Эффективность инвестиций» (версия 4.0)	*.xlsx, *.pdf, *.docx	24.12.2015	электронная почта

1.4. Заключение о проведении технологического и ценового аудита (в соответствии с приказом Минстроя РФ от 17.02.14 №49/пр)

Таблица 2. Общие сведения об инвестиционном проекте

1	Наименование организации-заявителя	ПАО «РАО ЭС Востока»
2	Дочернее/зависимое общество либо филиал, реализующий проект	-
3	Принадлежность к группе проектов, связь с другими проектами	-
4	Категория/подкатегория проекта	инвестиционный
5	Тип проекта	новое строительство
6	Субъект(ы) Российской Федерации, в которых реализуется проект	Дальневосточный федеральный округ, Приморский край
7	Муниципальные образования, на территории которых реализуется проект	Владивостокский городской округ
8	Экспертная организация, проводившее технологический и ценовой аудит	ООО «ЭФ-ТЭК» (ОГРН 1077761717835)
9	Стоимость проведения ТЦА	1 003 000 рублей с учетом НДС
10	Сроки проведения ТЦА	90 дней с даты подписания договора и передачи исходных данных
11	Наличие/отсутствие проектной документации	проектная документация не разработана, подготовлено обоснование инвестиций (ОБИН)
12	Источник и объем финансирования инвестиционного проекта	Источник финансирования: заемные средства российских банков развития / инвестиционных фондов (от 15 до 100 %) и экспортных банков (85 %) в зависимости от варианта. Объем финансирования: 7,6-8,9 млрд. руб. с НДС в ценах 2015 г. (в зависимости от варианта реализации проекта), а также 2,37 млрд. рублей на внеплощадочные сети.
13	Объем финансирования инвестиционного проекта за счет собственных средств	собственные средства не используются
14	Обоснование экономической целесообразности реализации инвестиционного проекта	<p>Интегральные показатели эффективности для инвестиционных затрат на период 2015-2044 гг. при условии установления для Проекта экономически обоснованных тарифов (для различных вариантов):</p> <ul style="list-style-type: none"> • чистая приведенная стоимость (NPV) – 913,3 – 989,7 млн. руб.; • дисконтированный срок окупаемости (PBP) – 13,51 - 13,85 лет; • простой срок окупаемости – 7,97 - 8,03 лет; • внутренняя норма рентабельности (IRR) - 17,4-17,6%. • норма доходности дисконтированных затрат (PI) - 1,10-1,12. <p>Величины экономически обоснованных тарифов (средние за период 2018-2044):</p> <ul style="list-style-type: none"> • на электроэнергию – 6,6 – 8,1 руб./кВт.ч; • на тепловую энергию – 3400-3723 руб./Гкал.

Таблица 3. Результаты технологического и ценового аудита

№	Мероприятия ТЦА	Информация, предоставленная заявителем, принятая к анализу в рамках проведения ТЦА	Комментарий экспертной организации
1	Оценка спроса на продукцию (услуги)	<p>ОБИН. Том 2. Схема выдачи электрической мощности. ОБИН. Том 3. Схема выдачи тепловой мощности <u>Спрос на тепловую энергию</u>, производимую Объектом, определяется ростом жилищного строительства в г. Владивостоке с учетом планов по закрытию существующих муниципальных котельных и переключения части существующих потребителей Голдобинской тепломагистралей Владивостокской ТЭЦ-2 и части потребителей котельной ОАО «ВМРП». Подключаемая к ГТУ-ТЭЦ тепловая нагрузка до 2029 г. составит 145,05 Гкал/ч. <u>Спрос на электрическую энергию</u> определен исходя из принятой в ОБИН условной загрузки Объекта – ЧЧИУМ на уровне 5000-6000 часов в год.</p>	<p>Обоснование величины <u>спроса на тепловую энергию</u> было проведено на основании утвержденной Схемы теплоснабжения Владивостокского городского округа на период 2015-2029 годов, выполненной ООО «НИПИ ПРЭС» г. Санкт-Петербург, 2014 г. Аудитор рекомендует отслеживать утверждение изменений Схемы теплоснабжения Владивостокского городского округа и учитывать их на дальнейших стадиях проектирования.</p> <p>Обоснование величины <u>спроса на электрическую энергию</u> в первоначальной версии ОБИН было проведено недостаточно, на что было указано Аудитором. Величина ЧЧИУМ не была обоснована на основе анализа прогнозных балансов, суточных и сезонных графиков производства электро-энергии и прогнозных режимов работы Объекта с учетом приоритетности загрузки электростанций, используемой ОАО «СО ЕЭС». В окончательной версии ОБИН принято, что Объект будет работать только по тепловому графику, вырабатывая электро-энергию только в режиме когенерации в зависимости от загрузки котлов-утилизаторов ГТУ. Аудитор считает такое предположение обоснованным, основываясь на анализе режимов работы аналогичных отопительных ТЭЦ в России.</p>
2	Оценка операционных доходов/расходов	<p>ОБИН. Тома 11-15. Сводные сметные расчеты ОБИН. Том 17. Эффективность инвестиций Операционные доходы определяются величиной спроса на тепловую и электрическую энергию и величиной экономически обоснованных тарифов (ЭОТ) на продажу энергии. ЭОТ определены в ОБИН расчетным методом. Выручка до 2044 г. составляет около 79 млрд. руб. (на примере варианта 1). Дополнительно учтены доходы от поступления платы за технологическое присоединение новых потребителей тепловой энергии. Операционные расходы в структуре себестоимости складываются из затрат на топливо и амортизацию (суммарно более 50% от общих расходов). Сумма расходов равна сумме доходов за счет подбора величины ЭОТ. Дополнительно запланировано привлечение кредитов, на погашение и выплату процентов по которым запланировано около 43 млрд. руб. до 2044 г. (на примере варианта 1).</p>	<p>В первоначальной версии ОБИН Аудитором были обнаружены ошибки в оценке как операционных доходов (в части величины спроса на электрическую энергию), так и операционных расходов (в части расходов на топливо, амортизацию, сервисное обслуживание и др.). В окончательной версии ОБИН указанные замечания в целом устранены.</p>

<p>3 Оценка доли собственного капитала инициатора инвестиционного проекта и привлеченного капитала в объеме инвестиций</p>	<p>ОБИН. Том 17. Эффективность инвестиций. Доля собственного капитала Инициатора по всем вариантам ОБИН составляет 0%.</p>	<p>Выбранная структура финансирования определяет необходимость привлечения дорогостоящих кредитов как для первоначальных инвестиций, так и для покрытия кассовых разрывов в течение жизни Проекта. Эти затраты ухудшают показатели экономической эффективности Проекта и создают долгосрочные риски невозврата кредитов в случае, например, колебания валютных курсов (для кредитов в иностранной валюте).</p>
<p>4 Оценка показателей эффективности инвестиционного проекта</p>	<p>ОБИН. Том 17. Эффективность инвестиций. Интегральные показатели эффективности для инвестиционных затрат на период 2015-2044 г. при условии установления для Проекта экономически обоснованных тарифов (для различных вариантов):</p> <ul style="list-style-type: none"> • чистая приведенная стоимость (NPV) – 913,3 – 989,7 млн. руб. • дисконтированный срок окупаемости (PBP) – 13,51 - 13,85 лет • простой срок окупаемости – 7,97 - 8,03 лет; • внутренняя норма рентабельности (IRR) - 17,4-17,6%; • норма доходности дисконтированных затрат (PI) - 1,10-1,12. <p>Величины экономически обоснованных тарифов (средние за период 2018-2044):</p> <ul style="list-style-type: none"> • на электроэнергию – 6,6 – 8,1 руб./кВт-ч; • на тепловую энергию – 3400-3723 руб./Гкал. 	<p>Аудитор отмечает, что без установления экономически обоснованных тарифов показатели эффективности инвестиционного проекта являются отрицательными. Сравнение вариантов реализации проекта между собой только по показателям эффективности инвестиций невозможно, поскольку все варианты имеют разные расчетные величины ЭОТ и, соответственно, различные тарифные последствия для потребителей тепловой и электрической энергии. Это определяется методологией расчета ЭОТ.</p>
<p>5 Экспертная оценка обоснованности стоимости инвестиционного проекта</p>	<p>ОБИН. Том 1. Пояснительная записка ОБИН. Том 2. Схема выдачи электрической мощности ОБИН. Том 3. Схема выдачи тепловой мощности ОБИН. Том 4. Установка подготовки добавочной воды ОБИН. Том 5. ОTR по Варианту 1 – 3 x GPB180D ОБИН. Том 6. ОTR по Варианту 2 – 3 x ГТЭ-16 ОБИН. Том 7. ОTR по Варианту 3 – 3 x ГТЭС-16ПА ОБИН. Том 8. ОTR по Варианту 4 – 3 x SGT-400 ОБИН. Том 9. ОTR по Варианту 5 – 6 x GPB80D ОБИН. Тома 11-15. Сводные сметные расчеты</p> <p>Стоимость инвестпроекта по вариантам в ценах 3 кв. 2015 г. с НДС:</p> <p>Вариант 1 – 8,21 (8,62) млрд.руб. Вариант 2 – 7,98 (8,99) млрд.руб. Вариант 3 – 7,75 (8,55) млрд.руб. Вариант 4 – 7,60 (8,97) млрд. руб. Вариант 5 – 8,91 (9,39) млрд. руб.</p>	<p>К первоначальной версии ОБИН Аудитор высказал ряд замечаний, главные из которых:</p> <ul style="list-style-type: none"> • стоимость реализации Проекта в соответствии с оценкой ОБИН существенно (на 20-50%) превышает известные Аудитору российские аналоги. Структура затрат не соответствует российской и международной практике в части стоимости вспомогательного оборудования, строительно-монтажных и прочих работ. • стоимость СМР и вспомогательного оборудования ТЭЦ по вариантам завышена в связи с некорректным подбором объектов-аналогов и/или их некорректным приведением к Объекту. • в сводном сметном расчете по ТЭЦ не учтены затраты на компенсацию землепользователям, на перевод земель в категорию «промышленные»; на организацию источника водоснабжения; на проведение торгов; на перебазировку строительной техники Подрядчика; на ежедневную перевозку рабочих; на авторский надзор.

	<p>Величины в скобках приведены для первоначального варианта ОБИИ в ценах 1 кв. 2015 г. с НДС. Стоимость определена по объектам-аналогам на основе укрупненных расценок и технико-коммерческих предложений заводов-изготовителей. Стоимость не включает затраты на внеплощадочные сети (дополнительно около 2,4 млрд. руб. в ценах 2015 с НДС).</p>	<ul style="list-style-type: none"> не составлен сводный сметный расчет на внеплощадочные тепловые сети. В ОБИИ не учтены затраты по главам 1, 8-12 ССР по внеплощадочным тепловым сетям, что составляет ~20-30% от стоимости строительно-монтажных работ по ним. в качестве инвестиционной стоимости должна быть приведена стоимость с учетом инфляции на период строительства. <p>В окончательной версии ОБИИ данные замечания в целом устранены. Это позволило снизить сметную стоимость в зависимости от варианта на величину от 0,4 до 1,4 млрд рублей (5-15%).</p>
6	<p>Сравнение общей стоимости строительства со стоимостью объектов-аналогов</p>	<p>ОБИИ. Тома 11-15. Сводные сметные расчеты</p> <p>Аудитор провел сравнение удельной стоимости строительства по Проекту со стоимостью объектов-аналогов. Для сравнения анализировались данные о 17 объектах из собственной базы данных Аудитора, расположенных в различных регионах России. По результатам анализа установлено, что удельная стоимость по Проекту составляет 2300-3000 евро/кВт, в то время как стоимость проектов-аналогов не превышает 1400 евро/кВт. В окончательной редакции ОБИИ оценка стоимости ближе к стоимости проектов-аналогов.</p>
7	<p>Выявление возможностей для оптимизации сметной стоимости</p>	<p>ОБИИ. Том 4. Установка подготовки добавочной воды ОБИИ. Том 5. ОТП по Варианту 1 – 3 x GPB180D ОБИИ. Том 6. ОТП по Варианту 2 – 3 x ГТЭ-16 ОБИИ. Том 7. ОТП по Варианту 3 – 3 x ГТЭС-16ПА ОБИИ. Том 8. ОТП по Варианту 4 – 3 x SGT-400 ОБИИ. Том 9. ОТП по Варианту 5 – 6 x GPB80D ОБИИ. Тома 11-15. Сводные сметные расчеты</p> <p>Аудитор рекомендует рассмотреть следующие возможности оптимизации сметной стоимости:</p> <ul style="list-style-type: none"> выбрать для реализации вариант с меньшими капитальными затратами (вариант 3 вместо рекомендованного в ОБИИ варианта 1). Эффект от оптимизации составит 464 млн. рублей по капитальным затратам; более точный подбор единичной мощности и количества ПВК с устранением избытков установленной тепловой мощности ТЭЦ позволит сократить суммарную мощность ПВК на 4-26% в зависимости от варианта, что составит до 84 млн. рублей. применить более дешевые варианты технических решений по вспомогательному оборудованию в соответствии с рекомендациями п. 12. Суммарный эффект может достигнуть 295 млн.рублей.
8	<p>Экспертная оценка сроков и графика реализации инвестиционного проекта</p>	<p>ОБИИ. Том 16. Организация строительства Январь-апрель 2016 – разработка ПСД Май-июль 2016 – экспертиза ПСД Начало строительных работ – сентябрь 2016, Пуск первой очереди – 2018 г. Пуск второй очереди – 2029 г.</p> <p>Аудитор отмечает, что график реализации проекта в ОБИИ не приведен. Аудитор считает принятые сроки реализации инвестпроекта необоснованными по следующим причинам:</p> <ul style="list-style-type: none"> процесс согласования ОБИИ с ДЗО/ВЗО заказчика и с третьими лицами не завершен. На завершение этого процесса, по оценке Аудитора, может потребоваться до 6 месяцев;

			<ul style="list-style-type: none"> срок прохождения экспертизы 3 месяца принят исходя из предположения об успешном получении положительного заключения ГГЭ с первой попытки. Аудитор сомневается в обоснованности такого предположения с учетом того, что обоснование инвестиций по Проекту разрабатывается проектным институтом уже более года - с сентября 2014 г.; сроки не учитывают процедуру привлечения финансирования на реализацию проекта с учетом необходимости получения согласований от регулирующих органов. <p>С учетом изложенного выше, Аудитор считает нереалистичным пуск ТЭЦ Змеинка до конца 2018 г.</p>
9	Экспертная оценка принятых архитектурно-планировочных и конструктивных решений	<p>ОбИн. Том 5. ОТП по Варианту 1 – 3 x GPB180D ОбИн. Том 6. ОТП по Варианту 2 – 3 x ГТЭ-16 ОбИн. Том 7. ОТП по Варианту 3 – 3 x ГТЭС-16ПА ОбИн. Том 8. ОТП по Варианту 4 – 3 x SGT-400 ОбИн. Том 9. ОТП по Варианту 5 – 6 x GPB80D</p>	<p>По оценке Аудитора, генеральный план ГТУ-ТЭЦ разработан в соответствии с требованием действующих норм и правил, с соблюдением санитарных и противопожарных норм и правил, в соответствии с действующими требованиями норм технологического проектирования, с учетом максимального использования территории под застройку, оптимальных связей между зданиями и сооружениями.</p> <p>Предложенные в ОбИн конструктивные решения, по мнению Аудитора, являются стандартными в данной области строительства и отвечают современным нормам и требованиям.</p>
10	Оценка соответствия предлагаемых технических решений лучшим техническим решениям в российской и международной практике.	<p>ОбИн. Том 5. ОТП по Варианту 1 – 3 x GPB180D ОбИн. Том 6. ОТП по Варианту 2 – 3 x ГТЭ-16 ОбИн. Том 7. ОТП по Варианту 3 – 3 x ГТЭС-16ПА ОбИн. Том 8. ОТП по Варианту 4 – 3 x SGT-400 ОбИн. Том 9. ОТП по Варианту 5 – 6 x GPB80D</p>	<p>Основные технологические решения, принятые в ОбИн, в целом по большинству вариантов соответствуют уровню лучших технических решений в российской и международной практике. Отопительная ГТУ-ТЭЦ на природном газе на основе современных газовых турбин, работающих преимущественно в режиме когенерации – оптимальный профиль электростанции для структуры спроса на тепловую и электрическую энергию в рамках Проекта.</p> <p>Аудитор отмечает, что в составе ОбИн рассмотрены ГТУ ведущих мировых (Kawasaki, Siemens) и отечественных производителей (РЭП-Холдинг, Авиадвигатель), поставляющих ГТУ этого класса мощности. По мнению Аудитора, список следовало бы дополнить, например, компаниями Caterpillar Solar Turbines и General Electric ГТУ которых уже работают в России.</p> <p>Аудитор отмечает, что вариант ГТУ Kawasaki не удовлетворяет требованиям СТО 70238424.27.100.007-2008 в части энергоэффективности (КПД ГТУ класса мощности 15-25 МВт должен быть не менее 34%). У компании Kawasaki есть ГТУ GPB300D (L30A), гораздо более современная машина с лучшими техническими характеристиками, но она в ОбИн не рассматривалась.</p>

			Основные электротехнические и строительные решения соответствуют уровню лучших технических решений в российской и международной практике.
11	Оценка качества и полноты расчетов стоимости строительства	ОбИн. Тома 11-15. Сводные сметные расчеты	См. п. 6.
12	Выявление возможностей оптимизации предлагаемых технических решений	ОбИн. Тома 5-9. Основные технические решения (по вариантам)	<p>Аудитор рекомендует:</p> <ul style="list-style-type: none"> • пересмотреть мощность ПВК; • рассмотреть вопрос увеличения установленной мощности энергоблока ГТУ+КУ с одновременным уменьшением их количества; • вместо котлов-утилизаторов с встроенным байпасным газоходом предусмотреть установку обычных котлов-утилизаторов с отдельной байпасной дымовой трубой между ГТУ и котлом-утилизатором; • рассмотреть возможность применения КУ с дожиганием с целью замещения ими тепловой мощности ПВК с уменьшением количества последних; • отказаться от установки водогрейных котлов для подогрева подпиточной воды, организовать схему подогрева прямой сетевой водой; • рассмотреть вопрос изменения системы охлаждения оборудования ТЭЦ с отказом от «мокрых» вентиляторных градирен; • отказаться от установки подготовки обессоленной воды для промывки компрессоров ГТУ (замечание учтено в окончательной версии ОбИн);
13	Экспертная оценка предлагаемых технологических решений	<p>ОбИн. Тома 5-9. Основные технические решения (по вариантам)</p> <p>Проект предполагается реализовывать с использованием технологии комбинированного производства тепловой и электрической энергии в газотурбинном цикле Брайтона с утилизацией теплоты выхлопных газов ГТУ в водогрейном котле-утилизаторе (ГТУ-ТЭЦ), а также дополнительного производства тепловой энергии с использованием пиковых водогрейных котлов на природном газе.</p>	<p>Исходя из планируемой в ОбИн величины установленной мощности ТЭЦ (48 ± 3 МВт и 165 ± 10 Гкал/ч), Аудитор подтверждает правильность выбранной технологии генерации. Именно ГТУ-ТЭЦ позволяет обеспечить максимальную эффективность производства тепловой и электрической энергии в примерном соотношении 2:1 (дополнительная тепловая энергия производится на ПВК). Кроме того, ГТУ-ТЭЦ характеризуются небольшими капитальными затратами по сравнению с другими технологиями (парогазовые, паросиловые электростанции).</p> <p>Аудитору представляется избыточным рассмотрение на стадии ОбИн четырех вариантов (кроме варианта 5) со сходной единичной установленной мощностью ГТУ, пусть и от разных производителей. С другой стороны, в ОбИн не рассмотрены варианты с установленной мощностью турбин около 25 МВт, а обоснование единичной мощности 14-17 МВт в ОбИн не представлено. Увеличение единичной установленной мощности могло бы снизить удельные капитальные затраты.</p>

		<p>Аудитор обращает внимание, что лишь ГТУ Siemens, Авиадвигатель и Kawasaki в ОБИИ рассматриваются в двухтопливном исполнении (газ и дизельное топливо). По турбинам GE и РЭП-Холдинг информации о двухтопливном исполнении нет ни в предоставленных материалах ОБИИ, ни в технических предложениях поставщиков. Рекомендуется запросить подтверждение, что ГТУ будут поставлены в двухтопливном исполнении и, в случае изменения предложений – актуализировать их стоимость (как правило, двухтопливные ГТУ дороже). Применение однопаливных ГТУ в проекте противоречит выбранной в ОБИИ схеме топливоснабжения. Котлы-утилизаторы приняты в ОБИИ без дожигания. По предварительной оценке Аудитора, применением КУ с дожиганием можно получить до 20 Гкал/ч дополнительной тепловой мощности на каждом КУ (в сумме для двух очередей ТЭЦ это составит 60 Гкал/ч, что сопоставимо с мощностью 3-х ПВК, от установки которых можно было бы отказаться). Установка дополнительной поверхности нагрева и камеры дожигания в котле-утилизаторе ГТУ, согласно исследованиям ИГЭУ, примерно на 30-50% дешевле устройства газовой котельной с дымовой трубой такой же тепловой мощности. Аудитор рекомендует Заказчику провести технико-экономическую проработку такого решения.</p> <p>Аудитор обнаружил в первоначальной версии ОБИИ ряд существенных ошибок в расчете технико-экономических показателей. В окончательной версии ОБИИ эти ошибки исправлены.</p>
<p>14 Оценка соответствия принятых технологических решений современному международному уровню развития технологий</p>	<p>ОБИИ. Тома 5-9. Основные технические решения (по вариантам)</p>	<p>См. п. 10</p>
<p>15 Выявление возможностей для оптимизации предлагаемых технологических решений</p>	<p>ОБИИ. Тома 5-9. Основные технические решения (по вариантам)</p>	<p>См. п.12</p>
<p>16 Идентификация основных рисков инвестиционного проекта, в том числе инвестиционных, операционных, финансовых, рыночных, технических и технологических рисков, рисков недофинансирования, рисков недостижения запланированной рентабельности, рисков удорожания стоимости инвестиционного проекта, увеличения сроков, рисков недостижения плановых технико-экономических параметров</p>	<p>ОБИИ. Том 17. Эффективность инвестиций</p>	<p><u>Инвестиционные риски</u></p> <p>Основным инвестиционным риском Проекта является риск его реализации с потерей доходов инвестора (Инициатора). В силу того, что на момент проведения ТЦА все рассмотренные в ОБИИ варианты показали экономическую эффективность инвестиций только при условии установления регулируемыми органами экономически обоснованных тарифов, Аудитор оценивает инвестиционные риски как очень высокие. На инвестиционные риски влияет ряд факторов:</p> <ul style="list-style-type: none"> • технологические и операционные; • изменение экономических параметров внешней среды; • изменение политических обстоятельств;

- рыночные и др.
- Технологические риски
- из рассмотренных в ОБИИ вариантов ГТУ в двухтоп-ливном исполнении могут быть поставлены Kawasaki, Siemens, Авиадвигатель. Возможность работы других ГТУ на газе и дизтопливе в ОБИИ не подтверждена, без такого подтверждения их использование в Проекте противоречит нормативам и, с большой долей вероятности, не получит положительное заключение ГГЭ.
 - ГТУ Kawasaki не сертифицированы для применения в России и имеют наихудшие показатели энергоэффективности среди всех рассмотренных в ОБИИ вариантов;
 - Трудности логистики при осуществлении сервисного обслуживания ГТУ (в особенности для вариантов 2, 4) из-за относительной удаленности заводов-изготовителей от г. Владивосток;
 - Режим работы объекта, рассчитанного на покрытие переменной отопительной тепловой нагрузки с суточными и сезонными колебаниями, определяет повышенные требования к надежности работы ГТУ в переменных режимах. ГТУ энергетического класса в меньшей степени рассчитаны на такой режим, что может отразиться на стоимости сервисного обслуживания.

Операционные риски

Риски увеличения операционных расходов по Проекту сверх запланированных величин могут проявиться, в первую очередь, в области сервисного обслуживания газотурбинного оборудования.

Аудитор рекомендует Заказчику заключить договор долгосрочного сервисного обслуживания с поставщиком ГТУ, в рамках которого четко определить ответственность последнего за недостижение гарантийных показателей ГТУ в течение ее жизненного цикла. Договор должен быть номинирован в рублях, либо в иной валюте с указанием валютного коридора.

Финансовые риски

Валютный риск

Риск колебания валютных курсов уже на этапе ОБИИ вносит существенные коррективы в оценку бюджета Проекта и даже принимаемые технические решения по основному оборудованию. Доля импортного оборудования в ГТУ-ТЭЦ достаточно высока, снизить ее можно применением ГТУ, генераторов, котлов российского производства, но значительную часть вспомогательного оборудования, скорее всего, в лю-

бом случае придется закупать за валюту. Заказчику рекомендуется после проектирования объекта организовать строительство с привлечением генерального подрядчика с фиксированной ценой контракта (в рублях).

Риск роста стоимости кредитных средств

Ввиду сложившейся экономической ситуации Аудитор считает данный риск высоким. Необходимо тщательно прогнозировать эффективность проекта с учетом реальных обоснованных процентных ставок по кредитам и ставки рефинансирования. Данный риск может быть снижен при государственной поддержке Проекта и организации льготного финансирования на долгосрочной основе.

Инфляционный риск

Источником риска является различный инфляционный рост расходных компонентов денежного потока Проекта. В силу тенденций 2014-2015 гг., инфляционный риск оценивается как высокий.

Налоговые риски

Источник 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 средний.

Рыночные риски

Рыночный риск обусловлен возможными ошибками в оценке будущих объемов спроса на электрическую и тепловую энергию от ТЭЦ со стороны потребителей. Аудитор оценивает этот риск как высокий, поскольку рост спроса на тепловую энергию связан с темпами жилищного строительства, а эта отрасль с большой долей вероятности пострадает в кризис вследствие резкого роста ставок по кредитам и падения покупательной способности граждан.

Второй фактор риска – уровень тарифов на тепловую и электрическую энергию. Экономически обоснованные тарифы на тепловую и электрическую энергию в разы больше обычных. Установление тарифов находится в ведении федеральных и региональных органов власти. Аудитор считает крайне высоким риск утверждения тарифов для Проекта на уровне существенно ниже, чем уровень экономически обоснованных тарифов для Проекта по ОБИ.

Риск недофинансирования

Риски недофинансирования проекта возникают главным образом вследствие непрогнозируемого увеличения стоимости и сроков реализации Проекта, неправильной оценки операционных затрат.

Эти риски рассмотрены в соответствующих пунктах.

Источником риска недофинансирования может быть также неправильная оценка потребности в оборотном капитале, что связано с недостаточной проработкой доходной части Проекта.

С учетом вышеизложенного, риски недофинансирования оцениваются как высокие.

Риск недостижения запланированной рентабельности

Основной источник риска недостижения запланированной рентабельности – отклонение от ожидаемого уровня прибыли Проекта. К основным факторам риска отклонения от ожидаемого уровня прибыли можно отнести снижение ожидаемого размера выручки и увеличение запланированного объема затрат.

Основными стоимостными факторами, формирующими плановую выручку Проекта, являются цена (тариф) на реализуемую электрическую и тепловую энергию и объемы реализации электрической и тепловой энергии. Аудитор оценивает этот риск как высокий.

Риск удорожания стоимости проекта и увеличения сроков строительства

Аудитор отмечает, что стоимость Проекта, определенная в первоначальном ОБИН, не соответствовала рыночному уровню и является завышенной из-за ошибок, допущенных в ходе приведения затрат по проектам-аналогам. После приведения в окончательной версии ОБИН стоимости Проекта к рыночному уровню риск её удорожания, тем не менее, сохраняется. Основные источники риска:

- низкое качество разработки проектной и сметной документации;
- низкое качество управления проектом строительства и контроля за генподрядчиком.

В составе ОБИН не представлены графики реализации Проекта по вариантам, которые должны учитывать продолжительности и взаимосвязи между работами по проектированию, строительству, поставке оборудования, монтажу, пусконаладке, вводу в эксплуатацию объекта с учетом дополнительных работ (сертификация ГТУ, перевод земель в промышленное назначение, регистрация прав собственности, получение техусловий, прохождение экспертизы, и пр.). Корректная разработка, регулярная актуализация и анализ графиков являются необходимыми условиями управления сроками реализации Проекта.

Аудитор рекомендует привлечь специализированную компанию для контроля качества проектирования, строительства,

		<p>монтажа и пуско-наладки. Компания может выполнять функции Технического заказчика в соответствии с Градостроительным кодексом РФ. Это позволит управлять изменением как сроков, так и стоимости реализации проекта.</p> <p><u>Риск недостижения плановых технико-экономических параметров Проекта</u></p> <p>Если понимать под технико-экономическими показателями Проекта значения его годовых технико-экономических показателей (УРУТы, выработка, отпуск энергии, потребление топлива, КИУМ), то Аудитор оценивает риск их недостижения как средний (с учетом того, что в окончательной версии ОБИН исправлены ошибки в оценке годовых ТЭПов).</p> <p>Важным фактором управления этим риском будет являться заключение корректных договоров на поставку и сервисное обслуживание основного оборудования ТЭС с ответственностью поставщика за гарантийные показатели.</p>
<p>17 Анализ целесообразности и технической возможности реализации инвестиционного проекта</p>	<p>ОБИН. Том 17. Эффективность инвестиций.</p> <p>В случае применения экономически обоснованного тарифа («сглаженного», т.е., с усреднением затрат на ремонтное и техническое обслуживание) компания обеспечивает свою безубыточность в любом из вариантов, о чем свидетельствуют интегральные показатели эффективности («для собственного капитала»). При этом строительство ГТУ-ТЭЦ приведёт к росту тарифов на теплоэнергию для конечных потребителей в Приморском крае и на электроэнергию, устанавливаемую для АО «ДГК».</p> <p>Вариант набора оборудования №4 предусматривает использование импортных газотурбинных машин, для реализации которых потребуется привлечение кредитных средств в размере 100 % только отечественных банков. С учетом неопределенного источника финансирования строительства со стороны отечественных финансовых структур вариант №4 выглядят менее привлекательными. Предлагается этот вариант исключить из дальнейшего рассмотрения;</p> <p>Вариант №2 имеет главный существенный отрицательный факт – завод-изготовитель не изготавливает в настоящее время двухтопливные ГТУ и не подтвердил возможность изготовления в будущем ГТУ в двухтопливном варианте, что может в дальнейшем серьезно отразиться на экономической эффективности проекта. Этот вариант также предлагается исключить из рассмотрения.</p>	<p>Аудитор отмечает, что без установления экономически обоснованных тарифов показатели эффективности инвестиционного проекта являются отрицательными, и в этом случае он не может быть рекомендован к реализации.</p> <p>В случае установления ЭОТ проект является эффективным и технически реализуемым. Выбор конкретного варианта для его реализации из 5 рассмотренных в ОБИН рекомендуется проводить по совокупности критериев: тарифным последствиям, техническим, надежности, рискам и т.д.</p> <p>Интегральные тарифные последствия можно оценить, сравнивая величины «условных тарифов на условную энергию», рассчитанных на основе значений НВВ и отпусков тепловой и электрической энергии.</p> <p>По собственным оценкам Аудитора, по величине таких тарифов лучшими вариантами являются Вариант 4 и Вариант 3. Остальные три варианта (1,2,5) демонстрируют более высокий уровень условного тарифа, средневзвешенного по годам – примерно на 5-6% выше, чем у вариантов 3 и 4.</p> <p>По ключевым техническим характеристикам рассмотренные в ОБИН ГТУ находятся на сравнимом уровне. Наихудший показатель электрического КПД – у Варианта 1. Авиационные ГТУ (вариант 3) будут иметь некоторое преимущество за счет лучшей приспособленности к режиму работы.</p> <p>Вариант 3, по оценке Аудитора, имеет наименьшую валютную составляющую в структуре стоимости строительства и предположительно более устойчив к падению курса рубля.</p>

Вариант №5 по многим критериям уступает варианту №1, это особенно видно по стоимостным показателям установки, показателям удельной стоимости строительства, общей стоимости строительства, удельному расходу условного топлива на отпуск тепла. С учетом этих критериев и с учетом того, что варианты оборудования №1 и №5 представлены одним и тем же иностранным производителем целесообразно рассматривать для дальнейшей реализации из этих двух вариантов вариант №1.

Если рассматривать и сравнивать варианты №1 и №3 по всем техническим и экономическим критериям, приведенным в таблице 11-1 - необходимо отметить, следующее:

вариант №1 является более предпочтительным по следующим показателям:

- ресурс агрегата до капитального ремонта;
- единичная электрическая и тепловая мощность на выходе ГТУ;
- единичная стоимость установки;
- удельный расход условного топлива на отпуск тепла;
- полный кпд;
- удельная стоимость строительства;
- величина общего тарифа на энергию;
- меньше вредных выбросов в окружающую среду.

Это основные технико-экономические показатели, которые оказывают значительное влияние на эффективность проекта.

Следующие показатели по варианту №3:

- общая стоимость строительства, простой срок окупаемости незначительно ниже, чем у варианта №1. Этот факт не оказывает существенного влияния на оценку технико-экономической эффективности объекта.

При анализе чувствительности к ставке кредитования выявлено следующее:

- снижение ставки до 8% приведёт к сокращению тарифа: на тепло- и электроэнергию в среднем (в период обслуживания инвестиционных кредитов) на 8%, повышение ставки до 25% - на электроэнергию – 13%, на теплоэнергию – на 14%.

Отклонение значения общего тарифа на энергию при колебаниях курса доллара выше у варианта №1 (находятся в пределах -7 % до +17 %) у варианта №3 (находятся в пределах -4 % до +8 %)

Варианты 1 и 5 предполагают привлечение связанных иностранных инвестиций с пониженными кредитными ставками, что снижает их зависимость от наличия финансирования в российских источниках, при этом вариант 5 уступает варианту 1 по ряду критериев, в первую очередь по стоимостным показателям. Кроме того, необходимо отметить, что Вариант 5 является наиболее дорогим из всех рассмотренных вариантов и обладает наибольшим «условным тарифом на условную энергию».

Аудитор рекомендует Заказчику выбрать для дальнейшего рассмотрения вариант 3, как один из наиболее эффективных экономически и наименее рискованных, а также вариант 1 - из двух рассмотренных в ОБИН вариантах со связанными иностранными инвестициями указанный вариант более эффективен.

Дополнительными преимуществами обоих вариантов является относительная близость заводов-изготовителей.

Аудитор рекомендует Заказчику приостановить проектирование и провести переговоры с поставщиками ГТУ и кредиторами с целью предоставления ими более привлекательных предложений по цене оборудования и сервиса, а также по величине кредитной ставки. Окончательный выбор варианта следует делать на основе сравнения окончательных предложений.

	<p>Одно из наиболее весомых преимуществ варианта №1 - возможность привлечения финансирования банков Японии, учитывая развитие российско-японских отношений, активное взаимодействие между ПАО «РАО ЭС Востока» с Kawasaki Heavy Industries Ltd;</p> <p>вариант №3 выглядит более предпочтительным по следующим показателям:</p> <ul style="list-style-type: none"> - удельная стоимость установки; - широкий диапазон рабочих температур наружного воздуха; - возможность эксплуатации машины на открытом воздухе; - общая стоимость строительства; - простой срок окупаемости. <p>Рассматриваемые варианты имеют схожие характеристики, ни один из вариантов не выглядит намного более предпочтительным, чем другой. С учетом всех приведенных технических и экономических критериев варианты №1 и №3 могут быть рекомендованы заказчику для рассмотрения и принятия окончательного решения.</p>	
<p>18 Оценка оптимальности выбора площадки для размещения объекта капитального строительства, с указанием экологических, техногенных, логистических рисков и рисков ресурсного обеспечения</p>	<p>Том 1. ОБИИ. Выбор площадки Том 10. ОВОС</p> <p>Основными критериями при выборе площадки явились минимизация ущерба, причиняемого природной среде, а также обеспечение надёжности и безаварийности в период эксплуатации исходя из совокупности социальных, экономических, экологических и иных факторов, в целях обеспечения устойчивого развития территорий, развития инженерной, транспортной и социальной инфраструктур, обеспечения учета интересов граждан и их объединений, на основании результатов инженерных изысканий, в соответствии с требованиями технических регламентов, с учетом комплексных программ развития.</p> <p>Площадка предполагаемого строительства расположена на не застроенной территории. Ближайшие жилые зоны расположены на расстоянии 500 метров с севера и 200 метров с запада. На расстоянии 50 метров от площадки находится территория крематория с колумбарием, на востоке площадка ограничена территорией кладбища. С учетом перспективы развития Владивостокского городского округа согласно письму Администрации города Владивостока (исх.№</p>	<p>Аудитор считает, что выбранная площадка может быть выбрана в качестве основного варианта для дальнейшего проектирования. Площадка расположена в центре между основными узлами тепловых нагрузок, имеется доступ к водоснабжению и, кроме того, она предварительно согласована с местной администрацией, что позволит быстрее пройти этап сбора исходно-разрешительной документации. Аудит рекомендует отслеживать утверждение изменений генерального плана Владивостокского городского округа.</p>

	<p>16813Д от 26.12.14) других альтернативных площадок под размещение ГТУ-ТЭЦ в этом районе нет.</p> <p>В административном отношении площадка предполагаемого строительства расположена на территории Владивостокского городского округа Приморского края в городе Владивостоке.</p> <p>Учитывая существующую застройку рассматриваемого района, администрация города Владивостока в п.3 письма от 26.12.14 исх. № 16813Д указывает на необходимость сноса 2-х жилых домов по адресу: ул. Коммунаров 43 и 41а, попадающих в нормативную санитарно-защитную зону проектируемого объекта и, соответственно, расселения жильцов. Согласно утвержденным правилам землепользования и застройки, проектируемая территория под основную площадку ГТУ-ТЭЦ относится к рекреационной зоне (Р) – зона городских лесов и городских лесопарков и частично попадает в производственную зону (П).</p>		
19	Оценка эффективности установленных сроков выполнения работ	См. п.8	См. п.8
20	Оценка эффективности технико-экономических характеристик объекта строительства с учетом необходимости достижения целей инвестиционного проекта и вероятности спроса на продукцию, связанную с реализацией инвестиционного проекта		
21	Оценка рисков реализации инвестиционного проекта, в том числе технологических, рыночных, управленческих	См. п. 16	См. п. 16
22	Сравнительный анализ стоимости реализации инвестиционного проекта с международными аналогами, реализованными в сопоставимых условиях (при наличии)	См. п. 6	См. п. 6
23	ЗАКЛЮЧЕНИЕ экспертной организации		<p>Проект строительства ГТУ-ТЭЦ Змеинка может быть реализован только при условии установления ЭОТ на тепловую и электрическую энергию. В этом случае он является в целом обоснованным и технически реализуемым с учетом высказанных Аудитором замечаний и рекомендаций. Аудитор рекомендует Заказчику выбрать для дальнейшего рассмотрения вариант 3, как один из наиболее эффективных</p>

экономически и наименее рискованных, а также вариант 1 - из двух рассмотренных в ОбИн вариантов со связанными иностранными инвестициями указанный вариант более эффективен.

Дополнительными преимуществами обоих вариантов является относительная близость заводов-изготовителей.

Аудитор рекомендует Заказчику приостановить проектирование и провести переговоры с поставщиками ГТУ и кредиторами с целью предоставления ими более привлекательных предложений по цене оборудования и сервиса, а также по величине кредитной ставки. Окончательный выбор варианта следует делать на основе сравнения окончательных предложений.

Исполнительный директор ООО «ЭФ-ТЭК»

Михайлов С.Н.

2. Экспертная инженерная оценка целесообразности конструктивных, технических и технологических решений

2.1. Анализ обоснования установленной тепловой и электрической мощности

Установленная тепловая и электрическая мощность ТЭС являются ключевыми показателями, определяющими уровень капитальных затрат по строительству ТЭС. Обоснование установленной мощности – одна из главных задач, решаемых на стадии обоснования инвестиций.

В рамках Проекта рассматриваются несколько вариантов его реализации, различных по уровню суммарной и единичной установленной электрической и тепловой мощности (табл. 2).

Таблица 4. Характеристика установленной мощности вариантов строительства ТЭЦ Змеинка

Вариант, производитель ГТУ	Установленная мощность (суммарная / единичная)		Состав оборудования
	электрическая, МВт	тепловая, Гкал/ч	
1 – Kawasaki GPB180D	51.51 / 17.17	75.57 / 25.19 (КУ); 85.12 / 14.19 (ПВК); 160.69 (сумм.)	3хГТУ+3хКУ+6хПВК
2 – РЭП-Холдинг ГТЭ-16	46.89 / 15.63	69.66 / 23.22 (КУ); 103.18 / 17.2 (ПВК); 172.84 (сумм.)	3хГТУ+3хКУ+6хПВК
3 – Авиадвигатель ГТЭ-16 ПА	48.00 / 16.00	61.92 / 20.64 (КУ); 103.18 / 17.2 (ПВК); 165.1 (сумм.)	3хГТУ+3хКУ+6хПВК
4 – Siemens SGT-400	41.66 / 13.89	54.17 / 18.06 (КУ); 103.18 / 17.2 (ПВК); 157.35 (сумм.)	3хГТУ+3хКУ+6хПВК
5 – Kawasaki GPB80D	44.82 / 7.47	61.91 / 10.32 (КУ); 103.18 / 17.2 (ПВК); 165.09 (сумм.)	6хГТУ+6хКУ+6хПВК

Варианты характеризуются:

- схожей установленной тепловой мощностью (165 ± 10 Гкал/ч),
- схожей установленной электрической мощностью (48 ± 3 МВт),
- схожей единичной мощностью энергоблоков ГТУ (16 ± 2 МВт, кроме варианта 5);
- одинаковой единичной мощностью ПВК (17,2 Гкал/ч, кроме варианта 1);
- одинаковым набором основного оборудования (4хГТУ+4хКУ+6хПВК, за исключением варианта 5);
- одинаковым числом часов использования установленной электрической мощности (6000).

Установленная тепловая мощность в материалах ОБИН обосновывается разработчиком величиной подключаемой к ТЭЦ тепловой нагрузки (145.05 Гкал/ч), которая складывается из потребителей Владивостокского городского округа. Обоснование величины спроса на тепловую энергию в ОБИН было проведено на основании утвержденной Схемы теплоснабжения Владивостокского городского округа на период 2015-2029 годов, выполненной ООО «НИПИ ПРЭС» г. Санкт-Петербург, 2014 г.

Тепловая мощность ТЭЦ, определенная на основе величины расчетной тепловой нагрузки, представляется Аудитору несколько завышенной по всем рассмотренным вариантам из-за неточного подбора единичной установленной мощности ПВК.

Обоснование величины спроса на электрическую энергию в первоначальной версии ОБИН было проведено недостаточно, на что было указано Аудитором. Величина ЧЧУМ не была обоснована на основе анализа прогнозных балансов, суточных и сезонных графиков производства электроэнергии и прогнозных режимов работы Объекта с учетом приоритетности загрузки электростанций, используемой ОАО «СО ЕЭС». В окончательной версии ОБИН принято, что Объект будет работать только по тепловому графику, вырабатывая электроэнергию только в режиме когенерации в зависимости от загрузки котлов-утилизаторов ГТУ. Аудитор считает такое предположение обоснованным, основываясь на анализе режимов работы аналогичных отопительных ТЭЦ в России.

Вывод Аудитора:

- С учетом выполненных корректировок ОБИН, Аудитор считает в целом обоснованными уровни тепловой и электрической мощности ТЭЦ. Аудитор рекомендует уточнить уровень установленной тепловой мощности на этапе проектирования (в частности, при корректировке Схемы теплоснабжения Владивостокского городского округа).
- Рекомендуется на этапе проектирования более точно подобрать единичную установленную мощность ПВК (например, путем выбора котлов других марок и производителей), устранив неоправданный избыток тепловой мощности ТЭЦ.

2.2. Анализ схемы выдачи тепловой мощности

Выдача тепловой мощности от ГТУ-ТЭЦ в материалах ОБИН запланирована по двум выводам: основной вывод для теплоснабжения большей части тепловых потребителей и отдельный тепловывод для теплоснабжения потребителей, подключенных к МК №31.

На новый источник тепловой энергии планируется подключить следующих потребителей:

- потребители муниципальных котельных №31, №34, №63, №25;
- часть существующих потребителей Голдобинской тепломагистрали ВТЭЦ-2;
- потребители котельной ОАО «ВМРП»;
- потребители перспективного микрорайона «Ул. Босфора, 3» и перспективной уплотнительной застройки Первомайского района г. Владивостока.

Суммарная подключенная нагрузка с учётом тепловых потерь составит 145,05 Гкал/час.

Система теплоснабжения – закрытая. Регулирование отпуска тепла принято центральное качественное по отопительному графику 115/70 °С (в соответствии с планами по переводу большинства источников централизованного теплоснабжения г. Владивостока на единый температурный график 115/70°С, изложенными в Схеме теплоснабжения Владивостокского городского округа (ВГО)). Вывод на котельную №31 предполагается по графику 95/70°С. В летнем режиме теплоснабжение от ГТУ-ТЭЦ осуществляется по графику 70/40 °С. Выдача тепловой мощности городским потребителям принята по независимой схеме присоединения систем отопления потребителей.

Для передачи тепловой нагрузки от ГТУ-ТЭЦ «Змеинка» до существующих и перспективных потребителей планируется:

- для первой очереди – строительство 5652,6 п.м. и реконструкция 334,1 п.м. тепловых сетей;
- для второй очереди – строительство 1092,0 п.м. тепловых сетей;

Кроме того, планируется:

- строительство ЦТП «Минёров» для подключения потребителей перспективной застройки микрорайона «ул.Босфора,3» в районе горы «Змеиная»;
- реконструкция в ЦТП котельных МУПВ «ВПЭС» № 34 и № 63;
- реконструкция в ЦТП котельной № 25 (ТСЖ «Калинина, 115»);
- реконструкция котельной МУПВ «ВПЭС» № 31 в подкачивающую насосную станцию на обратном трубопроводе;
- реконструкция существующей ПНС ТНС-УГЗ в районе УТ1312 для обеспечения напора 30 м в обратном трубопроводе;
- реконструкция существующих ЦТП МУПВ «ВПЭС».

Замечания Аудитора:

1. Аудитор отмечает, что Схемой теплоснабжения ВГО предусмотрен ввод тепловой станции в две очереди в 2018 и 2019 году, что обусловлено соответствующим графиком ввода тепловых потребителей. Ввод второй очереди ГТУ-ТЭЦ в 2029 году, предлагаемый в ОБИН не позволит обеспечить тепловые нагрузки некоторых тепловых потребителей. На следующих этапах проектирования рекомендуется составить перспективных тепловой баланс ГТУ-ТЭЦ Змеинка по каждому году с уточненными нагрузками потребителей (в том числе с учетом фактического темпа роста тепловых нагрузок) и сроками их присоединения и на основании его уточнить график ввода и разбивку тепловых мощностей по очередям.

2. В тексте отчета по Схеме выдачи тепловой мощности (Том 3) и на ситуационном плане не согласуется разбивка тепловых нагрузок по ряду потребителей и ее разбивка по очередям строительства, в частности по «потребителям, подключенным через ИТП» и «уплотнительной застройке в Первомайском Районе». Замечание устранено в окончательной версии ОБИН.

3. Аудитор обращает внимание Заказчика, что 19,1 Гкал/ч, или 14,5% от суммарной нагрузки ТЭЦ составляют потребители существующих муниципальных котельных и ведомственной котельной ОАО «ВМРП». Несмотря на то, что эти переключения предусмотрены Схемой теплоснабжения ВГО, рекомендуется согласовать переключение указанных нагрузок с собственниками котельных.

4. Рекомендуется исключить несоответствия подключенной тепловой нагрузки в Томе 3 «Схема выдачи тепловой мощности» и в прочих томах ОБИН и произвести соответствующие корректировки выполненных расчетов. Замечание устранено в окончательной версии ОБИН.

5. Некорректно построен график Россандера (Тома 5-9, рис.8.3.1). Левая часть графика – характерная наклонная линия зависимости нагрузки от температуры наружного воздуха строится до температуры начала отопительного периода (+8°C) а не до +18°C. Левая и правая часть графика не соответствуют друг другу. Размерность вертикальной оси должна быть «Гкал/ч», наименование оси – «тепловая нагрузка». Вызывают сомнения продолжительности стояния температур, принятые при построении графика. Замечание устранено в окончательной версии ОБИН.

2.3. Анализ схемы выдачи электрической мощности

В составе работы «Схема выдачи электрической мощности ГТУ-ТЭЦ пос. Змеинка в электрические сети г. Владивостока» разработчиком решались задачи:

- оценка существующего состояния электрических сетей, балансов мощности и электроэнергии ОЭС Востока и южной части Приморской энергосистемы;
- оценка электрических нагрузок и уровней потребления;
- оценка развития генерирующих мощностей;
- разработка вариантов схемы выдачи электрической мощности ГТУ-ТЭЦ в г. Владивостока пос. Змеинка.

В качестве отчетных использовались данные 2014 года. В соответствии с техническим заданием годом ввода проектируемых объектов определен 2017 год, поэтому в качестве расчетного принят год ожидаемого ввода проектируемых объектов - 2017 год. В качестве перспективного рассмотрен 2022 год.

При составлении прогноза развития генерирующих источников в энергосистеме Приморского края на перспективу до 2020 г. учтены вводы и мероприятия по демонтажу и модернизации генерирующего оборудования в соответствии со следующими документами:

- Схема и программа развития Единой энергетической системы России на 2015-2021 гг. (утв. Приказом Минэнерго России № 627 от 09.09.2015 г. (далее - СиПР ЕЭС России 2015-2021 гг.);
- Государственная программа РФ «Социально-экономическое развитие Дальнего Востока и Байкальского региона до 2025 года» (утв. ПП РФ №308 от 15.04.2014 г.)

- «Генеральная схема размещения объектов электроэнергетики России до 2020 г. с учетом перспективы до 2030 г.»
- Комплексная программа развития электроэнергетики ДВФО до 2025 г.

Величина установленной мощности ГТУ ТЭЦ п. Змеинка по вариантам компоновки оборудования различается незначительно. Поэтому схема выдачи мощности для всех вариантов компоновки оборудования одинакова.

В первоначальной версии ОбИн рассматривались два варианта схемы выдачи мощности на напряжение 110 кВ:

- По варианту 1 проектируемую ГТУ-ТЭЦ предлагалось присоединить к проходящей в непосредственной близости ВЛ 110 кВ Владивостокская ТЭЦ-2-Улисс-Голдобин-Чуркин по схеме «заход - выход» обеих цепей. Для реализации первого варианта СВМ ГТУ-ТЭЦ п. Змеинка потребуется разрезать обе цепи ВЛ 110 кВ Владивостокская ТЭЦ-2-Улисс-Голдобин-Чуркин и завести их на РУ 110 кВ ГТУ-ТЭЦ, Протяженность заходов по трассе ориентировочно составляет около 1 км.
- По варианту 2 предлагалось завести ВЛ 110 кВ Патрокл-Голдобин, при этом образуются ЛЭП 110 кВ ГТУ-ТЭЦ-Патрокл и ГТУ-ТЭЦ-Голдобин с отпайкой на ПС Улисс. Для подключения ЛЭП 110 кВ ГТУ-ТЭЦ-ПС 220 кВ Патрокл потребуется расширить ОРУ 110 кВ ПС Патрокл на одну линейную ячейку и построить одноцепную ЛЭП ГТУ-ТЭЦ - Патрокл протяженностью 3,6 км в кабельном исполнении.

При этом Аудитор рекомендовал учесть при выполнении работы документ «Схема и программа развития Единой энергетической системы России на 2015-2021 годы» (СиПР ЕЭС России 2015-2021 гг.). Указанная рекомендация Аудитора была принята Разработчиком в окончательной версии ОбИн, в результате чего объем мероприятий для реализации схемы выдачи мощности был переработан с учетом действующих прогнозных документов. В окончательной версии ОбИн предложен следующий вариант присоединения ГТУ-ТЭЦ Змеинка к существующим сетям:

- Присоединение рекомендуется выполнить по схеме «заход-выход» к проходящим в непосредственной близости ВЛ 110 кВ Владивостокская ТЭЦ-2– Голдобин с отпайками на ПС 110 кВ Загородная и ПС 110 кВ Улисс и ВЛ 110 кВ Патрокл – Голдобин с отпайкой на ПС 110 кВ Улисс. Строительство заходов предлагается выполнить до шин ПС 110 кВ Улисс и ПС 220 кВ Патрокл. Заходы на ГТУ-ТЭЦ рекомендуется выполнить кабелем АП-вПу2г сечением 800мм и заменить существующий провод на подходах к ПС Голдобин (190 м) на провод АС-300.

2.4. Анализ обоснования выбора площадки строительства, решений в области генплана и транспорта, конструктивных решений

2.4.1. Анализ обоснования выбора площадки строительства

Основанием для разработки предпроектных работ по объекту «Строительство ГТУ-ТЭЦ (6 ГТУ GPB80D) в г. Владивостоке пос. Змеинка» является Программа перспективного развития энергетики ДФО до 2025г. ОАО «РАО Энергетические системы Востока», взаимодействие ОАО «РАО Энергетические системы Востока» с компаниями «Кавасаки Хэви Индастриз, Лтд.» и «Соджиц Корпорейшен» согласно «Меморандуму о взаимопонимании в рамках сотрудничества по осуществлению когенерационных проектов на территории Дальнего Востока России» от 06.06.2012г и «Соглашению о сотрудничестве по дальнейшему взаимодействию в осуществлении когенерационных проектов на территории Дальнего Востока России» от 30.04.2013.

Выполнение инженерных изысканий, обоснований инвестиций и разработка проектной документации является первым этапом реализации проекта строительства «Строительство ГТУ-ТЭЦ (6 ГТУ GPB80D) в г. Владивостоке пос. Змеинка», выполненному согласно Техническому заданию.

В административном отношении площадка предполагаемого строительства расположена на территории Владивостокского городского округа Приморского края в городе Владивостоке.

В геоморфологическом отношении участок проектируемых работ располагается 0,5 км северо-восточнее бухты Улисс, представлен коренным склоном г. Монастырская, поверхность площадки слабонаклонная, уклон на запад, угол наклона 5-7°, абсолютные отметки колеблются от 34.72 до 129.23 м. Площадка, поросшая травянистой растительностью, дубами.

В районе юго-западного угла площадки участок спланирован под свиноферму. С запада (200 м) и севера (500 м) участок граничит с жилым массивом, на юго-востоке расположен крематорий с территорией колумбария (50 м), на востоке площадка ограничена территорией кладбища (150 м).

В обосновании инвестиций разработчиком рассматривается только одна площадка под размещения ГТУ-ТЭЦ, т.к. других альтернативных площадок, по его мнению, в этом районе нет. Письмом Администрации города Владивостока исх. № 16813Д от 26.12.2014 указывается на единственно возможный (в соответствии с запросом) вариант размещения теплоисточника на участке №1.

На выбранной площадке в санитарно-защитную зону проектируемого объекта попадают 2-х жилых домов. В п.3 письма Администрации города Владивостока № 16813Д от 26.12.2014 указывается на необходимость сноса 2-х жилых домов, попадающих в санитарно-защитную зону проектируемого объекта, и расселения жильцов.

Согласно утвержденным правилам землепользования и застройки, проектируемая территория под основную площадку ГТУ-ТЭЦ относится к зоне рекреационного назначения (Р) – зона городских лесов и городских лесопарков. Для размещения на данной территории ГТУ-ТЭЦ необходимо провести работы по внесению соответствующих изменений в документацию по планировке территории Владивостокского городского округа по изменению зоны «городских лесов и городских лесопарков» на зону «производственно-коммунальных объектов III класса вредности».

Формирование данного земельного участка необходимо осуществить на основании разработанной градостроительной документации о застройке территорий (проекта планировки, проекта межевания территории или их разделов). Заказчиком документации по планировке территории является администрация городского округа. Срок исполнения работ по разработке проекта планировки и проекта межевания территории (документации по планировке территории) с учетом организации и проведения публичных слушаний по внесению изменений в Правила землепользования и застройки и утверждению документации по планировке территории составляет от 6 месяцев до 1 года.

С целью определения оптимального местоположения проектируемого объекта в г. Владивостоке, в районе пос. Змеинка разработчиком ОБИН были запрошены и получены в ФГБУ «ФКП «Росреестра» по Приморскому краю» сведения государственного кадастра недвижимости на планируемые к отводу земельные участки (данные о кадастровом делении, сведения о смежных (сторонних) землепользователях (земельных участках, расположенных в границах отвода), о ранее учтенных земельных участках).

По сведениям государственного кадастра недвижимости, сформирована электронная карта с границами кадастровых кварталов и существующих земельных участков смежных (сторонних) землепользователей, а также оформлена в табличной форме ведомость земельных участков, попадающих в границы проектирования объекта.

Ведомость землепользователей подготовлена с разделением информации по основной площадке ГТУ-ТЭЦ и внешним сетям проектируемого объекта.

Согласно сведениям государственного кадастра недвижимости, имеет место 113 пересечений границ проектируемого объекта с границами земельных участков сторонних землепользователей. В ведомости землепользователей отражена информация о правообладателях земельных участков, необходимых для целей строительства основной площадки ГТУ-ТЭЦ. Информация о правообладателях земельных участков, необходимых для строительства линейных объектов, а также данные по оценке возможности приобретения у третьих лиц земельных участков (при необходимости), ориентировочной стоимости и сроках оформления прав на земельные участки, будут включены в ведомость землепользователей при разработке проектной документации по объекту «Строительство ГТУ-ТЭЦ (8 ГТУ GPB80D) в г. Владивостоке пос.Змеинка».

Разработчик представил предварительный список заинтересованных организаций, с которыми необходимо согласовать акт выбора земельного участка. Необходимые согласования не представлены.

Замечание Аудитора:

Основываясь на вышесказанном, Аудитор считает, что разработчик ОБИ не выполнил требования п. 16.1 Технического задания «Субпроектировщик обеспечивает согласование выбранных земельных участков со всеми заинтересованными организациями, включая землепользователей (акт выбора земельного участка)», а также п. 16.3 «Вариантная проработка площадок строительства с учетом схем выдачи тепловой и электрической мощности, топливоснабжения, экологических факторов. Варианты конкурентных площадок и выбор площадки согласовать с Заказчиком».

2.4.2. Анализ решений по схеме планировочной организации земельного участка, генплану и транспорту

Земельный участок, выделенный под строительство ГТУ-ТЭЦ располагается 0,5 км северо-восточнее бухты Улисс, представлен коренным склоном г. Монастырская, поверхность площадки слабонаклонная, уклон на запад, угол наклона 5-7°, абсолютные отметки колеблются от 34.72 до 129.23 м. Площадка, поросшая травянистой растительностью, дубами.

В связи с большим перепадом отметок проектом предусматривается террасная планировка территории с учетом допустимых уклонов поверхности площадки. По принципу террасной планировки разработана вертикальная планировка. С нагорной стороны площадки предусматривается устройство откосов и подпорных стенок. При устройстве откосов выемки необходимо строго соблюдать проектный уклон откосов, так как при крутых откосах могут образоваться оползни.

При производстве земляных работ после срезки растительного слоя необходимо проложить нагорную канаву для перехвата поверхностных вод.

Учитывая большой перепад отметок верхнего откоса и значительную площадь откосов, у подошвы их предусматривается открытая дренажная канавка, цель которой - перехватить выклинивающиеся грунтовые воды, отвести их на рельеф и тем самым предохранить от размыва нижележащие участки.

Проектом предусматривается вывоз грунта, образовавшегося при устройстве выемки.

Дождевые стоки с территории промплощадки собираются смешанным способом (в закрытую сеть - дождеприемники, железобетонные лотки и открытые водоотводные канавы). Все ливневые стоки от ГТУ-ТЭЦ отводятся через систему ливневой канализации в очистные сооружения поверхностных стоков.

Учитывая, что строительство ГТУ-ТЭЦ будет выполняться на коренном склоне г. Монастырская, необходимо в подготовительный период выполнить работы по вертикальной планировке. Планировочными решениями площадки предполагается значительный объем экскавация скального грунта.

Генеральный план ГТУ-ТЭЦ разработан в соответствии с требованием действующих норм и правил, с соблюдением санитарных и противопожарных норм и правил, в соответствии с действующими требованиями норм технологического проектирования.

Размещение проектируемых зданий и сооружений на генеральном плане выполнено с учетом производственной необходимости, технологических и транспортных связей.

При составлении экспликации генерального плана учтен набор всех необходимых зданий и сооружений для бесперебойной работы ГТУ-ТЭЦ. При компоновке проектируемых зданий и сооружений учтены нормативные требования к разрывам между зданиями и сооружениями в зависимости от их степени огнестойкости и категории по взрывопожарной опасности.

Замечания Аудитора:

- В составе ОБИН разработчик не представил характеристику площадки размещения объекта с учетом обеспечения сырьевыми ресурсами, транспортными коммуникациями, инженерными сетями и другими объектами инженерной инфраструктуры (п.16.8 Технического задания).
- Не представлено описание внешней транспортной инфраструктуры, удаленность площадки строительства от основных транспортных узлов, автомобильных дорог с асфальтовым покрытием, не дана оценка объема строительства/ реконструкции автодорог для подъезда к участку.
- Не представлен ситуационный план с указанием точек подключения к внешней инфраструктуре с указанием протяженности трасс.
- Схему планировочной организации земельного участка дополнить технико-экономическими показателями по генплану такие как, площадь и плотность застройки, площадь автомобильных дорог, площадь благоустройства.

2.4.3. Анализ конструктивных решений

Предложенные в ОБИН конструктивные и строительные решения, по мнению Аудитора, являются стандартными в данной области строительства и отвечают современным нормам и требованиям.

Здания основного и вспомогательного производственного назначения предусматриваются по индивидуальным проектам, со стальным каркасом и лёгкими ограждающими конструкциями. Главный корпус согласно требованиям, действующих СНиП, Федерального закона от 22 июля 2008г. №123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» имеет:

- степень огнестойкости здания – II;
- категория взрывопожарной и пожарной опасности – Г,
- класс конструктивной пожарной опасности – СО;
- класс функциональной пожарной опасности - Ф5.1.

Строительство здания главного корпуса для удобства ведения строительно-монтажных и пуско-наладочных работ предусматривается в 1 очередь строительства.

Основной несущей конструкцией здания главного корпуса является поперечная рама, состоящая из колонн, ферм и балок. Шаг рам принят 9 и 6 метров. Устойчивость здания в поперечном направлении обеспечивается рамами, в продольном - связями.

Каркас здания принят металлический из низколегированной и углеродистой стали с применением широкополочных двутавров и гнутых профилей, с огнезащитным лакокрасочным покрытием.

Монтажные стыки жестких узлов каркаса приняты на высокопрочных болтах.

Ограждающие конструкции покрытия из комплексных металлических панелей типа «Сэндвич» – профлист с трудносгораемым утеплителем.

Междуэтажные перекрытия площадок обслуживания предусмотрены из монолитного железобетона.

Наружные стены здания запроектированы из трехслойных металлических панелей типа «Сэндвич». Цокольная часть стен предусмотрена из кирпичной кладки с облицовкой плиткой из керамогранита.

Для заполнения оконных проемов предусмотрены переплеты из алюминиевых конструкций с заполнением стеклопакетами.

Въездные ворота предусмотрены металлические, распашные, утепленные.

Полы в производственных помещениях - бесшовные наливные с различной цветовой гаммой.

Тип фундаментов под каркас здания, котлы, турбины, и другое технологическое оборудование определится при дальнейшей разработке проектной документации на основании результатов инженерно-геологических изысканий.

Здание пиковой водогрейной котельной блокируется со зданием главного корпуса со стороны оси 1.

2.5. Анализ решений в области основного технологического оборудования

2.5.1. Анализ выбора технологии генерации

Проект предполагается реализовывать с использованием технологии комбинированного производства тепловой и электрической энергии в газотурбинном цикле Брайтона с утилизацией теплоты выхлопных газов ГТУ в водогрейном котле-утилизаторе (ГТУ-ТЭЦ), а также дополнительного производства тепловой энергии с использованием пиковых водогрейных котлов на природном газе.

Исходя из планируемой в ОБИИ величины установленной мощности ТЭЦ (48 ± 3 МВт и 165 ± 10 Гкал/ч), Аудитор подтверждает правильность выбранной технологии генерации. Именно ГТУ-ТЭЦ позволяет обеспечить максимальную эффективность производства тепловой и электрической энергии в примерном соотношении 2:1 (дополнительная тепловая энергия производится на ПВК). Кроме того, ГТУ-ТЭЦ характеризуются небольшими капитальными затратами по сравнению с другими технологиями (парогазовые, паросиловые электростанции).

Аудитор отмечает, что тепловые схемы ГТУ-ТЭЦ по вариантам не согласованы с АО «ДГК», что противоречит техническому заданию на разработку ОБИИ.

2.5.2. Анализ решений по газотурбинному оборудованию

В составе ОБИИ рассмотрены ГТУ ведущих мировых (Kawasaki, Siemens) и отечественных производителей (РЭП-Холдинг, Авиадвигатель), поставляющих ГТУ этого класса мощности. По мнению Аудитора, список следовало бы дополнить, например, компаниями Caterpillar Solar Turbines и General Electric ГТУ которой уже работают в России. Вместе с тем, Аудитору представляется избыточным рассмотрение на стадии ОБИИ четырех вариантов (кроме варианта 5) со сходной единичной установленной мощностью ГТУ, пусть и от разных производителей. С другой стороны, в ОБИИ не рассмотрены варианты с установленной мощностью турбин около 25 МВт, а обоснование единичной мощности 14-17 МВт в ОБИИ не представлено. Увеличение единичной установленной мощности могло бы снизить удельные капитальные затраты.

Аудитор отмечает вариант ГТУ Kawasaki не удовлетворяет требованиям СТО 70238424.27.100.007-2008 в части энергоэффективности (КПД ГТУ класса мощности 1525 МВт должен быть не менее 34%).

Все характеристики ГТУ, рассмотренных в составе ОБИИ, в первоначальной его версии были приведены только для стандартных условий (температура наружного воздуха $+15$ °С, атмосферное давление около 1,01 бар, влажность 60%, топливный газ стандартного состава производителей ГТУ либо метан). На этих же показателях в ОБИИ основан расчет годовых технико-экономических показателей ТЭЦ по всем вариантам. Аудитор отметил, что это противоречит рекомендациям СТО 70238424.27.100.007-2008. В окончательной редакции ОБИИ это замечание было устранено.

Сравнение ГТУ в составе первоначальной версии презентации к ОБИИ противоречиво и содержит неверные выводы. Например, не соответствуют действительности следующие утверждения:

- в отношении турбин Kawasaki: «Когенерационная система на основе ГТ имеет наивысший общий КПД (может достигать 80%), что значительно превосходит показатели тепловых станций в России» - неверно, потому что коэффициент использования топлива ТЭЦ (о котором, очевидно, идет речь) определяется, в основном, интенсивностью загрузки ее по тепловому графику, а не типом турбины. В России широко известны примеры ТЭЦ с КИУМом около 85%;

- в отношении турбин «РЭП-Холдинг»: «имеет самый высокий удельный расход условного топлива на отпущенную электроэнергию - 0,43 кг/кВт-ч» - не подтверждено расчетом и противоречит результатам расчета годовых ТЭПов, приведенным в ОБИН;
- в отношении турбин «РЭП-Холдинг»: «по единичной стоимости превосходит аналогичные установки отечественных производителей и некоторые импортные аналоги» - некорректно сравнивать единичные стоимости ГТУ различной единичной мощности, к тому же номинированные в различной валюте. По данным ССР, приведенным в ОБИН, удельная стоимость ГТУ «РЭП-Холдинг» на момент составления ССР составляла 36,7 тыс.руб./кВт, что было ниже аналогичного показателя Siemens. На момент проведения ТЦА (середина августа 2015) это ниже показателей Siemens и близко к показателям Kawasaki;
- в отношении турбин «Авиадвигатель»: «имеет один из самых низких показателей удельного расхода условного топлива на отпущенную электроэнергию - 0,367 кг/кВт-ч» - не подтверждено расчетом и противоречит результатам расчета годовых ТЭПов, приведенным в ОБИН.

Аудитор обращает внимание, что лишь ГТУ Siemens, Авиадвигатель и Kawasaki в ОБИН рассматриваются в двухтопливном исполнении (газ и дизельное топливо). По турбинам GE и РЭП-Холдинг информации о двухтопливном исполнении нет ни в предоставленных материалах ОБИН, ни в технических предложениях поставщиков. Рекомендуется запросить подтверждение, что ГТУ будут поставлены в двухтопливном исполнении и, в случае изменения предложений – актуализировать их стоимость (как правило, двухтопливные ГТУ дороже). Применение однотопливных ГТУ в проекте противоречит выбранной в ОБИН схеме топливоснабжения.

2.5.3. Анализ решений по котельному оборудованию

Выбор котлов-утилизаторов в ОБИН определяется характеристиками выбранных ГТУ, тепловой нагрузкой и выбранным температурным графиком.

В ОБИН принята вертикальная компоновка КУ, а также предусмотрен байпасный газоход на КУ, выходное отверстие которого расположено в основном газоходе сразу за последней поверхностью нагрева.

Котлы-утилизаторы приняты в ОБИН без дожигания. По предварительной оценке Аудитора, применением КУ с дожиганием можно получить до 20 Гкал/ч дополнительной тепловой мощности на каждом КУ (в сумме для двух очередей ТЭЦ это составит 60 Гкал/ч, что сопоставимо с мощностью трех ПВК, от установки которых можно было бы отказаться). Аудитор рекомендует Заказчику провести технико-экономическую проработку такого решения.

Аудитор отметил, что все характеристики котлов-утилизаторов в первоначальной версии ОБИН анализируются только в стандартных условиях (температура наружного воздуха +15 °С, относительная нагрузка ГТУ 100%), что противоречит рекомендациям СТО 70238424.27.100.007-2008. В связи с этим было рекомендовано определить и использовать в расчетах значения тепловой мощности КУ при других характерных температурах наружного воздуха. В окончательной версии ОБИН данное замечание учтено.

Выбор пиковых водогрейных котлов в ОБИН осуществлен по номинальной тепловой мощности около 20 Гкал/ч и температурному графику 115/70°С. Для вариантов 1-5 Рассмотрены 4 котла различных производителей, при этом выбран котел «Термотехник» производства ЭНТРОСОС.

Аудитор рекомендует расширить список альтернативных вариантов по котельному оборудованию котлами других производителей с номинальным графиком 115/70°С и на основании сравнения их технических характеристик осуществить выбор котельного агрегата, а также осуществить более точный подбор единичной мощности ПВК с целью исключения завышения установленной тепловой мощности станции.

В ОБИН предусмотрена установка 2 котлов «Термотехник» ТТ100-01 мощностью 1,5 МВт для подогрева подпиточной воды. Аудитор считает это решение необоснованным и энергетически неэффективным (см. раздел 2.8.5 отчета).

2.5.4. Анализ расчетов годовых технико-экономических показателей

Замечания Аудитора:

- Годовое число использование электрической мощности газотурбинных установок для всех вариантов принято равным 5000 ч для первой очереди и 6000 ч для полного развития. Аудитор указывает, что число часов использования установленной электрической мощности должно определяется исходя из годовой потребности в электрической энергии, а при работе по тепловому графику – исходя из анализа годового графика тепловых нагрузок (графика Россандера). Анализ годовой потребности в электрической и тепловой энергии в работе не проведен. В связи с этим величина отпуска электроэнергии от станции определена некорректно. Замечание устранено в окончательной версии ОБИН;
- Методика определения годовой выработки тепловой энергии вызывает сомнение. По предоставленным расчетам (файлы «Расчет пос. Змеинка. 1 очередь1 .xlsx» и «Расчет пос. Змеинка. Полное развитие»), выработка тепловой энергии определена как сумма произведений тепловых нагрузок при трех температурах наружного воздуха и соответствующих продолжительностей стояния температур. Обоснования по принятым продолжительностям стояния указанных температур наружного воздуха не приведены. Кроме того, по мнению Аудитора, построение годового графика тепловых нагрузок (графика Россандера) всего по трем температурам наружного воздуха дает недостаточно точный результат при определении годовой выработки и отпуска тепловой энергии и не позволяет вычислить степень загрузки газотурбинных установок по тепловой энергии в течение года и, соответственно, корректно определить технико-экономические показатели станции. Замечание устранено в окончательной версии ОБИН;
- Годовой отпуск теплоты от котлов-утилизаторов ГТУ определен как произведение годового числа часов использования электрической мощности ГТУ (6000 ч. для полного развития и 5000 ч для 1-й очереди) на установленную тепловую мощность котлов-утилизаторов; отпуск теплоты от водогрейных котлов определен как разность между суммарным отпуском теплоты от станции и отпуском от котлов-утилизаторов. Поскольку величина числа часов использования электрической мощности не обоснована, перечисленные показатели определены некорректно. Замечание устранено в окончательной версии ОБИН;
- Расчет годовых технико-экономических показателей ТЭЦ по всем вариантам основан на характеристиках ГТУ и КУ для стандартных условий, нехарактерных для отопительной ТЭЦ в Приморье. Аудитор отмечает, что это противоречит рекомендациям СТО 70238424.27.100.007-2008 и может приводить к существенным (до 15%) отклонениям в расчете годовых ТЭПов. Необходимо исправить расчет. Замечание устранено в окончательной версии ОБИН;
- Неверно проведен пересчет годового расхода условного топлива в натуральное, из-за чего ошибка в определении годового расхода топлива может превысить 25%. Аналогичная ошибка допущена при пересчете цены натурального топлива в цену условного (строка 965 финансовой модели), из-за чего ошибка в определении затрат на топливо может составить до 30%. Замечание устранено в окончательной версии ОБИН;
- Годовой расход топлива на отпуск электроэнергии по вариантам 2 и 5 определен неверно, в результате чего ошибка в определении УРУТ на электроэнергию составила до 28%. Замечание устранено в окончательной версии ОБИН;
- Доля затрат электроэнергии на собственные нужды во всех вариантах принята одинаковой (согласно приведенным в расчетах комментариям на основании «Схемы теплоснабжения ВГО на период 2015-2029 годов...Глава 6. 126-ВСТ.ОМ.06. Санкт-Петербург, 2014 г.») в размере 9%. Необходимо учесть, что этот показатель по факту будет значительно отличаться у разных вариантов, главным образом из-за различной мощности дожимной компрессорной станции (основного потребителя электроэнергии на ГТУ-ТЭЦ).

2.6. Анализ решений по основному электротехническому оборудованию

Основные электротехнические решения для рассматриваемых вариантов строительства ГТУ-ТЭЦ приняты на основании тепломеханических решений по составу основного оборудования и решений по схеме выдачи мощности. В ОБИИ рекомендовано организовать выдачу мощности ГТУ на проходящую в непосредственной близости ВЛ 110 кВ Владивостокская ТЭЦ-2– Голдобин с отпайками на ПС 110 кВ Загородная и ПС 110 кВ Улисс и ВЛ 110 кВ Патрокл – Голдобин с отпайкой на ПС 110 кВ Улисс.

По всем вариантам строительства ГТУ-ТЭЦ на площадке станции предполагается строительство КРУЭ 110 кВ. На шины 110 кВ выдается электрическая мощность энергоблоков.

Вариантами 1-4 предусматривается ввод трех энергоблоков. К шинам 110 кВ КРУЭ каждый энергоблок присоединен через трансформатор 110/6,3 кВ мощностью 25 МВА. Разница по вариантам заключается в единичной мощности генераторов, типе газовой установки и её производителе.

По варианту 5 на площадке ГТУ-ТЭЦ предполагается установить шесть энергоблоков типа GPB 80 D фирмы Kawasaki единичной мощностью 7,44 МВт. К шинам 110 кВ КРУЭ 110 кВ энергоблоки подключаются через три трансформатора с расщепленными обмотками мощностью 25 МВА каждый.

Замечания Аудитора:

- Привести в соответствие мощность силовых трансформаторов по Варианту 5. В Томе 2 Книга 1 005N10100F-00UXN-0201-ES указана мощность трансформаторов 40 МВА каждый, в Томе 9 мощность силовых трансформаторов составляет 25 МВА.
- Привести в соответствие показатели единичной мощности энергоблоков и генераторов. Данные представленные в Томе 2 по вариантам 1,3,4 отличны от данных представленные в Томах 5,7,8.
- В работе не представлены компоновки здания КРУЭ 110 кВ и пристанционного узла с установкой силовых трансформаторов (рекомендуется учесть это при проектировании)
- Не представлен расчет по выбору мощности аварийной дизель-генераторной станции.
- Указать величину тока КЗ на шинах 110 кВ для предварительного выбора высоковольтного выключателя, т.к. его технические параметры, а соответственно и стоимость зависят от тока КЗ на шинах 110кВ.
- Указать в главной схеме ячейки ТН110 кВ в цепях трансформаторов блоков генератор-трансформатор со стороны 110кВ для целей синхронизации блоков на выключателях 110кВ.
- Привести рекомендации по применяемой на генераторном оборудовании системе возбуждения и АРВ (автоматическое регулирование возбуждения), для исключения рисков выбора несоответствующего генераторного оборудования.
- Выполнить в ПЗ электротехнической части описание выполнения электропитания особо ответственных потребителей, от которого запитана система питания АСУ ТП в п.9.4.10 ПЗ (Том 5-9).

2.7. Анализ обоснованности графика реализации проекта

Аудитор отмечает, что календарный план строительства, включая подготовительный период (сроки и последовательность строительства основных и вспомогательных зданий и сооружений, выделение этапов строительства) в составе ОБИИ отсутствует.

В составе раздела «План организации строительства» ОБИИ рассмотрены 5 вариантов продолжительности строительства основных объектов согласно СНиП 1.04.03-85* «Нормы продолжительности строительства и задела в строительстве предприятий, зданий и сооружений» Общие положения п. 21 расчетным методом, исходя из стоимости строительно-монтажных работ по формуле: $T_n = A_1 \times \sqrt{C} + A_2 \times C$, где A_1 и A_2 - коэффициенты определенные эксперимен-

тальным путём; С - объём строительно-монтажных работ, млн. руб., в ценах 1984 г. Очередность строительства в каждом из 5 вариантов разделена на 2 этапа. Начало СМР 1-го этапа предусмотрено с 01.08.16 г.

В представленном расчете, отсутствует расчет перехода от текущих цен 2015г., в которых составлены сметы, к ценам 2000г. для дальнейшего пересчета к ценам 1984г.

В соответствии с приложением 3, Расчетный метод определения продолжительности строительства объектов, не имеющих прямых норм в СНиП 1.04.03-85* определен Расчетный метод определения продолжительности строительства объектов на функциональной зависимости ее от стоимости строительно-монтажных работ. Для расчета продолжительности ТЭЦ указана расчетная зависимость вида $T_n = A_1C + A_2$.

В расчете продолжительности строительства сказано, что коэффициенты A_1 и A_2 определены экспериментальным путём 4,5 и 0,01 соответственно. В приложении 3 к СНиП 1.04.03-85* коэффициенты 4,5 и 0,01 относятся к расчету строительства ГРЭС с интервалом объемов СМР от 30 до 110 млн. руб. Стоимость СМР по рассматриваемым вариантам в пределах 20 млн. руб. Для расчета продолжительности строительства ТЭЦ с интервалом объемов СМР от 1 до 20 млн. руб. в приложении 3 к СНиП 1.04.03-85* указаны значения коэффициентов A_1 и A_2 – 0,9 и 9,1 соответственно.

Нормы продолжительности строительства объектов согласно СНиП 1.04.03-85, охватывают период от даты начала выполнения внутриплощадочных подготовительных работ до даты ввода объекта в эксплуатацию.

По экспертной оценке, период, предшествующий строительной стадии, составит 13 месяцев, а именно:

- Выбор проектировщика и заключение договора на проектирование – 3 мес. (в случае, если такой договор еще не заключен).
- ПИР – 7 месяцев.
- Экспертиза и получение разрешения на строительство – 3 мес.

Если принять, что начало вышеуказанных работ приходится на 01.10.15, то начало строительно-монтажных работ будет возможно не ранее 01.11.16, соответственно подготовительный период в 2016 году займет всего 2 месяца, с соответствующей сдвижкой сроков на 3 месяца.

Аудитор рекомендует предусмотреть компоновку здания машзала с временным торцом, для возможности расширения здания через 10 лет во второй очереди.

Аудитор рекомендует составить укрупненный график реализации проекта для каждого варианта, рассмотренного в ОБИ, предусмотрев в нем следующие дополнительные виды работ, важные для успешной реализации Проекта:

- заключение договора на поставку основного оборудования, его изготовление и поставка на стройплощадку (учесть, что заводы-производители ГТУ в различных вариантах располагаются в Японии, Северо-Западном и Уральском федеральном округах России, а также учесть процедуру сертификации оборудования в случае, если оно не поставлялось ранее в Россию, как, например, ГТУ Kawasaki);
- перевод земельного участка, выбранного для строительства, в промышленное назначение, а также оформление прав на земельные участки, необходимые для строительства линейных объектов внеплощадочных сетей.

По итогам составления графиков реализации проекта, Аудитор рекомендует (при необходимости) скорректировать финансовые модели с учетом возможных сдвигов срока начала инвестирования, срока пуска ГТУ-ТЭЦ в эксплуатацию и др.

Аудитор рекомендует выбирать оптимальный вариант, в том числе, на основе сравнения укрупненных графиков реализации Проекта.

2.8. Анализ решений в области вспомогательного оборудования и инженерных систем ТЭЦ

2.8.1. Анализ решений по топливоснабжению

Проектом предусматривается подача газа на ГТУ-ТЭЦ по двум магистральным газопроводам диаметром Ду300мм от распределительного газопровода г. Владивосток до потребителей о. Русский. В соответствии со схемой газоснабжения г. Владивостокского городского округа длина газопроводов до ГТУ-ТЭЦ составит 3,6 км.

Возможность подключения станции к газораспределительным сетям подтверждено письмом ОАО «Хабаровсккрайгаз» №0004 2018N17-2-08/2098.

В ОБИИ предусматривается различное количество баков запаса дизельного топлива - 2х3000 м³ для вариантов 1,4,5 и 2х1000 м³ для вариантов 2,3. Обоснование этого решения отсутствует, расчет необходимой емкости баков не приведен.

Не представлены исходные параметры газа перед пунктом подготовки газа, не произведен выбор типоразмера ДКС по вариантам.

2.8.2. Анализ решений по водоснабжению и водоотведению

Категория системы внеплощадочного водоснабжения по степени обеспеченности подачи воды - I в соответствии с требованиями СП 31.13330.2012 (актуализированная редакция СНиП 2.04.02-84).

В соответствии с письмом КГУП «Приморский Водоканал» от 06.05.2015г. № 11-17/3161 (Приложение С) подтверждена возможность подключения ГТУ-ТЭЦ пос. Змеинка от существующей системы водоснабжения и водоотведения г. Владивостока. Для подключения объекта к сетям водоснабжения потребуется выполнения ряда мероприятий, в частности перекладка 3850м существующего водопровода с увеличением диаметра, строительство нового водопровода до границы земельного участка протяженностью 1200-1300м, а также строительство водопроводной насосной станции в случае недостаточности пьезометрического напора. Для присоединения к сетям канализации потребуется прокладка ~200м трубопровода для присоединения к существующему коллектору.

2.8.3. Анализ решений по охлаждению оборудования ТЭЦ

Замечание Аудитора:

- во всех вариантах, рассмотренных в составе ОБИИ, для охлаждения технологического оборудования предусматривается система оборотного водоснабжения с двумя «мокрыми» вентиляторными градирнями ГК 06 ИРВИК. Не проработаны альтернативные типы систем охлаждения; использование «мокрых» вентиляторных градирен не обосновано; не приведены данные по тепловой мощности, отводимой от технологического оборудования. Аудитор отмечает, что применение сухих вентиляторных градирен является типовым решением для ГТУ такой мощности;
- рекомендуется указать обоснованные системы охлаждения оборудования ТЭЦ на тепловых схемах для всех рассмотренных вариантов.

2.8.4. Анализ решений по водоподготовке

Замечания Аудитора:

- В составе ОБИИ отсутствует расчет производительности постоянного расхода воды для подпитки теплосети (30 т/ч) и расчет-обоснование максимальной подпитки (280 т/ч). Рекомендуется руководствоваться п.6.16 СП 124.13330.2012 и рассчитать расход по объему трубопроводов;
- Для ГТУ с "сухой" проточной частью промывка камер ГТУ не требуется. В связи с этим можно исключить из состава установку подготовки обессоленной воды. Для промывки

компрессора 1 раз в 4 месяца целесообразно использовать привозную воду в количестве (по опыту Аудитора) около 200 л, например с ВТЭЦ-2. Замечание устранено в окончательной версии ОБИН;

- Параметры оборудования для химической промывки оборудования выбраны слишком большими и несоизмеримы с параметрами котельного оборудования. На малых отопительных котельных и ТЭЦ как правило не устанавливают специальное оборудование для предпусковых (1 промывка) и эксплуатационных промывок (1 раз в 3-4 года) оборудования. Предпусковые промывки производятся генподрядчиком, для чего используются передвижные установки. Выбор способа эксплуатационной очистки оборудования и типоразмеры оборудования не обоснованы и приняты по РД 34.37.402-96 для ВК мощностью 100 Гкал/ч и более. Замечание устранено в окончательной версии ОБИН;
- Насос подачи силиката натрия имеет слишком большую производительность для выбранного объема бака, время его работы на откачку составит около 2-х минут, что затруднит автоматизацию процесса и срабатывания защит. Замечание устранено в окончательной версии ОБИН;

2.8.5. Анализ решений по обеспечению собственных нужд ТЭЦ в тепловой энергии

Замечания Аудитора:

- Не представлено обоснование величины собственной отопительной нагрузки и нагрузки ГВС ГТУ-ТЭЦ (таблица 8.3.1), определенной в размере 3,2 Гкал/ч, что составляет 2% от установленной тепловой мощности ТЭЦ (148,1 Гкал/ч). Необходимо отметить, что указанное значение в зависимости от типа и мощности ТЭЦ как правило составляет 0,1–1% от установленной тепловой мощности. Отмечаем также, что по опыту Аудитора значение 2% соответствует общей доле собственных нужд ГТУ-ТЭЦ, то есть с учетом нагрузки на химводоочистку. Возможно, в таблице 8.3.1 допущено некорректное наименование строки «Отопление, вентиляция и ГВС ГТУ-ТЭЦ». Необходимо выполнить проверку и внести соответствующие изменения в расчеты. Замечание устранено в окончательной версии ОБИН;
- В составе ОБИН не представлено обоснование выбранного технического решения по схеме подпитки теплосети. Нагрев сырой воды перед деаэратором осуществляется водой температурой 115°C от двух водогрейных котлов «Термотехник» ТТ100-01, тепловой мощностью 1,5 МВт каждый. Нагретая до температуры 106-109°C вода поступает в деаэрационную установку для термической деаэрации в атмосферном режиме. На выходе из деаэрационного бака получается деаэрированная вода с температурой 101-104°C, которая поступает на охладитель подпиточной воды для охлаждения до необходимой температуры воды на входе в котел-утилизатор и ПВК - 70°C. Предложенная схема энергетически неэффективна. В ОБИН предполагается для подпитки теплосети использование воды городского водопровода, для которой не требуется термическая обработка. Кроме того, проектом предусмотрена закрытая схема ГВС. В данном случае, целесообразно использовать вакуумную деаэрацию и осуществлять подогрев сырой воды обратной или прямой сетевой водой. Это позволит отказаться от использования водогрейных котлов для нагрева подпитки и повысит энергетическую эффективность тепловой схемы.
- Необходимо отметить, что постоянная температура сырой воды для деаэрации может быть обеспечена нагревом прямой сетевой водой, отбираемой в точке после котла-утилизатора и перед точкой смешения ее с обратной сетевой водой, за счет которого осуществляется регулирование температуры сетевой воды в подающем трубопроводе.
- Здесь же следует указать, что на принципиальной схеме указанный подмес обратной сетевой воды (обвод вокруг котлов) не отмечен, ввиду чего не ясно, каким образом осуществляется регулирование температуры сетевой воды в подающем трубопроводе по температурному графику с учетом необходимости выдерживания температуры на входе в ПВК и КУВ не ниже 70°C.

2.8.6. Анализ решений по АСУТП

Замечания Аудитора:

- дополнить в структурной схеме АСУ ТП ГТУ-ТЭЦ подключение шкафов РЗА электрического оборудования, оборудование мониторинга трансформаторов. При отсутствии отдельного оборудования мониторинга выполнить его описание в АСУ ТП.
- В ПЗ п.9.4.6 (Том 5-9) дополнить описание типов датчиков электрических измерений, принятых в качестве аналогов.
- В ПЗ п.9.1.3 (Том 5-9) «Условные обозначения» привести в соответствие обозначение ГЩУ с принятой в ПЗ (ЦЩУ). Замечание устранено в окончательной версии ОБИИ.

2.8.7. Анализ решений по РЗА и ПА

Замечания Аудитора:

- Выполнить в схеме размещения устройств РЗА и ПА в сети 110 кВ защиты трансформаторов блоков генератор – трансформатор, защиты резервного трансформатора для учета этих шкафов с терминалами в объеме защит, а также дополнить ПЗ описанием РЗ этого оборудования. Замечание устранено в окончательной версии ОБИИ.
- Выполнить в схеме размещения устройств РЗА и ПА в сети 110 кВ размещение шкафов с устройствами РЗА, поскольку стоимостные показатели определяются шкафами РЗА.
- Рассмотреть возможность использования отдельного терминала для управления выключателем ШСВ 110кВ для повышения надежности схемы. В ПЗ (Том 5-9) п.п. 12.1.3.4, 12.1.3.5 «Релейная защита ШСВ 110 кВ» проектом предусмотрено выполнение автоматики управления выключателем совместно на одном комплекте защиты ШСВ 110 кВ (на одном терминале), что снижает надежность управления выключателем при неисправности терминала РЗ.
- Рассмотреть возможность установки терминалов АУВ присоединений 110кВ в одном шкафу для 2-х присоединений для сокращения стоимости оборудования РЗА станции (ПЗ (Том 5-9) п. 12.1.3.5).
- Уточнить в таблице ПЗ п. 12.1 (Том 5-9) количество шкафов защит с устройствами РЗА, т.к. расчет стоимости РЗА определяется количеством шкафов, которое возможно сократить для АУВ выключателей 110кВ. Замечание устранено в окончательной версии ОБИИ.
- Дополнить ПЗ таблица 12.1 (Том 5-9) «Устройства релейной защиты и автоматики внутростанционных элементов» защитами трансформаторов блоков и резервного трансформатора. Замечание устранено в окончательной версии ОБИИ.
- Уточнить в ПЗ таблица 12.2 (Том 5-9) «Устройства РЗА линий 110кВ» количество шкафов АУВ с учетом возможности установки в один шкаф 2-х устройств АУВ линий 110кВ.
- Дополнить ПЗ таблица 12.3 (Том 5-9) «Перечень средств РЗА, необходимый для обеспечения выдачи электрической мощности блоков ГТУ-ТЭЦ» количеством шкафов РЗ двух линий 110кВ «ПС 110 кВ Улисс», а также РЗ для трансформаторов блоков и резервного трансформатора. Замечание устранено в окончательной версии ОБИИ.
- Привести в соответствие ПЗ п.12.1.3.3 (Том 5-9) и схемы защит линий 110кВ на «ПС 110 кВ Улисс», которые на чертеже (Приложение М) показаны как ДЗЛ, а в ПЗ указываются ДЗ. Замечание устранено в окончательной версии ОБИИ.
- Дополнить ПА шкафами АЛАР, которые отсутствуют в ПЗ п. 12.2 (Том 5-9) «Противоаварийная автоматика», необходимыми для выявления и ликвидации асинхронных режимов при снижении уровня возбуждения (потери возбуждения) генератора.
- Дополнить таблицу 12.4 (Том 5-9) «Перечень средств ПА, необходимый для обеспечения выдачи электрической мощности ГТУ-ТЭЦ» шкафами АЛАР.

2.8.8. Анализ решений по АИИСКУЭ

Аудитор отмечает, что в составе ОБИН отсутствует схема коммерческого учета энергоресурсов и электроэнергии ГТУ-ТЭЦ, включая схемы передачи информации в энергопоставляющие организации, а также согласование схемы с заинтересованными организациями (ОАО "ДГК", ОДУ Востока, МЭС Востока, ОАО «РАО ЭС Востока», ОАО "ДРСК" ОАО "АТС", мэрии г. Владивостока, энергопринимающими, газо- и водоснабжающими организациями). В соответствии с Техническим заданием на разработку ОБИН, указанные согласованные схемы должны были быть предоставлены. Замечание учтено в окончательной версии ОБИН, схема отправлена на согласование.

2.8.9. Анализ решений по СОТИ ААССО

Аудитор отмечает, что в составе ОБИН отсутствуют:

- схема СОТИ и АССО в пределах ограждения ГТУ-ТЭЦ. Замечание устранено в окончательной версии ОБИН.
- разработанное задание генеральному проектировщику на организацию каналов связи для передачи информации в ОДУ Востока и ОАО "ДГК"
- согласование схемы с заинтересованными организациями (ОАО "ДГК", ОДУ Востока, МЭС Востока, ОАО «РАО ЭС Востока», ОАО "ДРСК" ОАО "АТС", мэрии г. Владивостока, энергопринимающими, газо- и водоснабжающими организациями). Замечание учтено в окончательной версии ОБИН, схема отправлена на согласование.
- описание решений по передаче телеинформации от ГТУ-ТЭЦ в АС Приморского РДУ. Замечание устранено в окончательной версии ОБИН.

2.8.10. Анализ решений по сетям связи

Аудитор отмечает, что в составе ОБИН отсутствуют:

- описание оборудования внешней сети (уровня доступа и транспортного уровня). Замечание устранено в окончательной версии ОБИН;
- перечень оборудования на базе технических средств П-166. Замечание устранено в окончательной версии ОБИН;
- решения по организации средств связи для обеспечения ремонтно- эксплуатационного-обслуживания ВЛ (см. п. 4.1, СТО 70238424.17.220.20.005-2011 Системы связи для сбора и передачи информации в электроэнергетике. Условия создания. Нормы и требования). Замечание устранено в окончательной версии ОБИН;
- описание аппаратуры и устройств присоединения для организации каналов технологической связи между полуккомплектами систем РЗА, программно-техническими комплексами верхнего станционного уровня станции и централизованных систем управления, а также каналов голосовой связи диспетчерского управления. Замечание устранено в окончательной версии ОБИН;
- указание способа прокладки оптического кабеля для организации релейной защиты между ГТУ-ТЭЦ Змеинка смежных ПС Патрокл и ВТЭЦ-2. Замечание устранено в окончательной версии ОБИН;
- описание решений по организации резервирования каналов (см. п. 6.7, Техническая политика ОАО «РАО Энергетические системы Востока» на период до 2020 г.). Замечание устранено в окончательной версии ОБИН;
- схема ЛВС ГТУ-ТЭЦ, а также согласование схемы с заинтересованными организациями (ОАО "ДГК", ОДУ Востока, МЭС Востока, ОАО «РАО ЭС Востока», ОАО "ДРСК" ОАО "АТС", мэрии г. Владивостока, энергопринимающими, газо- и водоснабжающими организациями). Замечание устранено в окончательной версии ОБИН;

У Аудитора также имеется ряд замечаний по отдельным подразделам:

- некорректно описаны характеристики волоконно-оптической линии - оптический кабель состоит из оптических волокон, а не из жил (данное понятие используется для кабелей с металлическими жилами) (пункт 13.1.2.1);
- отсутствуют обоснования по прокладке отдельного волоконно-оптического кабеля для каждой из систем (АСУТП, ИТСО и т.д.). Аудитор отмечает, что согласно п. 6.7, «Техническая политика ОАО «РАО Энергетические системы Востока» на период до 2020г». при организации каналов технологической и диспетчерской связи при новом строительстве и реконструкции систем связи следует максимально объединять цифровые потоки для технологических задач в общем физическом канале связи (пункт 13.2.3);
- отсутствуют основания для установки управляемых коммутаторов в каждое здание т.к. при прокладке кабелей по территории целесообразно использовать медный кабель (отпадает необходимость конвертировать электрический сигнал в оптический). Также согласно п.14, СТО 70238424.17.220.20.005-2011 «Системы связи для сбора и передачи информации в электроэнергетике. Условия создания. Нормы и требования». для телефонной связи применяется телефонный кабель (пункт 13.2.3);
- необоснованно указаны требования к резервированию каналов связи для часофикации, административно-хозяйственной и громкоговорящей связи, т.к. данные системы относятся к внутриобъектовым (пункт 13.3);
- применение АТС импортного производства не обосновано (не рассмотрены отечественные аналоги, например, «ПРОТОН-ССС»);
- В АТС не предусмотрены платы с интерфейсами соединения согласно п.10, «СТО 70238424.17.220.20.005-2011 Системы связи для сбора и передачи информации в электроэнергетике. Условия создания. Нормы и требования.».

2.8.11. Анализ решений по пожарной сигнализации и автоматическому пожаротушению

Аудитор отмечает, что в составе ОБИн отсутствуют решения по применению газового пожаротушения для помещений с дорогостоящим оборудованием и материалами (т.к. при тушении водой будет нанесен значительный ущерб вследствие порчи оборудования и материалов). См. п. 3.2.6 и п. 6.1, «Техническая политика ОАО «РАО Энергетические системы Востока» на период до 2020 г». Замечание устранено в окончательной версии ОБИн.

2.9. Анализ ОВОС

Аудитор отмечает, что ОВОС в составе ОБИн выполнен в полном соответствии с нормативными документами, техническим заданием на разработку ОБИн. Замечаний не имеется.

2.10. Анализ штатного расписания

Во всех рассмотренных в ОБИн вариантах численность штатного персонала составляет 94-104 человек для вариантов 2 и 1,3,4 соответственно. Аудитор рекомендует рассмотреть возможность оптимизации численности, в первую очередь, за счет ремонтного и административно-управленческого персонала - учитывая тот факт, что Объект после ввода в эксплуатацию станет филиалом АО «ДГК», а ремонты основного оборудования будут проводиться подрядными организациями.

3. Экспертная оценка обоснованности бюджета проекта

3.1. Оценка сметных решений

3.1.1. Исходные данные

Для оценки сметной стоимости Аудитор использовал расчеты стоимости для всех рассматриваемых в ОБИН вариантов строительства Объекта в составе:

- Сводные сметные расчеты;
- Объектные сметы объектов – аналогов;
- Локальные сметы на технологическое оборудование на основе ТКП поставщиков;
- Объектные сметы на внеплощадочные тепловые сети.

В качестве основного объекта-аналога в ОБИН принят проект строительства ГТУ-ТЭЦ в г. Владивосток на площадке ЦПВБ (электрическая мощность 139,5 МВт, тепловая мощность 421,4 Гкал/ч, состав основного оборудования: 3х ГТУ LM6000PF Sprint (3 х 46,5 МВт) + 3 х КУВ-46,4-130 (3 х 40,46 Гкал/ч), 3х КВ-ГМ-116,3-150 (3 х 100 Гкал/ч)).

В качестве объектов-аналогов при составлении сметных расчётов также приняты:

- Расширение котельной «Северная» с установкой котла КВГМ-100 в г. Владивосток в ценах 3 кв. 2013 г.;
- Котельная каркасного типа, расположенная на площадке котельной № 1 «11 км» в г. Петропавловск-Камчатский в ценах 4 кв. 2012 г.;
- Реконструкция Владивостокской ТЭЦ-2 с переводом оборудования на сжигание природного газа;
- Станция химико-биологической очистки и обеззараживания сточных вод СП «Хабаровская ТЭЦ-2» в ценах 4 кв. 2012 г.;
- Няганская ГРЭС. Строительство электростанции комбинированного парового цикла в составе трёх энергоблоков мощностью 410 МВт каждый в ценах 1 кв. 2009 г.
- Строительство ТЭЦ в г. Советская Гавань в ценах 2001 г., объект расположен в Хабаровском крае;

Стоимость основного оборудования принята разработчиком ОБИН по коммерческим предложениям поставщиков. Сводные сметные расчеты представлены в текущих ценах на 3 кв. 2015 г. (в первоначальной версии ОБИН - на 1 кв. 2015 г.) пересчитанные индексами, рекомендованными Министерством строительства и ЖКХ РФ.

3.1.2. Анализ затрат на внеплощадочные сети

Таблица 5. Сводная таблица стоимости внеплощадочных сетей (по варианту 1) в текущих ценах на 3 кв. 2015.

Внеплощадочные сети	Стоимость без НДС, тыс. руб.	Стоимость с НДС, тыс. руб.
Водовод добавочной (сырой) воды	46 520	54 894
Тепловые сети	683 455	806 477
Сети газоснабжения	65 238	76 981
Сети бытовой канализации	6 076	7 170
Сети промливневой канализации	4 861	5 736
Электрические сети	929 835	1 097 206
Итого внеплощадочные сети	1 735 986	2 048 463

3.1.3. Анализ затрат на основное оборудование

Аудитор провел проверку стоимости основного оборудования (табл. 6):

Таблица 6. Анализ стоимости основного оборудования по вариантам

Вариант	Вариант 1 Kawasaki GPB180D	Вариант 2 РЭП- Холдинг ГТЭ-16	Вариант 3 Авиадвига- Тель ГТЭ-16ПА	Вариант 4 Siemens SGT-400	Вариант 5 Kawasaki GPB80D
Стоимость газовой турбины без НДС, тыс. руб. по курсу 55 RUR/USD	462 947,40	570 000	450 700	552 115	269 500
Единичная мощность, МВт	17,14	15,5	15,8	13,9	7,45
Удельные капитальные затраты на руб./кВт	27 010	36 774	28 525	39 721	36 174
Удельные капитальные затраты на \$. /кВт по курсу 55 руб/\$	416	566	439	611	557
Стоимость КУ без НДС, тыс. руб.	105 799	105 560	102 559	101 576	92 406
Увеличение стоимости ГТ за счет роста курса \$ тыс. Руб. на 13.08.	496 821,60			401 538,46	449 964,00

Примечание. Стоимость ГТУ по Варианту 1 определена пересчетом по курсу цена-доллар, по Варианту 4 - по курсу фунт стерлингов – доллар.

Аудитор считает, что в связи с тем, что сравниваемые варианты равнозначны по единичной мощности (за исключением Варианта №5) и составу оборудования, с учетом нестабильной ситуации на валютном рынке приоритетными являются предложения в рублевом эквиваленте, так как с момента составления сметы и на момент проведения ТЦА, курс доллара вырос на 9 рублей, что ведет к удорожанию основного оборудования на 0,4-0,5 млрд. рублей.

3.1.4. Анализ затрат на вспомогательные здания и сооружения

В ССР стоимость склада-навеса для баллонов учтена 2 раза: в блоке вспомогательных цехов, а также отдельной строкой. Удельная стоимость строительно-монтажных работ по сооружению металлического навеса сильно завышена:

$1348,59/(4*9)=37,46$ тыс.руб./м² без учета НДС в текущих ценах

Удельная стоимость блока вспомогательных цехов (за вычетом стоимости склада-навеса) составляет: $((23613,72+4601,16)-(1016,5+332,09))/(12*48)=46,64$ тыс. руб. / м² без НДС в текущих ценах, что превышает стоимость строительства АБК 45 тыс. руб./м².

Кроме того, расчетная стоимость оборудования АБК составляет 310 414 090 рублей на 50 рабочих мест, при рассмотрении объектов-аналогов стоимость оборудования АБК включая инженерные системы, охранные системы, ГО ЧС, лаборатории, буфет, оборудование РЗА и ПА не превышает 80 млн руб.

Указанные замечания устранены в окончательной версии ОБИИ.

3.1.5. Анализ структуры затрат

Аудитор провел анализ структуры затрат в сравнении их с российской и международной практикой (Табл. 7)

Таблица 7. Анализ структуры затрат (первоначальная версия ОБИИ)

Вариант	Стоимость, тыс. руб. без НДС	% от общей стоимости	% от основного оборудования	Доля в мировой практике*
Основное оборудование				
стоимость ГТ	1 447 674,00	23%		29,5%
КУ	330 842	5%		16%
Всего:	1 778 516,00	28%		
прочее оборудование ГК и вспомогательных зданий	1 695 240,62	27%	95%	19% Не более 40% от основного

			оборудования
СМР	1 786 714,11	28%	20%
Прочие работы	1 009 893,00	16%	15%
Стоимость строительства ГТУ без НДС и непредвиденных, а также ПВК и выдачи мощности	6 270 364	100%	
Прочие здания и сооружения			
ПВК	470 305		
Выдача мощности	352 849		

*в связи с обесцениванием рубля, значения доли в мировой практике не актуальны, однако если учесть, что вспомогательное оборудование в основном отечественного производства, доля от основного оборудования должна только снижаться.

Из анализа структуры затрат видно, что стоимость строительно-монтажных работ завышена. Стоимость вспомогательного оборудования главного корпуса составляет 95 % от стоимости основного оборудования. В локальной смете на технологическое оборудование для расчета монтажа и приобретения вспомогательного оборудования принят аналог - угольная станция Советская Гавань, что даже с учетом применения коэффициента 0,5 привело к удорожанию на ~1 млрд руб.

3.2. Оценка соответствия стоимостных показателей проекта российской и международной практике

Для определения соответствия стоимостных показателей проекта Российской и международной практике, проведен анализ удельных показателей аналогичных объектов и структуры стоимости.

Таблица 8. Расчет удельных показателей стоимости ГТУ ТЭЦ по вариантам (в ценах 3 кв. 2015 г.).

Вариант	1	2	3	4	5
Стоимость строительства с НДС, тыс. руб.	8 212 787	7 975 800	7 748 538	7 595 472	8 911 204
Стоимость строительства без НДС, тыс. руб.	6 959 989	6 759 153	6 566 558	6 436 841	7 551 867
Мощность, МВт	51.51	46.89	48.00	41.66	44.82
Удельные капитальные затраты на руб./кВт, тыс. руб. с НДС	159 441	170 096	161 428	182 321	198 822
То же, \$/кВт, тыс. руб. с НДС по курсу 65 руб./\$	2 453	2 975	2 777	3 309	3 233
То же, евро/кВт с НДС по курсу 72 руб./евро	2 214	2 362	2 242	2 532	2 761

Из таблицы 8 видно, что удельные капитальные затраты в соответствии с ОБИН по Проекту Составляют 2200-2800 евро за 1 кВт (по различным вариантам). Аудитор отмечает, что эта стоимость существенно выше известных российских аналогов (табл. 9), стоимость строительства, которых не превышает 1400 евро/кВт в сопоставимых ценах.

Таблица 9. Удельная стоимость строительства сравнимых электростанций в России (по базе данных Аудитора)

Регион	Тип ЭС	Мощность	Тип строительства	год ввода	Удельные кап. затраты Евро/кВт с НДС	Тип и кол-во машин
--------	--------	----------	-------------------	-----------	--------------------------------------	--------------------

Восточная Сибирь	ГТ-ТЭЦ	36	новое строительство	2008	834,13	
Восточная Сибирь	ГТ-ТЭЦ	36	новое строительство	2012	769,23	
Дальний Восток	ГТУ	91,2	новое строительство	2012	884,70	2*LM 6000 PF Sprint General Electric
Поволжье	ГТ-ТЭЦ	36	новое строительство	2008	815,25	ГТ-009М ОАО "Энергомашкорпорация"
Поволжье	ГТУ	41,6	техническое перевооружение	2011	1 365,57	General Electric
Урал	ГТ-ТЭЦ	36	новое строительство	2011	854,70	
Урал	ГТ-ТЭЦ	36	новое строительство	2013	726,50	
Центральный	ГТУ	115		2010	969,94	2* LM6000PD Sprint General Electric +2*КУП75-3,9-440
Центральный	ГТУ	110	Надстройка ПГУ-420	2009	931,41	ГТЭ-110 Сатурн ООО
Центральный	ГТУ	52		2009	762,30	2*ГТУ-20С ФГУП "ММП "Салют"
Южный	ГТ-ТЭЦ	36	новое строительство	2012	774,89	ГТ-009М ОАО "Энергомашкорпорация"

Примечание. Пересчет рублей в евро проведен по курсу, действовавшему на момент пуска станции

3.3. Выводы

Замечания Аудитора:

- стоимость реализации Проекта в соответствии с оценкой окончательной версии ОБИИ в целом соответствует российскому и международному уровню;
- по мнению Аудитора, стоимость строительно-монтажных работ и вспомогательного оборудования ГТУ ТЭЦ в г. Владивосток пос. Змеинка по вариантам завышена в связи с некорректным подбором объектов-аналогов и/или их некорректным приведением к Объекту.
- Индекс пересчета сметной стоимости на строительно-монтажные работы для ГТУ –ТЭЦ принят как для котельной, однако по практике для генерирующих объектов применяется индекс на прочие объекты. Учтено в окончательной версии ОБИИ.
- Стоимость склада-навеса баллонов и блока вспомогательных цехов рассчитаны дважды в сводном сметном расчете. Необходимо исключить одну из строк. Учтено в окончательной версии ОБИИ.
- Необходимо скорректировать стоимость оборудования АБК. Учтено в окончательной версии ОБИИ.
- Увеличение стоимости газовой турбины в 1,5 раза не обосновано, в том числе: увеличение на 10% предложения от февраля текущего года, а так же 33 % на затраты по доставке, которая составляет ориентировочно 11,5%, с учетом доставки морским транспортом, таможенные сборы, страхование, погрузо-разгрузочные работы, перевозка порт-площадка. Учтено в окончательной версии ОБИИ.
- в сводном сметном расчете по ТЭЦ не учтены затраты:
 - на компенсацию землепользователям.
 - на перевод земель в категорию «промышленные».
 - на организацию источника водоснабжения.
 - на проведение торгов;
 - авторский надзор
- Не составлен Сводный сметный расчет на внеплощадочные тепловые сети, в обосновании инвестиций не учтены затраты по главам 1, 8-12 сводного сметного расчета, что составляет ~20-30% от стоимости строительно-монтажных работ.

4. Анализ обоснования эффективности инвестиций

Том 17 «Эффективность инвестиций» «Обоснования инвестиций в реализацию инвестиционного проекта «Строительство ГТУ-ТЭЦ в г. Владивосток пос. Змеинка» выполнен в соответствии с «Методическими рекомендациями по оценке эффективности инвестиционных проектов», утвержденными Минэкономки РФ, Министерством финансов РФ и Государственным комитетом РФ по строительной, архитектурной и жилищной политике № ВК 477 от 21.06.1999 г. Расчеты проведены с помощью программного продукта «АЛЪТ-Инвест Сумм» v.6.04, разработанного ООО «Альт-Инвест». Ставки налогов приняты в соответствии с действующим на момент выполнения работы российским законодательством. Основные макроэкономические параметры проекта приняты в соответствии с «Едиными сценарными условиями ОАО «РАО Энергетические системы Востока» на 2015-2040г.» (целевой вариант).

Оценка показателей экономической эффективности выполнена с применением тарифа на электрическую и тепловую энергию на 2015 год с его дальнейшей индексацией. Результаты расчетов показывают, что при индексированном тарифе все рассмотренные варианты являются неэффективными.

Дополнительно для первого варианта были рассчитаны подварианты (без учёта платы за технологическое присоединение и средств от экономии топлива за счет перевода потребителей с неэкономичных мазутных котельных):

- на основе экономически обоснованного тарифа («ЭОТ»);
- на основе сглаженного экономически обоснованного тарифа («сглаженный ЭОТ»), с учётом выравнивания затрат на ремонты и техническое обслуживание ГТУ.

Данный вариант имеет положительные финансово-экономические показатели.

Выполнена оценка чувствительности инвестиционного проекта к отклонениям входных параметров (стоимости строительства, цены топлива и тарифов на электро- и теплоэнергию, объемов отпуска электро- и теплоэнергии) в диапазоне от минус 25% до 25%.

4.1. Анализ обоснования выбранного варианта и показателей эффективности

В тексте ОБИН указано, что по оценке «условного тарифа на условную энергию» лучшим является вариант 1. По собственным оценкам Аудитора, по величине таких тарифов лучшими вариантами являются Вариант 4 и Вариант 3. Остальные три варианта (1,2,5) демонстрируют более высокий уровень условного тарифа, средневзвешенного по годам – примерно на 10% выше, чем у вариантов 3 и 4.

4.2. Анализ расходных и доходных статей Проекта и структуры финансовой модели

4.2.1. Плата за технологическое присоединение к тепловым сетям

В ОБИН не предусмотрено взимание платы за технологическое присоединение с новых потребителей. Аудитор рекомендует учесть этот источник в доходной части Проекта.

4.2.2. Учет средств от экономии топлива за счет перевода потребителей с неэкономичных мазутных котельных

В тексте Обоснования инвестиций сказано, что в доходах проекта учтены средства от экономии топлива за счет перевода потребителей с неэкономичных мазутных котельных. Анализ представленной финансовой модели показал, что к доходам проекта прибавляется разница между тарифами на тепловую энергию МУПВ «ВПЭС» и АО «ДГК», умноженные на объем потребления теплоэнергии, переводимых на ТЭЦ потребителей.

Однако, данная экономия не имеет отношения к эффективности ГТУ-ТЭЦ. Компания-владелец ГТУ-ТЭЦ (АО «ДГК») будет продавать тепловую энергию по тарифу, утвержденному департаментом по тарифам Приморского края, исходя из ее необходимой валовой выручки. При этом, изменение доходов и расходов другой теплоснабжающей организации на него влияния не оказывает. Замечание устранено в окончательной версии ОБИН.

4.2.3. Пересчет капитальных вложений в прогнозные цены

Сквозной индекс цен на капитальные вложения считается перемножением годовых индексов-дефляторов инвестиций, а не их сложением, как сделано в Обосновании инвестиций, что привело к занижению потребности в инвестициях в прогнозных ценах на 71 млн.руб. Также неверно пересчитаны в прогнозные цены и затраты на ремонты и техническое обслуживание ГТУ. Замечание устранено в окончательной версии ОБИН.

4.2.4. Стоимость строительства теплотрассы

В представленной расчетной модели учтены затраты на строительство теплотрассы в размере 904,76 млн.руб. с НДС в 2018 году. В тексте Обоснования инвестиций нет упоминания о данных затратах. Необходимо учесть данные затраты в общей потребности в инвестициях. Замечание устранено в окончательной версии ОБИН.

4.2.5. Амортизационные отчисления

В окончательной версии ОБИН амортизация на все основные фонды рассчитывается, исходя из срока использования 15 лет, для внеплощадочных сетей – 25 лет. Считаем такую норму амортизации завышенной. Кроме того, срок амортизации для процентов за кредит, капитализируемых на инвестиционной фазе, принят равным 20 годам, что также неверно, так как проценты не являются самостоятельным видом основных фондов, а только увеличивают стоимость всех основных фондов, и норма амортизации по ним должна приниматься как средне-взвешенная по всем основным фондам.

4.2.6. Затраты на сервисное обслуживание ГТУ

Расчетный период принят равным 30 годам. При этом, затраты на сервисное обслуживание ГТУ по предложениям заводов-изготовителей приведены на 70 000 эквивалентных часов (14 лет). В связи с чем необходимо учесть затраты на замену газовых турбин или обосновать возможность их работы в течении 30 лет.

4.2.7. Инвестиционные кредиты

В письме Заказчика ОАО «РАО «ЭС Востока» от 23.06.2015 №ТС-8/3686 и в тексте Обоснования инвестиций сказано, что кредиты (российский и японский) возвращаются равными долями в течение 10 лет. Однако в расчете величина погашения долга меняется по годам расчетного периода.

По второй очереди строительства оба кредита привлекаются в 2029 году. При этом, погашение российского кредита начинается с 2032 года, японского – с 2031 года. Данная отсрочка выплаты кредита должна быть согласована с банками, так как расширение станции осуществляется в течение одного года.

В окончательной версии ОБИН указанное замечание учтено.

4.2.8. Погашение кредитов на покрытие кассовых разрывов

В тексте Обоснования инвестиций сказано, что для ликвидации кассовых разрывов, вызванных необходимостью уплаты процентов по кредитам, предусмотрено привлечение дополнительных кредитов. Подобран по гибкому графику (автоматический алгоритм ПО «АльтИнвест») кредит на покрытие кассовых разрывов на весь расчётный цикл проекта. При этом, по данному кредиту выплачиваются проценты (по ставке 15%), погашение тела долга - в случае наличия располагаемых денежных средств на счёте.

При этом, необходимо указать в отчете, что в течении расчетного периода не происходит возврат данных кредитов. Это не позволяет правильно определить показатели финансовой эффективности проекта, поскольку на конец расчетного периода остается непогашенная сумма долга. Это ведет к наращиванию финансового долга и потенциально ухудшит ситуацию операционного ДЗО, которое будет в последствии эксплуатировать данную станцию (АО "ДГК").

Та же ситуация возникает и в расчете с экономически обоснованным тарифом.

В окончательной версии ОБИН указанное замечание учтено.

4.2.9. Ставка дисконтирования

В тексте Обоснования инвестиций не указано, при какой ставке дисконтирования проведен расчет. В расчетной модели ставка дисконтирования WACC принята равной 12,8%. Однако, в письме Заказчика ОАО «РАО «ЭС Востока» от 06.04.2015 №АК-8/1941 указана средневзвешенная стоимость капитала (WACC) на базовый год – 17,9%.

Замечание устранено в окончательной версии ОБИН.

4.2.10. Показатели эффективности для собственного капитала

В тексте Обоснования инвестиций приведены показатели эффективности проекта для полных инвестиционных затрат. Расчет данных показателей осуществляется на основе определения свободного денежного потока (FCF – free cash flow), рассчитываемого исходя из предположения о реализации проекта полностью за счет собственных средств, т.е. проводится агрегированная экономическая оценка проектных решений с целью определения их потенциальной привлекательности для инвестора.

В данном случае, так как задана реальная схема финансирования, необходимо также привести показатели эффективности для собственного капитала, исходя из принятой схемы финансирования. Так как реализация проекта предполагается на 100% за счет заемных средств и собственный капитал не вкладывается, для него возможно определение только показателя чистой приведенной стоимости. Для варианта 1 при индексированном тарифе данный показатель равен -7554,05 млн.руб., при экономически обоснованном = 67,43 млн.руб.

Замечание устранено в окончательной версии ОБИН.

4.2.11. Отчет о движении денежных средств

В Таблицах 8.1.3.2-1, 8.1.3.2-2, 8.1.3.2-3 «Движение денежных потоков» показать поступление и возврат кредитов, так как не понятно откуда берется итоговая сумма по финансовой деятельности.

Замечание устранено в окончательной версии ОБИН.

4.2.12. Сроки реализации проекта

В тексте Обоснования инвестиций сказано, что расчеты эффективности выполнены для следующих параметров инвестиционного процесса:

- начало (стартовый год) - 2015г;
- период строительства 1 очереди – 2015-2018 г.г. (газотурбинные установки с котлами-утилизаторами, пиковые водогрейные котлы и водогрейные котлы для подогрева подпиточной воды перед деаэраторами);
- период строительства 2 очереди – 2029 г. (пиковые водогрейные котлы для покрытия возросших тепловых нагрузок).

Общая продолжительность инвестиционного процесса составляет 30 лет (2015-2044г.г.).

При этом в 2015г. никаких капитальных вложений не осуществляется, т.е. фактически реализация проекта начинается с 2016г.

Замечание устранено в окончательной версии ОБИН.

4.2.13. Затраты на сервисное обслуживание ГТУ

В расчетной модели занижены затраты на сервисное обслуживание ГТУ в 2024-2026г. по сравнению с приведенными предложениями заводов-изготовителей. Замечание устранено в окончательной версии ОБИН.

5. Предложения по оптимизации технических решений и сметной стоимости

5.1. Оптимизация технических решений

5.1.1. Оптимизация мощности

Аудитор рекомендует Заказчику уделить особое внимание качеству прогноза и обоснования установленной мощности (тепловой и электрической) планируемой ТЭЦ, в том числе единичной мощности энергоблоков. Невостребованность мощности вновь построенных ТЭС и котельных - одна из главных причин их убыточности. Аудитору известны примеры введенных в эксплуатацию новых станций в России с фактическим КИУМом менее 40-50%.

Аудитор отмечает, что решение выделить 2 очереди в реализации Проекта и синхронизировать ввод второй очереди с вводом новых микрорайонов, принятое в ОбИн, является принципиально правильным. Вместе с тем, мощность каждой из очередей, а также сроки их ввода нуждается в дополнительном обосновании.

КИУМ по тепловой мощности ТЭЦ будет зависеть от качества прогноза перспективных тепловых нагрузок, а также от вероятности будущего переключения существующих нагрузок с муниципальных котельных на планируемую ТЭЦ. Заказчику рекомендуется заручиться гарантиями региональных администраций в том, что такое переключение ими согласовано.

5.1.2. Оптимизация технических решений

- в случае оптимизации мощности ТЭЦ в целом в соответствии с п. 5.1.1. - пересмотреть количество энергоблоков ГТУ+КУ и ПВК;
- рассмотреть вопрос увеличения установленной мощности энергоблока ГТУ+КУ и ПВК с одновременным уменьшением их количества;
- вместо котлов-утилизаторов с встроенным байпасным газоходом предусмотреть установку обычных котлов-утилизаторов с отдельной байпасной дымовой трубой между ГТУ и котлом-утилизатором;
- рассмотреть возможность применения КУ с дожиганием с целью замещения ими тепловой мощности ПВК с уменьшением количества последних;
- отказаться от установки водогрейных котлов для подогрева подпиточной воды, организовать схему подогрева прямой сетевой водой;
- рассмотреть вопрос изменения системы охлаждения оборудования ТЭЦ с отказом от «мокрых» вентиляторных градирен;
- оптимизировать планируемую величину потребления электрической и тепловой энергии на собственные нужды ТЭЦ за счет более качественного ее прогнозирования;
- более подробно рассмотреть варианты применения ГТУ отечественного производства и сборки, номинированные в рублях, с целью удешевления капитальных и эксплуатационных затрат по Проекту в условиях девальвации рубля;

Аудитор отмечает, что в случае изменения выбора площадки размещения станции и используемого топлива технологические решения будут необходимо пересмотреть.

5.1.3. Оптимизация электротехнических решений

- рассмотреть подключение резервного трансформатора собственных нужд к шинам близлежащей подстанции 110кВ (в соответствии с п.8.19 ВНТП) и выполнить сравнительный анализ питания резервного трансформатора по двум вариантам. При подключении резервного трансформатора собственных нужд к шинам близлежащей подстанции 110кВ отпадает необходимость установки дизель-генератора 6кВ для «черного пуска» станции с нуля (необходимом при отсутствии связи ГТУ с сетью 110 кВ)

5.1.4. Оптимизация строительных решений

- рассмотреть на дальнейших стадиях проектирования применение террасного способа планировки площадки строительства в пределах ограды. Применение террасного способа планировки площадки строительства позволит существенно сократить объем земляных работ и время, необходимое для выполнения подготовительных работ.
- плотность застройки занижена и не соответствует нормативной. В соответствии с СП 42.13330.2011 «Градостроительство. Планировка и застройка городских и сельских поселений» приложение Г коэффициент застройки промышленной зоны следует принимать 0,8. Аудитор рекомендует на дальнейших стадиях проектирования оптимизировать размещение зданий и сооружений на генплане увеличив плотность застройки.

5.1.5. Оптимизация решений по вспомогательному оборудованию и инженерным сетям

- цифровые потоки от систем АСУТП, ИТСО и др. объединить в общем физическом канале связи (не прокладывая отдельный кабель для каждой);

5.2. Оптимизация сметной стоимости

Аудитор рекомендует:

- рассмотреть вопрос использования оборудования (в т.ч. ГТУ) отечественного производства и сборки, цены на которые номинированы в рублях, с целью удешевления капитальных и эксплуатационных затрат по Проекту в условиях девальвации рубля;
- оптимизировать расчет бюджета проекта в ССР в соответствии с рекомендациями раздела 3.3. отчета.

6. Идентификация основных рисков инвестиционного проекта

6.1. Инвестиционные риски

Основным инвестиционным риском Проекта является риск его реализации с потерей доходов инвестора (Заказчика). В силу того, что на момент проведения ТЦА все рассмотренные в ОБИИ варианты показали экономическую неэффективность инвестиций в сложившихся внешних условиях, Аудитор оценивает инвестиционные риски как очень высокие.

На инвестиционные риски влияет ряд факторов:

- технологические и операционные;
- изменение экономических параметров внешней среды;
- изменение политических обстоятельств;
- рыночные и др.

Ниже эти риски рассмотрены более подробно.

6.2. Операционные риски

Риски увеличения операционных расходов по Проекту сверх запланированных величин могут проявиться, в первую очередь, в области сервисного обслуживания газотурбинного оборудования, а во вторую очередь – ошибками в определении топливных и прочих затрат.

Аудитор рекомендует Заказчику заключить договор долгосрочного сервисного обслуживания с поставщиком ГТУ, в рамках которого четко определить ответственность последнего за недостижение гарантийных показателей ГТУ в течение ее жизненного цикла. Договор должен быть номинирован в рублях, либо в иной валюте с указанием валютного коридора.

Ошибки в определении топливных и прочих затрат могут быть исправлены еще на этапе проектирования, например, с привлечением независимого эксперта в рамках процедуры ТЦА (по аналогии с тем, как это проделано в разделе 2.5.4 отчета).

6.3. Финансовые риски

6.3.1. Валютный риск

Риск колебания валютных курсов уже на этапе ОБИИ вносит существенные коррективы в оценку бюджета Проекта и даже принимаемые технические решения по основному оборудованию. Доля импортного оборудования в ГТУ-ТЭЦ достаточно высока, снизить ее можно применением ГТУ, генераторов, котлов российского производства, но значительную часть вспомогательного оборудования, скорее всего, в любом случае придется закупать за валюту. Заказчику рекомендуется после проектирования объекта организовывать строительство с привлечением генерального подрядчика с фиксированной ценой контракта (в рублях).

6.3.2. Риск стоимости кредитных средств

Ввиду сложившейся экономической ситуации Аудитор считает данный риск высоким. Необходимо тщательно прогнозировать эффективность проекта с учетом реальных обоснованных процентных ставок по кредитам и ставки рефинансирования. Аудитор обращает внимание, что в финансовой модели принято некорректное значение WACC, а «кредитный навес» растет в течение всего жизненного цикла Проекта, хотя в показателях эффективности Проекта это не учитывается.

Данный риск может быть снижен при государственной поддержке Проекта и организации льготного финансирования на долгосрочной основе.

6.3.3. Инфляционный риск

Источником риска является различный инфляционный рост доходных и расходных компонентов денежного потока Проекта. В силу тенденций 2014-2015 гг., инфляционный риск оценивается как высокий.

6.3.4. Налоговые риски

Источник 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.

6.4. Рыночные риски

Рыночный риск обусловлен возможными ошибками в оценке будущих объемов спроса на электрическую и тепловую энергию от ТЭЦ со стороны потребителей. Аудитор оценивает этот риск как высокий, поскольку рост спроса на тепловую энергию связан с темпами жилищного строительства, а эта отрасль с большой долей вероятности пострадает в кризис вследствие резкого роста ставок по кредитам и падения покупательной способности граждан.

Программа сбыта продукции ТЭЦ является основой для производственной программы ТЭЦ, а последняя является основой для финансовой модели Проекта. Необоснованная программа сбыта продукции, таким образом, напрямую ухудшает качество финансовой модели и не позволяет делать обоснованных выводов о целесообразности реализации Проекта.

Второй фактор риска - уровень тарифов на тепловую и электрическую энергию. По результатам ОБИИ видно, что только один вариант Проекта из рассмотренных и только при экономически обоснованном тарифе можно назвать окупаемым (простой срок окупаемости около 10 лет, дисконтированный - сравним со сроком жизни проекта). Экономически обоснованные тарифы на тепловую и электрическую энергию в разы больше обычных. Установление тарифов находится в ведении федеральных и региональных органов власти. Аудитор считает крайне высоким риск утверждения тарифов для Проекта на уровне существенно ниже, чем уровень экономически обоснованных тарифов для Проекта по ОБИИ.

6.5. Риск недофинансирования

Риски недофинансирования проекта возникают главным образом вследствие:

- непрогнозируемого увеличения первоначальной стоимости и сроков реализации Проекта;
- неправильной оценки операционных затрат.

Эти риски рассмотрены в соответствующих пунктах.

Источником риска недофинансирования может быть также неправильная оценка потребности в оборотном капитале, что связано с недостаточной проработкой доходной части Проекта. Аудитор отмечает, что в доходной части Проекта в ОБИИ ошибочно учтена плата за техприсоединение потребителей тепловой энергии, уже имеющих такое присоединение, а также средства от экономии топлива за счет перевода потребителей с неэкономичных мазутных котельных.

С учетом вышеизложенного, риски недофинансирования оцениваются как высокие.

6.6. Риск недостижения запланированной рентабельности

Основной источник риска недостижения запланированной рентабельности – отклонение от ожидаемого уровня прибыли Проекта. К основным факторам риска отклонения от ожидаемого уровня прибыли можно отнести:

- снижение ожидаемого размера выручки;
- увеличение запланированного объема затрат.

Основными стоимостными факторами, формирующими плановую выручку Проекта, является цена (тариф) на реализуемую электрическую и тепловую энергию и объемы реализации электрической и тепловой энергии. В соответствии с разделом 6.4 отчета, Аудитор оценивает этот риск как высокий.

6.7. Риск удорожания стоимости проекта и увеличения сроков строительства

Аудитор отмечает, что стоимость Проекта, определенная в ОБИн, не соответствует рыночному уровню и является завышенной из-за ошибок, допущенных в ходе приведения затрат по проектам-аналогам. После приведения стоимости Проекта к рыночному уровню риск её удорожания, тем не менее, сохраняется. Основные источники риска:

- низкое качество разработки проектной и сметной документации;
- низкое качество управления проектом строительства и контроля за генподрядчиком.

В составе ОБИн не представлены графики реализации Проекта по вариантам, которые должны учитывать продолжительности и взаимосвязи между работами по проектированию, строительству, поставке оборудования, монтажу, пусконаладке, вводу в эксплуатацию объекта с учетом дополнительных работ (сертификация ГТУ, перевод земель в промышленное назначение, регистрация прав собственности, получение техусловий, прохождение экспертизы, и пр.). Корректная разработка, регулярная актуализация и анализ графиков являются необходимыми условиями управления сроками реализации Проекта.

Аудитор рекомендует привлечь специализированную компанию для контроля качества проектирования, строительства, монтажа и пусконаладки. Компания может выполнять функции Технического заказчика в соответствии с Градостроительным кодексом РФ. Это позволит управлять изменением как сроков, так и стоимости реализации проекта.

6.8. Риск недостижения плановых технико-экономических параметров Проекта

Если понимать под технико-экономическими показателями Проекта значения его годовых технико-экономических показателей (УРУТы, выработка, отпуск энергии, потребление топлива, КИУМ), то Аудитор оценивает риск их недостижения как средний (с учетом того, что в окончательной версии ОБИн исправлены ошибки в оценке годовых ТЭПов).

Важным фактором управления этим риском будет являться заключение корректных договоров на поставку и сервисное обслуживание основного оборудования ТЭС с ответственностью поставщика за гарантийные показатели.

7. Маркетинговое исследование рынка проектирования и генподрядных работ по строительству ТЭС

7.1. Проектировщики

Проектирование Объекта могли бы осуществить сразу несколько проектных организаций, накопивших существенный опыт аналогичных проектов и располагающих собственными человеческими и материальными ресурсами. Среди них (в алфавитном порядке):

- АО «Институт Теплоэлектропроект» (105066, Россия, г. Москва, ул. Спартаковская, д. 2 «А», стр. 1);
- ЗАО «КОТЭС» (630049, Россия, г. Новосибирск, ул. Кропоткина, 96/1);
- ЗАО «Лонас технология» (192029, г. Санкт - Петербург, пр. Елизарова, д. 17А);
- ЗАО «ПИЦ УралТЭП» (620026, Свердловская область, г. Екатеринбург, ул. Куйбышева, д. 95);
- ЗАО Фирма «ТЭПИНЖЕНИРИНГ» (107023, Россия, г. Москва, ул. Семеновская Б., д. 32, стр. 4);
- ОАО «ЗЭП» (153034, Россия, г. Иваново, ул. Смирнова 105 Б);
- ОАО «ИЦЭ Урала» (Россия, 620075, Свердловская область, г. Екатеринбург, Кировский р-н, ул. Первомайская, 56);
- Филиал АО «ТЭК Мосэнерго» - Мосэнергопроект (105066, Россия, г. Москва, ул. Спартаковская, д. 2 «А», стр. 2).

Рынок проектирования достаточно обширен по предложению, чтобы у Заказчика была возможность обеспечить оптимальное соотношение цена-качество в ходе выбора проектировщика.

7.2. Генподрядчики

Строительство Объекта на условиях генподряда могли бы осуществить сразу несколько компаний, накопивших существенный опыт аналогичных проектов и располагающих собственными человеческими и материальными ресурсами. Среди них (в алфавитном порядке):

- ГлобалЭлектроСервис (115093, Москва, Подольское шоссе, д. 8, к. 5);
- Кварц (121552, г. Москва, ул. Оршанская, 5);
- Сибирьэнергоинжиниринг (660079, г. Красноярск, ул. Электриков, 160);
- ТЭК Мосэнерго (101000, г. Москва, переулок Огородная Слобода, д. 5);
- ЭСК «СОЮЗ» (Москва, 117342, ул. Обручева, 36).