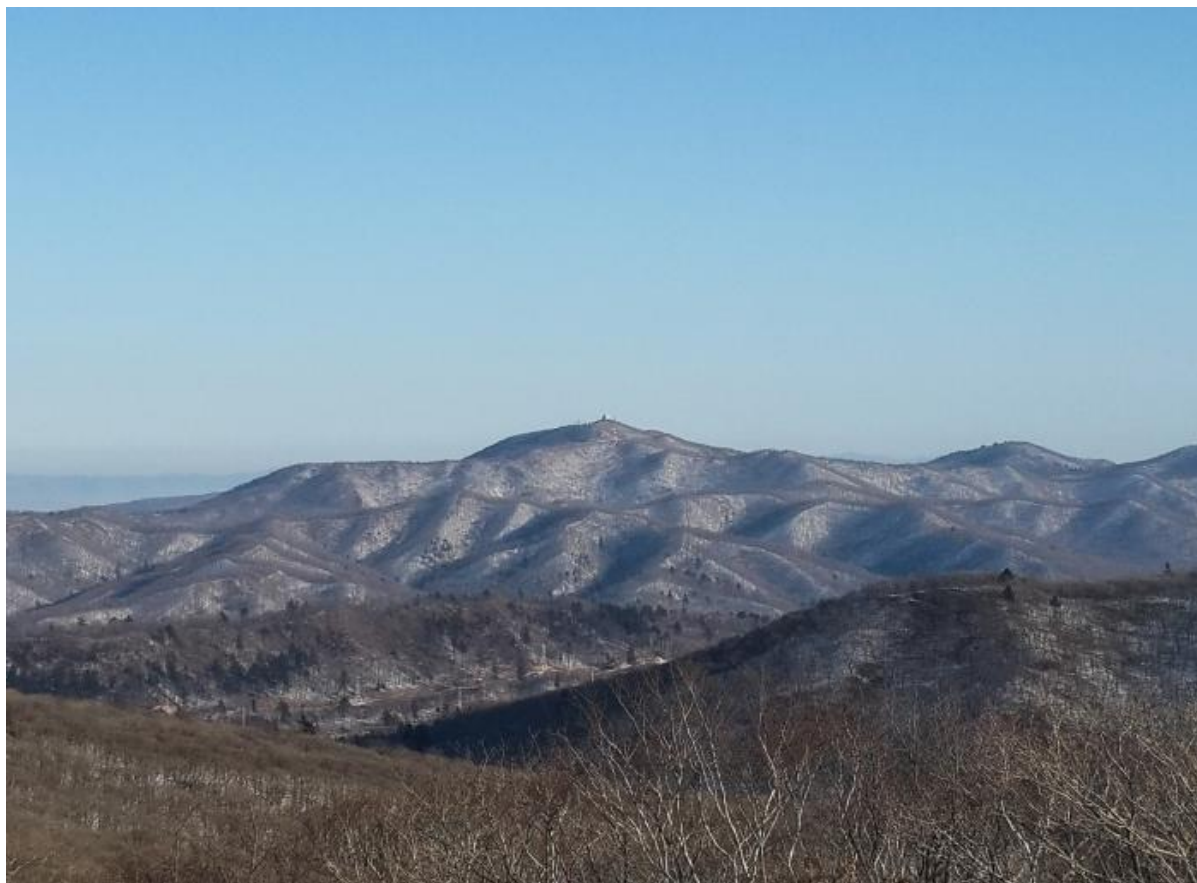


ЗАКАЗЧИК: ПАО «РАО ЭС Востока»

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



Утверждаю:

Генеральный директор ООО «ЭФ-ТЭК»

A handwritten signature in blue ink, appearing to read "K.A. Berndt". The signature is written in a cursive style.

Д-р Берндт К.А.



Москва, 2015 г.

ООО «ЭФ-ТЭК»

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

Контактное лицо: Ю.В. Мельников, к.т.н.
E-mail: myv@ef-tek.pro
Тел: +7 (499) 705-11-28 доб. 506

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	27
2.4.1.	<i>Анализ обоснования выбора площадки строительства</i>	<i>27</i>
2.4.2.	<i>Анализ решений по схеме планировочной организации земельного участка, генплану и транспорту</i>	<i>28</i>
2.4.3.	<i>Анализ конструктивных решений</i>	<i>29</i>
2.5.	АНАЛИЗ РЕШЕНИЙ В ОБЛАСТИ ОСНОВНОГО ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ	30
2.5.1.	<i>Анализ выбора технологии генерации</i>	<i>30</i>
2.5.2.	<i>Анализ решений по газотурбинному оборудованию</i>	<i>30</i>
2.5.3.	<i>Анализ решений по котельному оборудованию</i>	<i>32</i>
2.5.4.	<i>Анализ расчетов годовых технико-экономических показателей</i>	<i>32</i>
2.6.	АНАЛИЗ РЕШЕНИЙ ПО ОСНОВНОМУ ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКОМУ ОБОРУДОВАНИЮ	33
2.7.	АНАЛИЗ ОБОСНОВАННОСТИ ГРАФИКА РЕАЛИЗАЦИИ ПРОЕКТА	34
2.8.	АНАЛИЗ РЕШЕНИЙ ПО ВСПОМОГАТЕЛЬНОМУ ОБОРУДОВАНИЮ И ИНЖЕНЕРНЫМ СИСТЕМАМ ТЭЦ	35
2.8.1.	<i>Анализ решений по топливоснабжению</i>	<i>35</i>
2.8.2.	<i>Анализ решений по водоснабжению и водоотведению</i>	<i>35</i>
2.8.3.	<i>Анализ решений по охлаждению оборудования ТЭЦ</i>	<i>35</i>
2.8.4.	<i>Анализ решений по водоподготовке</i>	<i>36</i>
2.8.5.	<i>Анализ решений по обеспечению собственных нужд ТЭЦ в тепловой энергии</i>	<i>36</i>
2.8.6.	<i>Анализ решений по АСУТП</i>	<i>36</i>
2.8.7.	<i>Анализ решений по РЗА и ПА</i>	<i>37</i>
2.8.8.	<i>Анализ решений по АИИСКУЭ</i>	<i>38</i>
2.8.9.	<i>Анализ решений по СОТИ ААССО</i>	<i>38</i>
2.8.10.	<i>Анализ решений по сетям связи</i>	<i>38</i>
2.8.11.	<i>Анализ решений по пожарной сигнализации и автоматическому пожаротушению</i>	<i>39</i>
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.	<i>Анализ исходных данных, использованных при разработке сметных решений</i>	<i>40</i>
3.1.2.	<i>Анализ затрат на внеплощадочные сети</i>	<i>41</i>
3.1.3.	<i>Анализ затрат на основное оборудование</i>	<i>41</i>
3.1.4.	<i>Анализ затрат на вспомогательные здания и сооружения</i>	<i>42</i>
3.1.5.	<i>Анализ структуры затрат</i>	<i>42</i>
3.2.	ОЦЕНКА СООТВЕТСТВИЯ СТОИМОСТНЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ПРОЕКТА РОССИЙСКОЙ И МЕЖДУНАРОДНОЙ ПРАКТИКЕ	43
3.3.	Выводы	44
4.	АНАЛИЗ ОБОСНОВАНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИНВЕСТИЦИЙ	45
4.1.	АНАЛИЗ ОБОСНОВАНИЯ ВЫБРАННОГО ВАРИАНТА И ПОКАЗАТЕЛЕЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ	45
4.2.	АНАЛИЗ РАСХОДНЫХ И ДОХОДНЫХ СТАТЕЙ ПРОЕКТА И СТРУКТУРЫ ФИНАНСОВОЙ МОДЕЛИ	45
4.2.1.	<i>Плата за технологическое присоединение к тепловым сетям</i>	<i>45</i>
4.2.2.	<i>Расходы на топливо</i>	<i>45</i>
4.2.3.	<i>Средства от экономии топлива за счет перевода потребителей с неэкономичных мазутных котельных</i>	<i>45</i>
4.2.4.	<i>Пересчет капитальных вложений в прогнозные цены</i>	<i>46</i>

4.2.5. Стоимость строительства теплотрассы и схемы выдачи электрической мощности	46
4.2.6. Амортизационные отчисления	46
4.2.7. Затраты на сервисное обслуживание ГТУ	46
4.2.8. Инвестиционные кредиты	47
4.2.9. Погашение кредитов на покрытие кассовых разрывов	47
4.2.10. Ставка дисконтирования	47
4.2.11. Показатели эффективности для собственного капитала	47
4.2.12. Отчет о движении денежных средств	47
4.2.13. Сроки реализации проекта	48
5. ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО ОПТИМИЗАЦИИ ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ И СМЕТНОЙ СТОИМОСТИ	49
5.1. ОПТИМИЗАЦИЯ ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ	49
5.1.1. Оптимизация выбора мощности	49
5.1.2. Оптимизация технологических решений	49
5.1.3. Оптимизация электротехнических решений	50
5.1.4. Оптимизация строительных решений	50
5.1.5. Оптимизация решений по вспомогательному оборудованию и инженерным сетям	50
5.2. ОПТИМИЗАЦИЯ СМЕТНОЙ СТОИМОСТИ	50
6. ИДЕНТИФИКАЦИЯ ОСНОВНЫХ РИСКОВ ПРОЕКТА	51
6.1. ИНВЕСТИЦИОННЫЕ РИСКИ	51
6.2. НЕОПРЕДЕЛЕННОСТЬ СХЕМ ПОДКЛЮЧЕНИЯ К ВНЕШНИМ ИНЖЕНЕРНЫМ СЕТЯМ (ГАЗОСНАБЖЕНИЕ, ВОДОСНАБЖЕНИЕ)	51
6.3. ОПЕРАЦИОННЫЕ РИСКИ	51
6.4. ФИНАНСОВЫЕ РИСКИ	51
6.4.1. Валютный риск	51
6.4.2. Риск стоимости кредитных средств	51
6.4.3. Инфляционный риск	52
6.4.4. Налоговые риски	52
6.5. Рыночные риски	52
6.6. РИСК НЕДОФИНАНСИРОВАНИЯ	52
6.7. РИСК НЕДОСТИЖЕНИЯ ЗАПЛАНИРОВАННОЙ РЕНТАБЕЛЬНОСТИ	52
6.8. РИСК УДОРОЖАНИЯ СТОИМОСТИ ПРОЕКТА И УВЕЛИЧЕНИЯ СРОКОВ СТРОИТЕЛЬСТВА	53
6.9. РИСК НЕДОСТИЖЕНИЯ ПЛАНОВЫХ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ ПРОЕКТА	53
7. МАРКЕТИНГОВОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ РЫНКА ПРОЕКТИРОВАНИЯ И ГЕНПОДРЯДНЫХ РАБОТ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ ТЭС	54
7.1. ПРОЕКТИРОВЩИКИ	54
7.2. ГЕНПОДРЯДЧИКИ	54

ПРИНЯТЫЕ СОКРАЩЕНИЯ И ОБОЗНАЧЕНИЯ

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
СВЭМ	схема выдачи электрической мощности
СВТМ	схема выдачи тепловой мощности
ЛЭП	линия электропередач
РУ	распределительное устройство
КИУМ	коэффициент использования установленной мощности
ЧЧУМ	число часов использования установленной мощности
ВГО	Владивостокский городской округ
АГО	Артемовский городской округ
ТЭП	технико-экономические показатели работы ТЭЦ
КУ	котел-утилизатор
Проект	инвестиционный проект «Строительство ГТУ-ТЭЦ в г. Артём пос. Синяя Сопка»
ТЦА	технологический и ценовой аудит
Объект	планируемая ГТУ-ТЭЦ в пос. Синяя Сопка

1. Исполнительное резюме

1.1. Основная цель работы

Работа выполнена в соответствии с Договором № РАО-15/0161 от 9.07.2015 между ПАО «РАОЭС 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 7 сентября 2015 года. Отчет был основан на исходных данных, поступивших Аудитору до 2.09.2015, 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 5) 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 данных	Формат	Дата передачи	Способ передачи
ОБИН. Том 1. Пояснительная записка	*.docx, *.pdf	21.07.2015	электронная почта
ОБИН. Том 3. Установка подготовки добавочной воды	*.docx, *.pdf	21.07.2015	электронная почта
ОБИН. Том 4. ОTR по Варианту 1 – 4 x GPB180D	*.docx, *.pdf	21.07.2015	электронная почта
ОБИН. Том 5. ОTR по Варианту 2 – 4 x ГТЭ-16	*.docx, *.pdf	21.07.2015	электронная почта
ОБИН. Том 6. ОTR по Варианту 3 – 4 x ГТЭС-16ПА	*.docx, *.pdf	21.07.2015	электронная почта
ОБИН. Том 7. ОTR по Варианту 4 – 4 x SGT-400	*.docx, *.pdf	21.07.2015	электронная почта
ОБИН. Том 8. ОTR по Варианту 5 – 4 x LM2500	*.docx, *.pdf	21.07.2015	электронная почта
ОБИН. Том 9. Оценка воздействия на окружающую среду	*.docx, *.pdf	21.07.2015	электронная почта
ОБИН. Тома 10-14. Сводные сметные расчеты	*.docx, *.pdf	21.07.2015	электронная почта

ОБИН. Том 15. Организация строительства	*.docx, *.pdf	21.07.2015	электронная почта
ОБИН. Объектные сметы	*.docx, *.pdf	23.07.2015	электронная почта
ОБИН. Локальные сметы	*.docx, *.pdf	23.07.2015	электронная почта
ОБИН. Схема выдачи электрической мощности	*.pdf	12.08.2015	электронная почта
ОБИН. Том 2. Схема выдачи тепловой мощности	*.docx, *.pdf	13.08.2015	электронная почта
ОБИН. Том 16. 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
Исходные данные для разработки финансовых моделей ОБИН	*.xlsx, *.pdf, *.docx	14.08.2015, 19.08.2015	электронная почта
Замечания к ОБИН Департамента финансовой политики Заказчика	*.docx	17.08.2015	электронная почта
Расчет годовых технико-экономических показателей ТЭЦ	*.xlsx	20.08.2015	электронная почта
Технические предложения на поставку ГТУ и КУ	*.docx, *.pdf	31.08.2015	электронная почта
Расчет годового расхода топлива	*.xlsx	02.09.2015	электронная почта
Скорректированная версия СВТМ	*.pdf	28.09.2015	электронная почта
Скорректированная версия сметной документации	*.xlsx, *.pdf, *.docx	30.09.2015	электронная почта
Скорректированные расчеты технико-экономических показателей ТЭЦ (версия 2.0)	*.xlsx,	27.10.2015	электронная почта
Скорректированные расчеты технико-экономических показателей ТЭЦ (версия 3.0)	*.xlsx,	02.11.2015	электронная почта
Скорректированная версия финансовой модели	*.xlsx,	05.11.2015	электронная почта
ОБИН. Переработанная версия. (версия 2.0)	*.xlsx, *.pdf, *.docx	17.11.2015	электронная почта
ОБИН. Переработанная версия. (версия 3.0)	*.xlsx, *.pdf, *.docx	01.12.2015	электронная почта
Скорректированная версия финансовой модели и тома «Эффективность инвестиций» (версия 4.0)	*.xlsx, *.pdf, *.docx	18.12.2015	электронная почта
Скорректированная версия финансовой модели и тома «Эффективность инвестиций» (версия 5.0)	*.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	Артёмовский 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: 7,8-10,1 млрд. руб. с НДС в ценах 2015 г. (в зависимости от варианта реализации проекта), а также 4,7 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	Интегральные показатели эффективности для инвестиционных затрат на период 2015-2044 г. при условии установления для Проекта экономически обоснованных тарифов (для различных вариантов): <ul style="list-style-type: none"> • чистая приведенная стоимость (NPV) – 1 121 – 1 448 млн. руб.; • дисконтированный срок окупаемости (PBP) – 13,55 - 15,41 лет; • простой срок окупаемости – 7,91 - 8,02 лет; • внутренняя норма рентабельности (IRR) - 17,4-17,6%. • норма доходности дисконтированных затрат (PI) - 1,11-1,12. Величины экономически обоснованных тарифов (средние за период 2018-2044): <ul style="list-style-type: none"> • на электроэнергию – 6,0 – 8,0 руб./кВт-ч; • на тепловую энергию – 2945-3950 руб./Гкал-ч.

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)	ОБИН. Схема выдачи электрической мощности. ОБИН. Том 2. Схема выдачи тепловой мощности	Обоснование величины спроса на тепловую энергию в первоначальной версии ОБИН было проведено недостаточно,

	<p><u>Спрос на тепловую энергию</u>, производимую Объектом, определяется ростом жилищного строительства в Артеме и Владивостоке с учетом планов по закрытию существующих мазутных котельных. Подключаемая к ТЭЦ тепловая нагрузка до 2029 г. составит 270,39 Гкал/ч.</p> <p><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>на что было указано Аудитором. В частности, отсутствовало обоснование перспективного спроса со стороны потребителей Артемовского городского округа (более трети от общей величины спроса на тепловую энергию от Объекта), а также обоснование спроса со стороны существующих потребителей, получающих тепловую энергию у других источников. В окончательной версии ОБИН указанное замечание в целом снято. Аудитор рекомендует проработать этот вопрос более подробно на этапе проектирования.</p> <p>Обоснование величины <u>спроса на электрическую энергию</u> 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.</p>
<p>2 Оценка операционных доходов/расходов</p>	<p>ОБИН. Тома 10-14. Сводные сметные расчеты ОБИН. Том 16. 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 105 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 55 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 ини-</p>	<p>ОБИН. Том 16. Эффективность инвестиций.</p>	<p>Выбранная структура финансирования определяет необхо-</p>

	<p>Доля собственного капитала Инициатора по всем вариантам ОБИН составляет 0%.</p>	<p>димость 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 16. Эффективность инвестиций. 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) – 1 121 – 1 448 млн. руб.; • дисконтированный срок окупаемости (PBP) – 13,55 - 15,41 лет; • простой срок окупаемости – 7,91 - 8,02 лет; • внутренняя норма рентабельности (IRR) - 17,4-17,6%. • норма доходности дисконтированных затрат (PI) - 1,11-1,12. <p>Величины экономически обоснованных тарифов (средние за период 2018-2044):</p> <ul style="list-style-type: none"> • на электроэнергию – 6,0 – 8,0 руб./кВт-ч; • на тепловую энергию – 2945-3950 руб./Гкал-ч. 	<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 тепловой мощности ОБИН. Том 3. Установка подготовки добавочной воды ОБИН. Том 4. ОTR по Варианту 1 – 4 x GPB180D ОБИН. Том 5. ОTR по Варианту 2 – 4 x ГТЭ-16 ОБИН. Том 6. ОTR по Варианту 3 – 4 x ГТЭС-16ПА ОБИН. Том 7. ОTR по Варианту 4 – 4 x SGT-400 ОБИН. Том 8. ОTR по Варианту 5 – 4 x LM2500 ОБИН. Тома 10-14. Сводные сметные расчеты ОБИН. Схема выдачи электрической мощности Стоимость инвестпроекта по вариантам в ценах 3 кв. 2015 г. с НДС:</p> <p>Вариант 1 – 8,77 (9,06) млрд.руб. Вариант 2 – 8,41 (9,49) млрд.руб. Вариант 3 – 8,2 (8,91) млрд.руб. Вариант 4 – 7,99 (9,48) млрд. руб. Вариант 5 – 9,86 (10,13) млрд. руб. Вариант 5а – 8,34 (8,67) млрд.руб. Величины в скобках приведены для первоначального</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. • не составлен сводный сметный расчет на внеплоща-

		<p>варианта ОБИН 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 4,7 млрд. руб. в ценах 2015 с НДС).</p>	<p>дочные тепловые сети. В ОБИН не учтены затраты по главам 1, 8-12 ССР по внеплощадочным тепловым сетям, что составляет ~20-30% от стоимости строительно-монтажных работ по ним.</p> <ul style="list-style-type: none"> в качестве инвестиционной стоимости должна быть приведена стоимость с учетом инфляции на период строительства. <p>В окончательной версии ОБИН данные замечания в целом устранены. Это позволило снизить оценку сметной стоимости на величину от 0,3 до 1,5 млрд рублей, что составляет до 12%.</p>
6	Сравнение общей стоимости строительства со стоимостью объектов-аналогов	ОБИН. Тома 10-14. Сводные сметные расчеты	<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 1700-2100 евро/кВт, в то время как стоимость проектов-аналогов не превышает 1400 евро/кВт. В окончательной редакции ОБИН оценка стоимости гораздо ближе к стоимости проектов-аналогов.</p>
7	Выявление возможностей для оптимизации сметной стоимости	<p>ОБИН. Том 3. Установка подготовки добавочной воды ОБИН. Том 4. ОТП по Варианту 1 – 4 x GPB180D ОБИН. Том 5. ОТП по Варианту 2 – 4 x ГТЭ-16 ОБИН. Том 6. ОТП по Варианту 3 – 4 x ГТЭС-16ПА ОБИН. Том 7. ОТП по Варианту 4 – 4 x SGT-400 ОБИН. Том 8. ОТП по Варианту 5 – 4 x LM2500 ОБИН. Тома 10-14. 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 наименьшими капитальными затратами (вариант 3 вместо рекомендованного в ОБИН варианта 1). Эффект от оптимизации составит 960 млн. рублей по капитальным затратам; расчет стоимости схемы выдачи электрической мощности, по мнению Аудитора, не обоснован. Стоимость может быть сокращена, по экспертной оценке, на величину до 50%: от суммарных затрат на СВМ, что составляет около 500 млн. рублей. более точный подбор единичной мощности и количества ПВК с устранением избытков установленной тепловой мощности ТЭЦ позволит сократить суммарную мощность ПВК на 5-19% в зависимости от варианта, что составит до 114 млн. рублей. применить более дешевые варианты технических решений по вспомогательному оборудованию в соответствии с рекомендациями п. 12. Суммарный эффект может достигнуть 365 млн.рублей.
8	Экспертная оценка сроков и графика реализации инвестиционного проекта	<p>ОБИН. Том 15. Организация строительства Январь-апрель 2016 – разработка ПСД Май-июль 2016 – экспертиза ПСД</p>	<p>Аудитор отмечает, что график реализации проекта в ОБИН не приведен. Аудитор считает принятые сроки реализации инвестпроекта</p>

		<p>Начало строительных работ – август 2016, Пуск первой очереди – 2018 г. Пуск второй очереди – 2029 г.</p>	<p>необоснованными по следующим причинам:</p> <ul style="list-style-type: none"> • процесс согласования ОБИн с ДЗО/ВЗО заказчика и с третьими лицами не завершен. На завершение этого процесса, по оценке Аудитора, может потребоваться до 6 месяцев; • 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 первой очереди ТЭЦ Синяя Сопка до конца 2018 г.</p>
9	<p>Экспертная оценка принятых архитектурно-планировочных и конструктивных решений</p>	<p>ОБИн. Том 4. ОTR по Варианту 1 – 4 x GPB180D ОБИн. Том 5. ОTR по Варианту 2 – 4 x ГТЭ-16 ОБИн. Том 6. ОTR по Варианту 3 – 4 x ГТЭС-16ПА ОБИн. Том 7. ОTR по Варианту 4 – 4 x SGT-400 ОБИн. Том 8. ОTR по Варианту 5 – 4 x LM2500</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	<p>Оценка соответствия предлагаемых технических решений лучшим техническим решениям в российской и международной практике.</p>	<p>ОБИн. Том 4. ОTR по Варианту 1 – 4 x GPB180D ОБИн. Том 5. ОTR по Варианту 2 – 4 x ГТЭ-16 ОБИн. Том 6. ОTR по Варианту 3 – 4 x ГТЭС-16ПА ОБИн. Том 7. ОTR по Варианту 4 – 4 x SGT-400 ОБИн. Том 8. ОTR по Варианту 5 – 4 x LM2500</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, General Electric) и отечественных производителей (РЭП-Холдинг, Авиадвигатель), поставляющих ГТУ этого класса мощности. По мнению Аудитора, список следовало бы дополнить, например, компанией Caterpillar Solar Turbines, ГТУ которой 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 ОБИИ не рассматривалась.</p> <p>Основные электротехнические и строительные решения соответствуют уровню лучших технических решений в российской и международной практике.</p>
11	Оценка качества и полноты расчетов стоимости строительства	ОБИИ. Тома 10-14. Сводные сметные расчеты	См. п. 6.
12	Выявление возможностей оптимизации предлагаемых технических решений	ОБИИ. Тома 4-8. Основные технические решения (по вариантам)	<p>Аудитор рекомендует:</p> <ul style="list-style-type: none"> • пересмотреть количество и мощность ПВК; • рассмотреть вопрос увеличения установленной мощности энергоблока ГТУ+КУ с одновременным уменьшением их количества; • применить котлы-утилизаторы без байпасных газодов; • 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 градирен; • отказаться от установки подготовки обессоленной воды для промывки компрессоров ГТУ (замечание учтено в окончательной версии ОБИИ); • принять температурный график теплосети 130/70 °С (вместо 115/70 °С), что позволит избежать необходимости в проведении реконструкции теплофикационного оборудования существующих потребителей, насосных станций смешения и ЦТП потребителей зоны теплоснабжения Артемовской ТЭЦ (замечание учтено в окончательной версии ОБИИ); • оптимизировать трассировку трубопровода теплосети от ГТУ-ТЭЦ в сторону г. Владивосток с точки зрения прохождения трассы по геодезическим отметкам (подробнее см. раздел 2-2 отчета);
13	Экспертная оценка предлагаемых технологических решений	ОБИИ. Тома 4-8. Основные технические решения (по вариантам) Проект предполагается реализовывать с использова-	Исходя из планируемой в ОБИИ величины установленной мощности ТЭЦ (63 ± 7 МВт и 285 ± 15 Гкал/ч), Аудитор подтверждает правильность выбранной технологии гене-

нием 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.

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).

Аудитору представляется избыточным рассмотрение на стадии ОБИИ шести вариантов со сходной единичной установленной мощностью ГТУ, пусть и от разных производителей. Например, в ОБИИ не рассмотрены варианты с установленной мощностью турбин около 30-40 МВт, а рассмотрение только турбин мощностью 14-21 МВт в ОБИИ не обосновано. Увеличение единичной установленной мощности могло бы снизить удельные капитальные затраты.

Аудитор обращает внимание, что титулом ОБИИ предусматривалось использование ГТУ GPB80D Kawasaki (8 шт.), а техническим заданием на разработку ОБИИ этот вариант выделялся в качестве основного. Вместе с тем, в ОБИИ этот вариант не рассмотрен, и обоснование такого решения отсутствует.

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 однотопливных 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 80 Гкал/ч, что сопоставимо с мощностью 2 ПВК, от установки которых можно было бы отказаться). Установка дополнительной поверхности нагрева и камеры дожигания в котле-утилизаторе ГТУ, согласно исследованиям Ивановского государственного энергетического университета, примерно на 30-50% дешевле устройства газовой котельной с дымовой трубой такой же тепловой мощности. Аудитор рекомендует Заказчику провести технико-

			экономическую проработку такого решения. Аудитор обнаружил в первоначальной версии ОБИн ряд существенных ошибок в расчете технико-экономических показателей. В окончательной версии ОБИн эти ошибки исправлены.
14	Оценка соответствия принятых технологических решений современному международному уровню развития технологий	ОБИн. Тома 4-8. Основные технические решения (по вариантам)	См. п. 10
15	Выявление возможностей для оптимизации предлагаемых технологических решений	ОБИн. Тома 4-8. Основные технические решения (по вариантам)	См. п.12
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	ОБИн. Том 16. Эффективность инвестиций	<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 ОБИн варианты показали экономическую эффективность инвестиций только при условии установления регулируемыми органами экономически обоснованных тарифов, Аудитор оценивает инвестиционные риски как очень высокие.</p> <p>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. <p>Технологические риски</p> <ul style="list-style-type: none"> • из рассмотренных в ОБИн вариантов ГТУ в двухтопливном исполнении могут быть поставлены Kawasaki, Siemens, Авиадвигатель. Возможность работы других ГТУ на газе и дизтопливе в ОБИн 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 ОБИн вариантов; • Трудности логистики при осуществлении сервисного обслуживания ГТУ (в особенности для вариантов 2, 4, 5, 5а) из-за относительной удаленности заводов-изготовителей от г. Артем. • Режим работы объекта, рассчитанного на покрытие переменной отопительной тепловой нагрузки с суточными и сезонными колебаниями, определяет повы-

шенные 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.

Неопределенность схем подключения к сети газоснабжения.

Этот риск состоит в нерешенности в ОБИН вопроса газоснабжения планируемой ТЭЦ. В материалах ОБИН есть письмо АО «Газпром газораспределение Дальний Восток», подтверждающее, что объект включен в перспективную схему газоснабжения, но в этом письме не указаны даже приблизительные сроки организации такого подключения с учетом расчетного расхода газа. С учетом того, что вероятным источником газа для перспективного газоснабжения региона является Южно-Киринское месторождение, разработка которого в условиях международных санкций практически невозможна, Аудитор рекомендует уделить проработке этого вопроса особое внимание на этапе проектирования.

В первоначальной версии ОБИН было указано, что у водоснабжающей организации нет возможности подключить Объект к водопроводу. Аудитор рекомендовал оптимизировать расчетный расход подпиточной воды и обновить запрос, после чего подтверждение возможности подключения к водопроводу было получено.

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 ОБИН 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. Заказ-

чику рекомендуется после проектирования объекта организовывать 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 ОБИИ.

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 продолжительность 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

		<p>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 ОБИИ 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.</p>
<p>17 Анализ целесообразности и технической возможности реализации инвестиционного проекта</p>	<p>ОБИИ. Том 16. 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>Три варианта набора оборудования №4, №5 и №5а предусматривают 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 варианты №4, №5 и №5а выглядят менее привлекательными. Предлагается эти варианты 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 6 рассмотренных в ОБИИ 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.</p> <p>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 ОБИИ ГТУ находятся на сравнимом уровне. Наихудший показатель электрического КПД – у Варианта 1. Авиационные ГТУ (вариант 3, вариант 5) 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</p>

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 выхлопе 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 %)

Одно из наиболее весомых преимуществ варианта №1 - возможность привлечения финансирования банков Японии, учитывая развитие российско-японский отношений, активное взаимодействие между ПАО «РАО ЭС Востока» с Kawasaki Heavy Industries ltd;

- вариант №3 выглядит более предпочтительным по следующим показателям:
- удельная стоимость установки;
- широкий диапазон рабочих температур наружного воздуха;

предположительно более устойчив к падению курса рубля. Вариант 1 единственный из рассмотренных в ОбИИ предполагает привлечение связанных иностранных инвестиций с пониженными кредитными ставками, что снижает его зависимость от наличия финансирования в российских источниках. К преимуществам варианта 1 также следует отнести минимальную удаленность от завода-изготовителя (отразится на оперативности и стоимости сервиса), относительно небольшую удельную стоимость строительства, небольшую величину удельного расхода топлива по отпуску тепловой энергии и хорошие экологические показатели.

По совокупности критериев, Аудитор рекомендует Заказчику выбрать для дальнейшего рассмотрения вариант 3 и вариант 1.

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.

	<ul style="list-style-type: none">- 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>		
18	<p>Оценка оптимальности выбора площадки для размещения объекта капитального строительства, с указанием экологических, техногенных, логистических рисков и рисков ресурсного обеспечения</p>	<p>Том 1. ОБИН. Выбор площадки Том 9. 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. При выборе участка под строительство учитывались существующие планировочные ограничения зоны санитарной охраны водохранилищ питьевого водоснабжения, зоны округов горно-санитарной охраны месторождения лечебных грязей залива «Угловое», военные территории и др. Также на территории городского округа и в его окрестностях, к настоящему времени, сохранилось богатое и разнообразное историко-культурное наследие.</p> <p>В административном отношении участок работ расположен г. Артем, в районе пос. Синяя Сопка на границе Артемовского и Владивостокского городских округов. (Приложение А).</p> <p>В соответствии с письмом администрации Артемовского городского округа от 06.10.2015 №25-20/759 отсутствуют варианты альтернативных площадок для размещения ГТУ-ТЭЦ Синяя Сопка в непосредственной близости от будущих потребителей тепловой энергии на территории Артемовского городского округа. В связи с чем альтернативные варианты размещения ГТУ-ТЭЦ (8 ГТУ GPB80D) не рассматриваются. В письме от</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 Артемовского городского округа.</p>

		06.10.2015 №25-18/758 (см. приложение Ч) администрация Артемовского городского округа подтверждает, что в проекте изменений генерального плана Артемовского городского округа площадка, планируемая для размещения ГТУ-ТЭЦ в районе «Синей Сопки» определена как зона производственного использования.	
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 Синяя Сопка 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 и вариант 1.</p> <p>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>

Генеральный директор ООО «ЭФ-ТЭК»

Adm Bedl

Д-р Берндт К.А.

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 Синяя Сопка

Вариант, производитель ГТУ	Установленная мощность (суммарная / единичная)		Состав оборудования
	электрическая, МВт	тепловая, Гкал/ч	
1 – Kawasaki	69,76 / 17,44	301,3 / 23,7 (КУ); 34,4 (ПВК)	4хГТУ+4хКУ+6хПВК
2 – РЭП-Холдинг	63,6 / 16	299,6 / 23,7; 34,4	4хГТУ+4хКУ+6хПВК
3 – Авиадвигатель	64 / 16,8	283,5 / 23,7; 34,4	4хГТУ+4хКУ+6хПВК
4 – Siemens	54,58 / 13,9	271,7 / 16,3; 34,4	4хГТУ+4хКУ+6хПВК
5 – GE	83,68 / 20,9	286,5 / 28,6; 34,4	4хГТУ+4хКУ+5хПВК
5а- GE	62,76 / 20,9	292,3 / 28,6; 34,4	3хГТУ+3хКУ+6хПВК

Варианты характеризуются:

- схожей установленной тепловой мощностью (285 ± 15 Гкал/ч),
- схожей установленной электрической мощностью (63 ± 7 МВт, кроме варианта 5),
- схожей единичной мощностью энергоблоков ГТУ (17 ± 4 МВт; 22 ± 6 Гкал/ч);
- одинаковой единичной мощностью ПВК (34,4 Гкал/ч);
- одинаковым набором основного оборудования (4хГТУ+4хКУ+6хПВК, за исключением вариантов 5 и 5а);
- одинаковым числом часов использования установленной электрической мощности (6000).

Установленная тепловая мощность в материалах ОБИИ обосновывается разработчиком величиной подключаемой к ТЭЦ тепловой нагрузки (270,39 Гкал/ч), которая складывается из потребителей Владивостокского и Артемовского городского округа. Обоснование величины спроса на тепловую энергию в первоначальной версии ОБИИ было проведено недостаточно, на что было указано Аудитором. В частности, отсутствовало обоснование перспективного спроса со стороны потребителей Артемовского городского округа (более трети от общей величины спроса на тепловую энергию от Объекта), а также обоснование спроса со стороны существующих потребителей, получающих тепловую энергию у других источников. В окончательной версии ОБИИ указанное замечание в целом снято. Аудитор рекомендует проработать этот вопрос более подробно на этапе проектирования.

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

Обоснование величины спроса на электрическую энергию в первоначальной версии ОБИИ было проведено недостаточно, на что было указано Аудитором. Величина ЧЧУМ 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 ОБИИ 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 Артемовского 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: на Артемовский городской округ (п. Угловое и г. Артём) и Владивостокский городской округ (п. Трудовое и мкр. Синяя Сопка).

К ГТУ-ТЭЦ планируется подключение следующих потребителей:

- во Владивостокском городском округе (ВГО):
 - п. Трудовое (потребители котельных МУПВ «ВПЭС» №8, 9, 42, 39, 59, 11 (12)) – 46,48 Гкал/ч (с учетом потерь);
 - новый мкр. Синяя Сопка – 128,06 Гкал/ч;
- в Артемовском городском округе (АГО):
 - п. Угловое (потребители котельных КГУП «Примтеплоэнерго»: «Металлобаза», «Подгороденка», «Общежитие», «Угловое», №4, №4.1, «Средняя школа №35», «Сахалинская», «Бауманская») – 30,12 Гкал/ч;
 - часть нагрузки г. Артем (потребители Артемовской ТЭЦ) в размере 59,93 Гкал/ч (дефицит).

Согласно ОБИН, данные о перспективном потреблении ГТУ-ТЭЦ Синяя Сопка получены из схем теплоснабжения Владивостокского и Артемовского городских округов. Суммарная тепловая нагрузка ГТУ-ТЭЦ составит на 1-ю очередь – 148,56 Гкал/ч; на обе очереди – 264,59 Гкал/ч (с учетом потерь).

Аудитор отмечает, что перспективные тепловые нагрузки по потребителям Владивостокского городского округа, подключаемые к ГТУ-ТЭЦ, соответствуют данным утвержденной схемы теплоснабжения ВГО. Перспективные тепловые нагрузки по потребителям ГТУ-ТЭЦ в Артемовском городском округе (суммарно около 90 Гкал/ч, или 34% от суммарной нагрузки ТЭЦ) в первоначальной версии ОБИН не были обоснованы. В окончательной версии ОБИН указанный недостаток был устранен.

Аудитор обращает внимание Заказчика, что 76 Гкал/ч, или 29% от суммарной нагрузки ТЭЦ составляют потребители существующих котельных, принадлежащих унитарным предприятиям МУПВ «ВПЭС» и КГУП «Примтеплоэнерго». Переключение нагрузки от котельных на ТЭЦ возможно будет осуществить только в случае, если эти предприятия примут решение о выводе котельных в резерв или на консервацию. Переключение нагрузки от котельных МУПВ «ВПЭС» является одним из вариантов развития схемы теплоснабжения ВГО, согласованных администрацией городского округа. В окончательной версии ОБИН имеется подтверждение того, что региональная администрация согласна с этим вариантом.

Для передачи тепловой нагрузки от новой ТЭЦ до существующих и перспективных потребителей Владивостокского и Артемовского городских округов в рамках ОБИН рассматривается строительство двух тепломагистралей суммарной протяженностью 20,048 км, из них для вывода на ВГО 7728 п.м. (в т.ч. надземная прокладка - 1475 п.м., канальная прокладка - 6253

п.м.), для вывода на АГО 12320 п.м. (в т.ч. надземная прокладка - 802 п.м., канальная прокладка – 11 518 п.м). В ОБИН приведены данные по предварительной трассировке трубопровода и результаты гидравлических расчетов на расчетный, статический и летний гидравлические режимы.

Регулирование отпуска тепла в ОБИН принято центральное качественное по отопительному графику 130/70°С, в летний период 70/40°С. Система теплоснабжения - закрытая. Присоединение потребителей тепла предусматривается в ОБИН по независимой схеме. Режим работы тепловых сетей круглосуточный в течение всего года, за исключением 14 суток ремонтного периода в летнее время.

Замечания Аудитора:

- В составе ОБИН отсутствует обоснование величины переключаемой нагрузки 59,93 Гкал/ч Артемовской ТЭЦ на проектируемую ГТУ-ТЭЦ. Рекомендуется на последующих этапах проектирования разработать перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки г. Артем, на основании которых сделать вывод об объеме переключаемой нагрузки;
- Аудитор обращает внимание Заказчика, что 76 Гкал/ч, или 29% от суммарной нагрузки ТЭЦ составляют потребители существующих котельных, принадлежащих унитарным предприятиям МУПВ «ВПЭС» и КГУП «Примтеплоэнерго». Переключение нагрузки от котельных на ТЭЦ возможно будет осуществить только в случае, если эти предприятия примут решение о выводе котельных в резерв или на консервацию.
- Аудитор считает неоптимальной выбранную в ОБИН трассировку трубопровода от ГТУ-ТЭЦ в сторону г. Владивосток с точки зрения прохождения трассы по геодезическим отметкам. Например, на расстоянии 960-970 м по трассе от ГТУ-ТЭЦ геодезическая отметка составляет 55 м, при этом незначительным переносом трассы можно достичь снижения локального геодезического максимума до 43 м. Геодезические отметки на координате 3300 м по трассе согласно приведенным пьезометрам составляют 62 м. В действительности, по информации Аудитора, в указанной точке отметка земли достигает 73 м. Незначительным переносом трассы можно достичь снижения отметки до 53 м.
- Аудитор отмечает, что разработанная СВТМ не согласована с АО «ДГК» филиалом «Приморские тепловые сети», что противоречит техническому заданию на разработку ОБИН.

2.3. Анализ схемы выдачи электрической мощности

В рамках проработки схемы выдачи электрической мощности (СВЭМ) разработчиком ОБИН решались задачи:

- оценка существующего состояния энергосистемы Приморского края, анализ современного и перспективного баланса мощности и электроэнергии Приморского края до 2022 г.;
- обоснование величин установленной электрической мощности ГТУ-ТЭЦ (суммарной), количества энергоблоков и их единичной мощности;
- обоснование величины числа часов использования установленной мощности;
- вариантная разработка решений по СВЭМ.

Варианты СВЭМ разработаны в соответствии со следующими документами:

- Правила устройства электроустановок (ПУЭ), действующее издание;
- «Методические рекомендации по проектированию развития энергосистем», утвержденные приказом Минэнерго России от 30.06.2003 № 281;

- «Методические рекомендации по определению предварительных параметров выдачи мощности строящихся (реконструируемых) генерирующих объектов в условиях нормальных режимов функционирования энергосистемы, учитываемых при определении платы за технологическое присоединение таких генерирующих объектов к объектам электросетевого хозяйства», утвержденные приказом Минэнерго России от 30.04.2008 г. № 216.

В ОБИН рассмотрены четыре варианта СВЭМ (табл. 4).

Таблица 5. Характеристика вариантов СВЭМ

Вариант	Состав СВЭМ
Вар. 1, 110 кВ	<ul style="list-style-type: none"> • строительство КРУЭ 110 кВ ГТУ-ТЭЦ с установкой 8 ячеек выключателей; • установка четырех силовых трансформаторов 110/10 кВ мощностью 25 МВА на ГТУ-ТЭЦ; • строительство двух участков КЛ 110 кВ от ГТУ-ТЭЦ до пересечения с ВЛ 110 кВ АТЭЦ - Промузел с образованием КВЛ 110 кВ ГТУ-ТЭЦ - АТЭЦ (после ввода ПС 220 кВ Артем КВЛ 110 кВ ГТУ-ТЭЦ - Артем) и КВЛ ГТУ-ТЭЦ - Промузел сечением 185 мм², протяженностью 3 км каждый; • строительство КЛ 110 кВ ГТУ-ТЭЦ - Западная сечением 185 мм² протяженностью 3,5 км; • расширение РУ 110 кВ ПС 110 кВ Западная на 1 линейную ячейку
Вар. 2, 110 кВ (основной)	<ul style="list-style-type: none"> • строительство КРУЭ 110 кВ ГТУ-ТЭЦ с установкой 8 ячеек выключателей; • установка четырех силовых трансформаторов 110/10 кВ мощностью 25 МВА на ГТУ-ТЭЦ; • строительство двух КЛ 110 кВ ГТУ-ТЭЦ - Западная сечением 185 мм² протяженностью 3,5 км каждая; • расширение ПС 110 кВ Западная на 2 линейные ячейки. • строительство КЛ 110 кВ ГТУ-ТЭЦ - Артем сечением 185 мм² протяженностью 1,5 км; • расширение РУ 110 кВ ПС 110 кВ Артем на 1 линейную ячейку.
Вар. 3, 35 кВ	<ul style="list-style-type: none"> • строительство РУ 35 кВ ГТУ-ТЭЦ с установкой 9 ячеек выключателей 35 кВ; • установка четырех силовых трансформаторов 35/10 кВ мощностью 25 МВА на ГТУ-ТЭЦ; • строительство четырех КЛ 35 кВ сечением 300 мм² от РУ 35 кВ ГТУ-ТЭЦ до ПС 110 кВ Западная протяженностью 3,5 км (два кабеля в одной траншее); • реконструкция ПС 110 кВ Западная с расширением РУ 35 кВ на 4 линейные ячейки. • строительство КРУЭ 220 кВ ГТУ-ТЭЦ с установкой 8 ячеек выключателей 220 кВ; • установка четырех силовых трансформаторов 220/10 кВ мощностью 25 МВА на ГТУ-ТЭЦ; • строительство двух одноцепных заходов на ВЛ 220 кВ Артем - Волна протяженностью 0,3 км с образованием КВЛ 220 кВ ГТУ-ТЭЦ - Артем и КВЛ 220 кВ ГТУ-ТЭЦ - Волна. Заходы предусмотрены в кабельном исполнении сечением кабеля 400 мм²; • строительство КЛ 220 кВ ГТУ-ТЭЦ - Артем сечением 400 мм² протяженностью 1,5 км; • расширение РУ 220 кВ Артем на две линейные ячейки
Вар. 4, 220 кВ	<ul style="list-style-type: none"> • строительство КРУЭ 220 кВ ГТУ-ТЭЦ с установкой 8 ячеек выключателей 220 кВ; • установка четырех силовых трансформаторов 220/10 кВ мощностью 25 МВА на ГТУ-ТЭЦ; • строительство двух одноцепных заходов на ВЛ 220 кВ Артем - Волна протяженностью 0,3 км с образованием КВЛ 220 кВ ГТУ-ТЭЦ - Артем и КВЛ 220 кВ ГТУ-ТЭЦ - Волна. Заходы предусмотрены в кабельном исполнении сечением кабеля 400 мм²; • строительство КЛ 220 кВ ГТУ-ТЭЦ - Артем сечением 400 мм² протяженностью 1,5 км; • расширение РУ 220 кВ Артем на две линейные ячейки

Расчеты электрических режимов выполнены на периоды:

- ввод первых трех агрегатов (2016 год);
- выход на полную мощность (2017 год);
- перспектива 5 лет после ввода последнего планируемого энергоблока (2022 год).

Аудитор отмечает, что эти периоды не соответствуют приведенным в разделе ПОС ОБИН (ввод первой очереди в 2018 году, ввод второй очереди в 2029 году).

Выбор оптимального варианта схемы выдачи мощности ГТУ-ТЭЦ произведен по критерию минимальных приведенных затрат на реализацию. Разработчиком ОБИН рекомендован к применению Вариант 2.

Перечень планируемых к вводу электросетевых и генерирующих объектов энергосистемы Приморского края 110 кВ и выше принят в соответствии со следующими документами:

- Схема и программа развития Единой энергетической системы России на 2014-2020 гг. (утв. Приказом Минэнерго России № 495 от 01.08.2014 г. (далее - СиПР ЕЭС России 2014-2020 гг.);
- Инвестпрограмма ОАО «ФСК ЕЭС» на 2015-2019 гг. (утв. Приказом Минэнерго России №807 от 31.10.2014 г. (далее - ИП ОАО «ФСК ЕЭС»))

- Инвестпрограмма филиала ОАО «ДРСК» «Приморские ЭС» на 2013-2017 гг. (утв. Постановлением Департамента по тарифам Приморского края №58/5 от 09.10.2013 г. (далее - ИП ОАО «ДРСК»)

Замечания Аудитора:

- Периоды для расчета режимов подобраны без согласования с планируемыми в ОБИИ сроками ввода в эксплуатацию ТЭЦ. Аудитор рекомендует скорректировать выбранные периоды с учетом рекомендаций, изложенных в разделе «Анализ обоснованности графика реализации проекта» (п. 2.8 настоящего отчета).
- Вариант СВЭМ на напряжение 35 кВ был разработан на основании письма ОАО «ДРСК» от 23.04.2015г. №15-02/02-125/2038. Аудитор отмечает, что в соответствии с нормативными документами¹, при суммарной мощности электростанции свыше 30 МВт ЛЭП должны соединять РУ электростанции с узловыми подстанциями высшим классом напряжения 110 или 220 кВ с присоединением по высшему классу напряжения не менее трех линий электропередач. Таким образом, выдача мощности на 35 кВ не допускается, и этот вариант не может быть принят к рассмотрению.
- Аудитор обращает внимание, что по всем вариантам СВЭМ предполагается расширение РУ 35 кВ и выше на обратных концах, но, согласно письму ОАО «ДРСК», «ПЭС», от 14.01.2015г. №122-12-15, расширение в районе п. Синяя Сопка невозможно без дополнительного выделения (в собственность или в аренду) филиалу земельных участков в непосредственной близости от расширяемых центров питания. Это обстоятельство накладывает дополнительные финансовые затраты и создает технические риски для проекта.
- Аудитор рекомендует актуализировать СВЭМ в соответствии с Приказом Министерства энергетики РФ от 9 сентября 2015 г. N 627 "Об утверждении схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2015-2021 годы" перед ее согласованием с СО ЕЭС.

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

2.4.1. Анализ обоснования выбора площадки строительства

В ОБИИ рассматривается только одна площадка под размещение ГТУ-ТЭЦ, т.к. других альтернативных площадок, по мнению разработчика ОБИИ, в этом районе нет. При этом в первоначальной версии ОБИИ не было представлено обоснование указанного решения. В окончательной версии ОБИИ представлено письмо региональной администрации, из которого следует, что альтернативных площадок, удобных с точки зрения выдачи мощности, не имеется.

В административном отношении участок работ расположен г. Артем, в районе пос. Синяя Сопка на границе Артемовского и Владивостокского городских округов. Площадка предполагаемого строительства расположена на не застроенной территории. Ближайшая жилая зона (коттеджный посёлок) расположен на западе от площадки на расстоянии 250 м от неё. На расстоянии 200 м на севере от площадки находятся СНТ «Южное» садоводство практически заброшено, на юге на расстоянии 50 м за грунтовой дорогой – кладбище, на юго-западе на расстоянии 100 м – территория крематория «На Угловой». К северо-западу от площадки на расстоянии 50 м проходит ЛЭП 110 кВ. На юге в пределах землеотвода размещается несанкционированная свалка мусора площадью ~ 0,024 га. С севера-запада, юго-запада и северо-востока площадка ограничена существующими грунтовыми дорогами местного значения с не-

¹ Методические рекомендации по определению предварительных параметров выдачи мощности строящихся (реконструируемых) генерирующих объектов в условиях нормальных режимов функционирования энергосистемы, учитываемых при определении платы за технологическое присоединение таких генерирующих объектов к объектам электросетевого хозяйства. Утв. приказом Минэнерго России от 30.04.2008 г. № 216, п. 12

значительным транспортным потоком. За пределами площадки на расстоянии 30-50 м протекает безымянный ручей.

Согласно утвержденным правилам землепользования и застройки, эта территория, планируемая под основную площадку ГТУ-ТЭЦ, относится к зоне рекреационного назначения (Р) – зона городского озеленения. Для размещения на данной территории ГТУ-ТЭЦ необходимо провести работы по внесению соответствующих изменений в документацию по планировке территории Артемовского городского округа по изменению зоны «городского озеленения» на зону «производственно-коммунальных объектов III класса». 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. В окончательной версии ОБИИ есть сведения о том, что в новом проекте генерального плана назначение площадки изменено на «земли промышленного использования».

С целью определения оптимального местоположения проектируемого объекта в г. Артем, в районе пос. Синяя Сопка, разработчиком ОБИИ 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 266 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.

Разработчик ОБИИ 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 ОБИИ не выполнил требования п 15.1 Технического задания «Обеспечить согласование выбранных земельных участков со всеми заинтересованными организациями, включая землепользователей (акт выбора земельного участка)», а также п. 15.3 «Вариантная проработка площадок строительства».

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

Земельный участок, планируемый под строительство ГТУ-ТЭЦ, имеет пологую слабоволнистую поверхность, изрезан оврагами и покрыт травянистой растительностью. Абсолютные отметки колеблются от 20,04 до 48,68 м. На площадке строительства в существующих природотехногенных условиях получили развитие следующие геологические процессы и явления: оврагообразование, сезонное промерзание, пучение грунтов слоя сезонного промерзания-оттаивания.

Перед началом проектирования разработчик ОБИИ провел выбор наиболее приемлемого варианта по размещению площадки в зоне разрешенного использования. Тем не менее, в зоне размещения главного корпуса наблюдаются следы оврагообразования, что, по мнению Аудитора, потребует обратить особое внимание при производстве инженерно-геологических изысканий и проектировании фундаментов на последующих стадиях проектирования.

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. 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 ОБИИ не представлена характеристика площадки размещения объекта с учетом обеспечения сырьевыми ресурсами, транспортными коммуникациями, инженерными сетями и другими объектами инженерной инфраструктуры (п.15.8 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.
- В приложении Ж к Тому 1 ОБИИ показаны точки подключения к внешней инфраструктуре, однако не указана протяженность трасс.

2.4.3. Анализ конструктивных решений

Предложенные в ОБИИ конструктивные 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 – CO;
- 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. Междуетажные перекрытия площадок обслуживания предусмотрены из монолитного железобетона. Наружные стены здания запроектированы из трехслойных металличе-

ских 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.

Замечания Аудитора к первоначальной версии ОБИн:

- В пояснительной записке к ОБИн сказано, что главный корпус сообщается с административно - бытовым корпусом переходной галереей. На схеме генплана административно-бытовой корпус расположен на расстоянии удалении от главного корпуса. Разъяснить, как будет проходить переходная галерея.
- В пояснительной записке к ОБИн сказано, что здание насосной дизтоплива со складом масла состоит из двух объемов. Первый блок с размерами в осях 27,0х12,0м. Второй блок с размерами в осях 12,0х12,0м. На схеме генплана изображена насосная дизтоплива со складом масла (поз.25) размером 27,0х12,0м. Исправить.

В окончательной версии ОБИн указанные замечания, в целом, были устранены.

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 ОБИн величины установленной мощности ТЭЦ (63 ± 7 МВт и 285 ± 15 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 провел анализ тепловых схем, представленных в ОБИн для каждого варианта.

На тепловой схеме не указаны следующие системы:

- система подогрева циклового воздуха ГТУ в режимах низких температур (антиобледенительная система);
- системы охлаждения (отвода теплоты) от вспомогательного оборудования ГТУ-ТЭЦ;
- дожимная компрессорная станция.

Тепловые схемы ГТУ-ТЭЦ по вариантам не согласованы с АО «ДГК», что противоречит техническому заданию на разработку ОБИн.

2.5.2. Анализ решений по газотурбинному оборудованию

В составе ОБИн рассмотрены ГТУ ведущих мировых (Kawasaki, Siemens, General Electric) и отечественных производителей (РЭП-Холдинг, Авиадвигатель), поставляющих ГТУ этого класса мощности. По мнению Аудитора, список следовало бы дополнить, например, компанией Caterpillar Solar Turbines, ГТУ которой уже работают в России. Вместе с тем, Аудитору

представляется избыточным рассмотрение на стадии ОБИН шести вариантов со сходной единичной установленной мощностью ГТУ, пусть и от разных производителей. Например, в ОБИН не рассмотрены варианты с установленной мощностью турбин около 30-40 МВт, а рассмотрение только турбин мощностью 14-21 МВт в ОБИН не обосновано (подробнее см. раздел 2-2 настоящего отчета). Увеличение единичной установленной мощности могло бы снизить удельные капитальные затраты.

Аудитор обращает внимание, что титулом ОБИН предусматривалось использование ГТУ GPB80D Kawasaki (8 шт.), а техническим заданием на разработку ОБИН этот вариант выделялся в качестве основного. Вместе с тем, в ОБИН этот вариант не рассмотрен, и обоснование такого решения отсутствует.

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%).

Все характеристики ГТУ, рассмотренных в составе ОБИН, 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 ОБИН 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 ОБИН это замечание было устранено.

Сравнение ГТУ в составе первоначальной версии презентации к ОБИН 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 35,8 тыс.руб./кВт, что было ниже аналогичного показателя Siemens. На момент начала проведения ТЦА (середина августа 2015) это ниже показателей Siemens, General Electric 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.

Компоновочные решения (расположение площадок ГТУ и КУ на одной оси либо на перпендикулярных) приняты различными для различных вариантов без обоснования такого решения.

Аудитор обращает внимание, что только ГТУ Siemens, Kawasaki и «Авиадвигатель» в ОБИН рассматриваются в двухтопливном исполнении (газ и дизельное топливо). По турбинам других производителей 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 однопаливных ГТУ в проекте противоречит выбранной в ОБИИ схеме топливоснабжения.

2.5.3. Анализ решений по котельному оборудованию

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

В ОБИИ 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 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 80 Гкал/ч, что сопоставимо с мощностью трех ПВК, от установки которых можно было бы отказаться). Установка дополнительной поверхности нагрева и камеры дожигания в котле-утилизаторе ГТУ, согласно исследованиям Ивановского государственного энергетического университета, примерно на 30-50% дешевле устройства газовой котельной с дымовой трубой такой же тепловой мощности. Аудитор рекомендует Заказчику провести технико-экономическую проработку такого решения.

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

Выбор пиковых водогрейных котлов в ОБИИ осуществлен по номинальной тепловой мощности около 30-50 Гкал/ч и температурному графику 130/70 °С. Аудитор считает выбор ПВК необоснованным по следующим причинам:

- тепловая нагрузка ПВК (суммарная и единичная) в ОБИИ не обоснованы (см. раздел 2.2 отчета) и рассчитаны неточно;
- не рассмотрены котлы других производителей с номинальным графиком 130/70 °С.

В ОБИИ предусмотрена установка 2 котлов «Термотехник» ТТ100-01 мощностью 2,5 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:

- число часов использования установленной электрической мощности для всех вариантов принято равным 6000, что не обосновано (подробнее см. раздел 2.3 отчета) (замечание устранено в окончательной версии ОБИИ);
- 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 ОБИИ)
- значения номинальной тепловой мощности котлов-утилизаторов, принятые в расчете для вариантов 1, 2, 3, 5 и 5а (а также указанные в пояснительной записке к ОБИИ в таблице 8.1.1. как «Тепловая мощность на выхлопе ГТУ»), не соответствуют значениям из технических предложений поставщика КУ и значениям, использованным для расчета установленной тепловой мощности ТЭЦ. Это приводит к ошибкам в определении доли тепловой энергии, вырабатываемой на КУ; (замечание устранено в окончательной версии ОБИИ)

- 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 1013 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)
- оценка затрат электроэнергии на собственные нужды в расчете по Варианту 2, переданном в файле *.xlsx, не соответствует расчету в составе ОБИН; (замечание устранено в окончательной версии ОБИН)
- в составе ОБИН не представлено обоснование величины собственной отопительной нагрузки и нагрузки ГВС ГТУ-ТЭЦ (5,8 Гкал/ч, что составляет 2% от установленной тепловой мощности ТЭЦ). По данным Аудитора, указанное значение в зависимости от типа и мощности ТЭЦ, как правило, составляет 0,1– 1% от установленной тепловой мощности; (замечание устранено в окончательной версии ОБИН)
- доля затрат электроэнергии на собственные нужды в файле *.xlsx во всех вариантах принята одинаковой без обоснования такого решения. В расчете не учтено, 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). Рекомендуется учесть этот факт при дальнейшем проектировании.

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 ОБИН рекомендован вариант выдачи мощности ГТУ по одной кабельной линии 110 кВ на ПС 220 кВ Артем и по двум кабельным линиям 110 кВ на ПС «Западная». Состав основного технологического оборудования приведен в табл. 2-2.

По составу основного электротехнического оборудования, варианты аналогичны: во всех вариантах предполагается использовать генераторы напряжением 10,5 кВ с бесщеточной системой возбуждения, которые входят в объем поставки ГТУ.

Аудитором проанализированы решения по системе собственных нужд и установкам постоянного оперативного тока. Решения для всех вариантов приняты аналогичными.

В ОБИН во всех вариантах в качестве распределительного устройства 110 кВ предполагается строительство КРУЭ-110 кВ. Этот вариант является более предпочтительным по сравнению с ОРУ, так как соответствует технической политике Заказчика и позволяет разместить распределительное устройство на ограниченной площадке.

Резервное питание предполагается осуществить с помощью аварийного дизель-генератора 6 кВ мощностью 3 МВт. Обоснование мощности дизель-генератора в составе ОБИН отсутствует. Кроме того, не представлено технико-экономическое сравнение такого решения с вариантом подключения резервного трансформатора собственных нужд к шинам близлежащей подстанции 110 кВ.

Замечания Аудитора:

- применение дизель-генератора для резервного питания не обосновано технико-экономическим сравнением с вариантом подключения резервного трансформатора собственных нужд к шинам близлежащей подстанции 110 кВ;
- в ОБИН не представлены компоновки КРУЭ 110 кВ и пристанционного узла с установкой силовых трансформаторов (рекомендуется учесть это при проектировании)

- указанное в тексте ОБИн количество ячеек с выключателями не соответствует главной схеме в части РУ 110 кВ. КРУЭ-110 кВ включает в себя 9 ячеек с выключателями (в тексте указано 8 ячеек);
- Аудитор рекомендует привести рекомендации по применяемой на генераторном оборудовании системе возбуждения и АРВ, для исключения рисков выбора несоответствующего генераторного оборудования.

2.7. Анализ обоснованности графика реализации проекта

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

В составе раздела «План организации строительства» ОБИн рассмотрены 5 вариантов продолжительности строительства основных объектов согласно СНиП 1.04.03-85* «Нормы продолжительности строительства и задела в строительстве предприятий, зданий и сооружений», часть II раздел 3.2* с использованием метода экстраполяции, а также исходя из стоимости строительного-монтажных работ.

Очередность строительства в каждом из 5 вариантов разделена на 2 этапа. Начало СМР 1-го этапа предусмотрено с 01.08.16 г.

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 Аудитора, период, предшествующий строительной стадии, составит не менее 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 01.09.15, то начало строительного-монтажных работ будет возможно не ранее 01.10.16, а пуск 1-й очереди – не ранее 2019 года.

Начало второго этапа указано в таблице 1.1. «Распределение по годам строительства» в 2029 году, т.е. через 10 лет после окончания строительства 1-го этапа в 2018 г. Аудитор рекомендует предусмотреть на чертежах 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 ОБИн, предусмотрев в нем следующие дополнительные виды работ, важные для успешной реализации Проекта:

- Выбор окончательного варианта ОБИн для реализации, получение одобрения финансирования;
- заключение договора на поставку основного оборудования, его изготовление и поставка на стройплощадку (учесть, что заводы-производители ГТУ в различных вариантах располагаются в Японии, США, 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;
- согласование ОБИн третьими лицами, ДЗО/ВЗО заказчика, регулирующими органами;

- экспертиза проектной документации, исправление замечаний экспертизы.

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 по вспомогательному оборудованию и инженерным системам ТЭЦ

2.8.1. Анализ решений по топливоснабжению

Основным топливом для Проекта в ОБИН предусматривается природный газ сахалинских месторождений, резервным и аварийным – дизельное топливо. В материалах ОБИН имеется письмо газоснабжающей организации, в котором указано, что строительство ГТУ-ТЭЦ Синяя Сопка учтено перспективной Схемой газоснабжения и газификации муниципальных районов Приморского края.

По информации Аудитора, основным источником газа для газификации предполагается Южно-Киринское месторождение (Сахалин-3), освоение которого может быть затруднено из-за санкционных ограничений. Это обстоятельство создает серьезный риск для проекта в целом, Аудитор рекомендует заказчику получить дополнительные гарантии от поставщиков газа на этапе проектирования. К

В ОБИН предусматривается различное количество баков запаса дизельного топлива – 3х3000 м³ для вариантов 1,4 и 2х2000 м³ для вариантов 2,3,5. Обоснование этого решения отсутствует, расчет необходимой емкости баков не приведен.

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 07.05.2015г. № 11-17/3162 (Приложение Т), техническая возможность подключения ГТУ-ТЭЦ пос. Синяя Сопка от существующей системы водоснабжения г. Владивостока отсутствует, так как не завершено строительство станции очистки воды по объекту «Строительство объектов обеспечения населенных пунктов Приморского края из подземных источников Пушкинского месторождения». На дату письма (07.05.2015) источник финансирования, сроки проектирования и строительства не определены.

Разработчик ОБИН рекомендовал (в первоначальной версии ОБИН) рассмотреть варианты обеспечения ГТУ-ТЭЦ пос. Синяя Сопка водой питьевого качества на дальнейшей стадии проектирования. Аудитор обнаружил здесь критический риск для Проекта и рекомендовал оптимизировать расчетный расход воды, после чего повторно запросить водоснабжающую организацию. В окончательной версии ОБИН приведено письмо с подтверждением возможности технологического подключения.

Замечание Аудитора:

- схема водоснабжения и водоотведения ТЭЦ не согласована с водоснабжающей организацией, что противоречит техническому заданию на разработку ОБИН;

2.8.3. Анализ решений по охлаждению оборудования ТЭЦ

Замечание Аудитора:

- во всех вариантах, рассмотренных в составе ОБИН, 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;

- рекомендуется указать обоснованные системы охлаждения оборудования ТЭЦ на тепловых схемах для всех рассмотренных вариантов.

2.8.4. Анализ решений по водоподготовке

Замечания Аудитора:

- в ОБИ не предусмотрена установка баков запаса деаэрированной воды, что противоречит СП 124.13330.2012;
- В ОБИ предусмотрена установка по производству обессоленной воды производительностью 3 т/ч. Данное решение не обосновано, не рассмотрен вариант периодической поставки на Объект обессоленной воды от проектируемой Владивостокской ПГУ-ТЭЦ (например, для варианта 4 периодичность промывки около 4 раз в год, необходимый объем воды не более 200 литров на все ГТУ) (учтено в окончательной версии ОБИ).

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

Замечания Аудитора:

- В составе ОБИ 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 2,5 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 ОБИ 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 °С.

2.8.6. Анализ решений по АСУТП

Замечания Аудитора:

- в структурной схеме АСУ ТП ГТУ-ТЭЦ рекомендуется дополнить подключение шкафов РЗА электрического оборудования, оборудование мониторинга трансформаторов. При отсутствии отдельного оборудования мониторинга выполнить его описание в АСУ ТП.
- в тексте пояснительной записки к ОБИ (п.9.4.6) дополнить описание типов датчиков электрических измерений, принятых в качестве аналогов.

- в тексте пояснительной записки к ОБИН (п.9.1.3) «Условные обозначения» привести в соответствие обозначение ГЦУ с принятой в ПЗ (ЦЦУ).
- В ОБИН указано, что объем измерений в электротехнических устройствах определяется РД 34.35.101-88. Данный документ в настоящее время не действует, необходимо руководствоваться Методическими указаниями по объему технологических измерений, сигнализации, автоматического регулирования на тепловых электростанциях СО 34.35.101-2003.

2.8.7. Анализ решений по РЗА и ПА

Замечания Аудитора:

- привести в соответствие схемы №004N10100F-00UXN-0401-ТС (приложение П, Р, С) с главной схемой, на которой выполнены 3 отходящие КЛ 110кВ, а также указать направление 2-х КЛ на ПС «Западная». (исправлено в окончательной редакции ОБИН)
- показать в схеме №004N10100F-00UXN-0401-ТС «КРУЭ 110кВ. Релейная защита и автоматика. Противоаварийная автоматика. Схема распределения устройств ИТС по обмоткам ТТ и ТН» в цепях блоков генератор – трансформатор защиты трансформаторов, а не блоков генератор-трансформатор, т.к. в составе ГТУ имеется защита генератора, поставляемая вместе с оборудованием ГТУ. Целесообразно установка защит трансформатора и отдельной ДЗТ блока генератор-трансформатор. (исправлено в окончательной редакции ОБИН)
- учесть в тексте пояснительной записки к ОБИН (таблицы 16.2, 16.3 оборудования РЗ) оборудование РЗ для третьей КЛ 110кВ в соответствии с главной схемой (исправлено в окончательной редакции ОБИН)
- выполнить в схеме №004N10100F-00UXN-0401-ТС «КРУЭ 110кВ. Релейная защита и автоматика. Противоаварийная автоматика. Схема размещения устройств РЗ и А и ПА в сети 110кВ» размещение шкафов с устройствами РЗА, поскольку стоимостные показатели определяются шкафами РЗА. (исправлено в окончательной редакции ОБИН)
- рассмотреть возможность использования отдельного терминала для управления выключателем ШСВ 110кВ для повышения надежности схемы. В тексте пояснительной записки к ОБИН п. 16.1.3.4 «Релейная защита ШСВ 110 кВ» ОБИН 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. (исправлено в окончательной редакции ОБИН)
- рассмотреть возможность установки терминалов АУВ присоединений 110кВ в одном шкафу для 2-х присоединений для сокращения стоимости оборудования РЗА станции (п. 16.1.3.5 пояснительной записки). (исправлено в окончательной редакции ОБИН)
- уточнить в таблице п. 16.1 пояснительной записки к ОБИН количество шкафов защит с устройствами РЗА, т.к. расчет стоимости РЗА определяется количеством шкафов, которое возможно сократить для АУВ выключателей 110кВ. (исправлено в окончательной редакции ОБИН)
- дополнить таблицу пояснительной записки к ОБИН п. 16.1 «Состав устройств релейной защиты и автоматики» защитами трансформаторов блоков и резервного трансформатора. (исправлено в окончательной редакции ОБИН)
- уточнить в таблице пояснительной записки к ОБИН п. 16.2 количество шкафов АУВ с учетом возможности установки в один шкаф 2-х устройств АУВ линий 110кВ. (исправлено в окончательной редакции ОБИН)
- дополнить ПА шкафами АЛАР, которые отсутствуют в тексте пояснительной записки ОБИН п. 16.2 «Противоаварийная автоматика» и необходимыми для выявления и ликвидации асинхронных режимов при снижении уровня возбуждения (потери возбуждения) генератора.

- дополнить таблицу ПЗ п.16.4 ПА 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 "ДРСК", ОАО "АТС", мэрией г. Артема, энергопринимающими, газо- и водоснабжающими организациями). В соответствии с Техническим заданием на разработку ОБИН, указанные согласованные схемы должны были быть предоставлены.

2.8.9. Анализ решений по СОТИ ААССО

Аудитор отмечает, что в составе ОБИН отсутствуют

- схема СОТИ и АССО в пределах ограждения ГТУ-ТЭЦ,
- 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 "ДРСК" ОАО "АТС", мэрии г. Артема энергопринимающими, газо- и водоснабжающими организациями);
- описание решений по передаче телеинформации от ГТУ-ТЭЦ в АС Приморского РДУ.

В соответствии с Техническим заданием на разработку ОБИН, указанные согласованные схемы должны были быть предоставлены.

2.8.10. Анализ решений по сетям связи

Аудитор отмечает, что в составе ОБИН отсутствуют

- описание оборудования внешней сети (уровня доступа и транспортного уровня).
- перечень оборудования на базе технических средств П-166
- 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);
- 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;
- указание способа прокладки оптического кабеля для организации релейной защиты между ГТУ-ТЭЦ Синяя Сопка и ПС Артем;
- описание решений по организации резервирования каналов (см. п. 6.7, Техническая политика ОАО «РАО Энергетические системы Востока» на период до 2020 г.);
- схема ЛВС ГТУ-ТЭЦ, а также согласование схемы с заинтересованными организациями (ОАО "ДГК", ОДУ Востока, МЭС Востока, ОАО "ДРСК" ОАО "АТС", мэрии г. Артема энергопринимающими, газо- и водоснабжающими организациями).

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 12.1.2.1);
- 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

2020 г». 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 12.1.3);

- 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 12.1.3);
- необоснованно указаны требования к резервированию каналов связи для часофикации, административно-хозяйственной и громкоговорящей связи, т.к. данные системы относятся к внутриобъектовым (пункт 12.3.2);
- 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».

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 106 человек. 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. Анализ исходных данных, использованных при разработке сметных решений

Для оценки сметных решений 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;
- 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:

- ВЛ 220 кВ Усть-Кут-Бобровка, ВЛ 220кВ Усть-Кут-Тира, ВЛ 220кВ Бобровка-Набережная, ВЛ 220кВ Тира-Набережная, с ПС 220кВ Бобровка и ПС 220 кВ Тира, ПС 220 кВ Набережная и реконструкцией ПС Усть-Кут" (Раздел 1 пп. 31-37) в ценах 2000г с К=2. Объект расположен в Иркутской области;
- Строительство ТЭЦ в г.Сов.Гавань "Строительство схемы выдачи электрической мощности ТЭЦ в г. Советская Гавань", объект расположен в Хабаровском крае;
- Станция химико-биологической очистки и обеззараживания сточных вод СП "Хабаровская ТЭЦ-2";
- Котельная каркасного типа, расположенная на площадке котельной №1 "11км" в г. Петропавловск-Камчатский;
- Няганская ГРЭС. Строительство электростанции комбинированного парового цикла в составе трёх энергоблоков мощностью 410 МВт каждый об.см.расч. 03-10 в ценах 1 кв.2009г. с k=0.75 и k=0,2 ХМАО;
- Реконструкция котельной №4 г. Елизово проект, об. №06-04 в ценах 2000г с К=10;
- Оптимизация и повышение надежности г.Воркута. Строительство тепломагистрали ВЦВК-ТЭЦ-1в ценах 2000г с К=0,64;
- 031.ТС-00.291.012 2ПК. Участок тепловой сети от ТК-28а до ТК-28А-2;
- Данные ОАО "Оренбургнефть" п.2 в ценах 4 кв 2009 г.;
- 001.27.12 «расширение котельной «Северная» с установкой котла КВГМ-100» в г. Владивостоке;
- Реконструкция Владивостокской ТЭЦ-2 с переводом на сжигание природного газа.

Аудитор отмечает, что основным объект-аналог выбран не вполне корректно – установленная электрическая и тепловая мощность аналога выше в 1,5-2 раза, единичная мощность агрегатов больше в 2,5 раза, количество ПВК меньше в 2 раза, единичная мощность ПВК больше в 3 раза. Данный объект-аналог можно использовать только в случае введения поправочных коэффициентов.

Стоимость основного оборудования принята разработчиком ОБИН по коммерческим предложениям поставщиков. Аудитор отмечает, что сами коммерческие предложения поставщиков в составе ОБИН не представлены.

Сводные сметные расчеты представлены в текущих ценах на 1 кв. 2015 г., пересчитанных индексами, рекомендованными Министерством строительства и ЖКХ РФ.

3.1.2. Анализ затрат на внеплощадочные сети

Аудитор провел анализ стоимости внеплощадочных сетей (табл. 4).

Таблица 6. Сводная таблица стоимости внеплощадочных сетей (по варианту 1, первоначальная версия ОБИН)

Внеплощадочные сети	Стоимость без НДС, тыс. руб	Стоимость с НДС, тыс. руб
Водовод добавочной (сырой) воды	24 860	29 335
Тепловые сети	1 713 923	2 022 430
Сети газоснабжения	254 816	300 683
Сети бытовой канализации	12 152	14 340
Сети промливневой канализации	2 430	2 868
Итого внеплощадочные сети	2 008 183	2 369 656

Аудитор отмечает, что затраты на схему выдачи электрической мощности включают как строительство КРУЭ с установкой трансформаторов (внутри площадки станции), так и на внеплощадочные кабельные линии и на расширение смежных подстанций (вне площадки станции). Определяющими здесь будут затраты на кабельные линии. Для оценки этой величины Аудитор провел анализ составляющих стоимости СВМ (табл. 5).

Таблица 7. Анализ удельной стоимости КЛ в схеме выдачи электрической мощности по вариантам

Показатели стоимости, млн. руб. с НДС	Вариант 1 КЛ 110 кВ 9,5 км	Вариант 2 КЛ 110 кВ 8,5 км	Вариант 3 КЛ 35 кВ 14 км	Вариант 4 КЛ 220 кВ 2,1 км
Общая стоимость СВМ	2628,45	2542,85	2666,14	3243,5
в т.ч. КРУЭ и трансформаторы	353	353	353	353
в т.ч. ячейки смежных подстанций	50	150	63	191
в т.ч. КЛ	1825	1652	1844	2205
Стоимость КЛ в расчете на 1 км	192	194	263	1 050
то же в базовых ценах (ОБИН)	28,93	29,27	39,67	158,12
то же в базовых ценах (сборник ФСК ² , с учетом сопутствующих затрат)	7,25	7,25	10,82	20,59

Примечание. Стоимость КРУЭ и трансформаторов принята по данным ССР, стоимость ячеек смежных подстанций – по оценке Аудитора, стоимость КЛ принята как разность между общей стоимостью СВМ и стоимостью КРУЭ, трансформаторов и ячеек смежных подстанций.

Из таблицы видно, что удельная стоимость строительства КЛ по вариантам реализации СВМ в 4-7 раз превышает рекомендованную нормативными документами ОАО «ФСК ЕЭС». Аудитор рекомендует проверить корректность расчета стоимости.

Аудитор обращает внимание, что при оценке эффективности инвестиций в ОБИН учтена только часть затрат на СВМ, ограниченную площадкой станции. Стоимость КЛ и реконструкции внешних подстанций (около 70% от стоимости СВМ) не учитываются в расходной части проекта. Аудитор рекомендует согласовать это решение с ОАО «ДРСК», т.к. часть этих затрат может быть профинансирована из бюджета ДРСК, а часть – из бюджета Проекта в составе стоимости технологического присоединения ГТУ-ТЭЦ к сетям ДРСК.

3.1.3. Анализ затрат на основное оборудование

Аудитор провел анализ стоимости основного оборудования (табл. 6).

Таблица 8. Анализ стоимости основного оборудования по вариантам

Вариант	Вариант 1 Kawasaki	Вариант 2 РЭП- Холдинг	Вариант 3 Авиадвига- тель	Вариант 4 Siemens	Вариант 5 GE
---------	-----------------------	------------------------------	---------------------------------	----------------------	-----------------

² Укрупненные стоимостные показатели линий электропередачи и подстанций напряжением 35–1150 кВ», утв. приказом ОАО «ФСК ЕЭС» от 09.07.12г № 385

Стоимость газовой турбины без НДС, тыс. руб. по курсу 55 RUR/USD	462 947	570 000	425 700	552 115	687 445
Единичная мощность, МВт	17,44	15,9	16	13,65	20,92
Удельные капитальные затраты руб./кВт	26 545	35 849	26 606	40 448	32 861
Удельные капитальные затраты на \$./кВт по курсу 55 RUR/USD	483	652	484	735	597
Стоимость КУ без НДС, тыс. руб.	105 799	105 560	102 559	101 576	109 075
Увеличение стоимости ГТУ за счет роста курса \$, тыс. руб.(на 13.08.)	496 822			401 538	449 964

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

Аудитор считает, что в связи с тем, что сравниваемые варианты равнозначны по единичной мощности и составу оборудования, с учетом нестабильной ситуации на валютном рынке приоритетными являются предложения на поставку основного оборудования, выраженные в рублевом эквиваленте (варианты 2 и 3). Например, с момента составления сметы к моменту проведения ТЦА (13 августа 2015) 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

Стоимость блока вспомогательных цехов и склада баллонов Аудитор считает завышенной, исходя из расчета удельной стоимости 1 м² площади застройки:

- $12 \cdot 48 + 36 = 612$ м² – общая площадь застройки блока вспомогательных цехов (источник: табл. 8.7.1 ПЗ Том4).
- удельная стоимость строительных работ (объемно-планировочные решения) $3772,16 \cdot 6,26 / 612 = 38 583$ руб./м². Указанная стоимость сопоставима со стоимостью строительства главного корпуса и, по мнению Аудитора, является завышенной не менее чем в 2 раза.

Стоимость АБК Аудитор считает завышенной. В ОбИн применен аналог - АБК Няганской ГРЭС. Площадь трехэтажного здания в плане 720 м², удельный показатель стоимости строительных работ $81 614 810 / 720 = 113 350$ т.р./м². Аудитор отмечает, что средняя удельная стоимость строительства офисных зданий класса А может составлять около 50 тыс. руб. / м²., включая инженерные сети, что более чем в 2 раза ниже оценки стоимости строительства АБК.

Кроме того, расчетная стоимость оборудования для АБК составляет 310 414 090 рублей на 50 рабочих мест, или 6,2 млн./1 рабочее место. Аудитор считает этот показатель завышенным в несколько раз.

3.1.5. Анализ структуры затрат

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

Таблица 9. Анализ структуры затрат

Вариант	Стоимость, тыс. руб.	% от общей стоимости	% от осн. оборудования	Доля в российской практике	Доля в мировой практике
стоимость ГТ	1 945 490	26%			27%
КУ	423 196	6%			
ПВК оборудование	437 940	6%			
Выдача мощности	452 849	6%			
Всего	3 259 475	44%			
прочее оборудование	1 857 877	25%	78%	Не более 40%	
прочие работы	915 178	12%		8,6%	
Итого	6 032 530	81%			
Стоимость строительства без	7 453 738	100%			

НДС и непредвиденных				
СМР	1 421 208	19%	17%	15,9%

Из анализа структуры затрат видно, что стоимость строительно-монтажных работ равномерно, пообъектно завышена (19% против обычных для этой статьи 16-17%) в связи с некорректным выбором и пересчетом объектов-аналогов.

Стоимость вспомогательного оборудования главного корпуса составляет более 78 % от стоимости основного оборудования. В локальной смете на технологическое оборудование состав оборудования не соответствует проектным данным. Стоимость значительно завышена.

3.2. Оценка соответствия стоимостных показателей проекта российской и международной практике

Для определения соответствия стоимостных показателей проекта российской и международной практике Аудитор провел анализ удельных показателей аналогичных объектов.

Таблица 10. Расчет удельных показателей стоимости Проекта по вариантам

Вариант	1	2	3	4	5	5а
Стоимость строительства с НДС, тыс. руб.	9 059 273	9 490 282	8 907 829	9 478 800	10 130 827	8 674 848
Мощность, МВт	69,76	62	65,2	57,6	83,6	62,76
Удельные капитальные затраты (руб./кВт с НДС)	129 863	153 069	136 623	164 562	121 182	138 222
То же, евро/кВт с НДС по курсу 72 руб./евро	1 804	2 126	1 898	2 286	1 683	1 920

Из таблицы 2-8 видно, что удельные капитальные затраты в соответствии с ОБИН по Проекту составляют 1700-2100 долларов 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 11. Удельная стоимость строительства сравнимых электростанций в России (по базе данных Аудитора)

Регион	Тип ЭС	Мощность	Тип строительства	год ввода	Уд. капзатраты Евро/кВт без НДС	Тип и кол-во машин
Вост. Сибирь	ГТ-ТЭЦ	36	новое строительство	2008	834,13	
Вост. Сибирь	ГТ-ТЭЦ	36	новое строительство	2012	769,23	
Д. Восток	ГТУ	91,2	новое строительство	2012	884,70	2*LM 6000 PF Sprint General Electric
Д. Восток	ГТУ	139	новое строительство	2013	1 378,63	3* LM 6000 PF Sprint General Electric
Зап. Сибирь	ГТУ	90	новое строительство	2010	2 081	3*LM2500 General Electric+3*КУВ(Б)-35/150
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	
Центр	ГТУ	115		2010	969,94	2* LM6000PD Sprint General Electric +2*КУП75-3,9-440
Центр	ГТУ	110	Надстройка ПГУ-420	2009	931,41	ГТЭ-110 Сатурн
Центр	ГТУ	52		2009	762,30	2*ГТУ-20С ФГУП "ММП "Салют"

Южный	ГТ-ТЭЦ	36	новое строительство	2012	774,89	ГТ-009М ОАО "Энергомашкорпорация"
Сев-зап.	ПГУ	360	новое строительство	2010	1 055,35	V64.3A
Урал	ПГУ	450	новое строительство	2012	1 233,71	
Сев-зап.	ПГУ	180	Реконструкция	2010	1 462	V64.3A
Сев-зап.	ПГУ	420	новое строительство	2014	1474	

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 ОБИН в целом соответствует российскому и международному уровню (за исключением стоимости схемы выдачи электрической мощности);
- по мнению Аудитора, стоимость строительно-монтажных работ и вспомогательного оборудования ТЭЦ по вариантам завышена в связи с некорректным подбором объектов-аналогов и/или их некорректным приведением к Объекту.
 - при пересчете сметной стоимости объектов-аналогов в ОБИН нет приведения в соответствие разницы между федеральной и территориальными сметно-нормативными базами; (учтено в окончательной версии ОБИН)
 - индекс пересчета сметной стоимости на СМР для ТЭЦ принят в ОБИН как для котельной, однако по практике для генерирующих объектов применяется индекс «на прочие объекты»; (учтено в окончательной версии ОБИН)
 - стоимость склада баллонов и блока вспомогательных цехов рассчитана по одному объектному сметному расчету 2 раза. Необходимо исключить одну из строк; (учтено в окончательной версии ОБИН)
 - стоимость газовых турбин для варианта 4 приведена с коэффициентом 1,5. Необходимо или обосновать, или исключить; (учтено в окончательной версии ОБИН)
 - стоимость административно-бытового корпуса, а также блока вспомогательных цехов и склада баллонов Аудитор считает завышенной в 2 раза; (учтено в окончательной версии ОБИН)
- 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.
- не составлен сводный сметный расчет на внеплощадочные тепловые сети. В ОБИН не учтены затраты по главам 1, 8-12 ССР по внеплощадочным тепловым сетям, что составляет ~20-30% от стоимости строительно-монтажных работ по ним.

4. Анализ обоснования эффективности инвестиций

Том 16 «Эффективность инвестиций» ОБИИ 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 «АЛТ-Инвест Сумм» v.6.04, разработанного ООО «Алт-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 2015-2040гг.» (целевой вариант).

Оценка показателей экономической эффективности в ОБИИ выполнена с применением экономически обоснованного тарифа на электрическую и тепловую энергию («сглаженный ЭОТ»), с учётом выравнивания затрат на ремонты и техническое обслуживание ГТУ).

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

Ниже приведены основные замечания и рекомендации Аудитора, разработанные в ходе анализа обоснования эффективности инвестиций в Проект.

4.1. Анализ обоснования выбранного варианта и показателей эффективности

В тексте ОБИИ указано, что по оценке «словного 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 5-6% 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 ОБИИ не предусмотрено взимание платы за технологическое присоединение с новых потребителей. Аудитор рекомендует учесть этот источник в доходной части Проекта.

4.2.2. Расходы на топливо

Аудитор отмечает, что пересчет цены натурального топлива в цену условного (строка 1013 финансовой модели) проведен некорректно, из-за чего ошибка в определении затрат на топливо может составить до 30%.

В окончательной версии ОБИИ указанное замечание учтено.

4.2.3. Средства от экономии топлива за счет перевода потребителей с неэкономичных мазутных котельных

В тексте ОБИИ указано, 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», КГУП «Примтеплоэнерго» и АО «ДГК», умноженная на объем потребления тепловой энергии для переводимых на ГТУ-ТЭЦ потребителей.

Аудитор считает, что данная экономия не имеет отношения к эффективности Проекта. Компания-владелец ГТУ-ТЭЦ (предположительно АО «ДГК») будет продавать тепловую энергию по тарифу, утвержденному Департаментом по тарифам администрации Приморского края, исходя из необходимой валовой выручки ДГК. При этом, изменение доходов и расходов дру-

гих теплоснабжающих организаций на эти тарифы влияния не окажет. Рекомендуется удалить эту статью из доходной части Проекта.

В окончательной версии ОБИИ указанное замечание учтено.

4.2.4. Пересчет капитальных вложений в прогнозные цены

Сквозной индекс цен на капитальные вложения рассчитывается путем перемножения годовых индексов-дефляторов инвестиций, а не их сложением, как сделано в ОБИИ. Указанная ошибка привела к занижению потребности в инвестициях в прогнозных ценах (табл. 10).

Таблица 12. Календарный план инвестиций, руб. без НДС

Наименование затрат	Итого	2016	2017	2018	2029
ПИР	379 209,53	265 446,67	102 386,57	11 376,29	0,00
Оборудование	5 096 305,28	783 213,26	2 725 535,92	397 668,84	1 189 887,26
СМР	1 638 411,18	112 416,62	964 476,69	236 474,60	325 043,27
Прочие	563 424,31	39 734,35	213 843,21	190 136,22	119 710,53
Итого	7 677 350,30	1 200 810,90	4 006 242,39	835 655,95	1 634 641,06
Итого, в прогнозных ценах (ОБИИ)	10 757 452,76	1 487 804,71	5 209 557,35	1 133 985,12	2 926 105,576
Итого, в прогнозных ценах (оценка Аудитора)	10 958 031,57	1 490 638,62	5 211 902,13	1 141 499,80	3 113 991,02

Из таблицы видно, что капитальные затраты в прогнозных ценах оказались заниженными на 200 млн.руб. Также неверно пересчитаны в прогнозные цены и затраты на ремонты и техническое обслуживание ГТУ.

В окончательной версии ОБИИ указанное замечание учтено.

4.2.5. Стоимость строительства теплотрассы и схемы выдачи электрической мощности

В представленной расчетной модели учтены затраты на строительство теплотрассы в размере 2 227,52 млн.руб. с НДС в 2018 году. В тексте ОБИИ нет упоминания о данных затратах. Необходимо учесть данные затраты в общей потребности в инвестициях.

Аудитор обращает внимание Заказчика, что затраты на строительство схемы выдачи мощности за пределами площадки станции не учтены в финансовой модели Проекта. Аудитор рекомендует согласовать это решение с ОАО «ДРСК», т.к. часть этих затрат может быть профинансирована из бюджета ДРСК, а часть – из бюджета Проекта в составе стоимости технологического присоединения ГТУ-ТЭЦ к сетям ДРСК.

В окончательной версии ОБИИ указанное замечание учтено.

4.2.6. Амортизационные отчисления

В окончательной версии ОБИИ 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 средневзвешенная по всем основным фондам.

4.2.7. 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.

4.2.8. Инвестиционные кредиты

В письме Заказчика 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 ОБИИ указанное замечание учтено.

4.2.9. Погашение кредитов на покрытие кассовых разрывов

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

При этом, необходимо указать в ОБИИ, что в течение расчетного периода не происходит возврата 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 впоследствии эксплуатировать данную станцию (АО "ДГК").

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

В окончательной версии ОБИИ указанное замечание учтено.

4.2.10. Ставка дисконтирования

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

В окончательной версии ОБИИ указанное замечание учтено. снимаем

4.2.11. Показатели эффективности для собственного капитала

В тексте ОБИИ 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 -1353,65 млн.руб., при экономически обоснованном = - 35,195 млн.руб.

В окончательной версии ОБИИ указанное замечание учтено.

4.2.12. 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» Аудитор рекомендует показать поступление и возврат кредитов, так как непонятно, откуда берется итоговая сумма по финансовой деятельности.

В окончательной версии ОБИн указанное замечание учтено.

4.2.13. Сроки реализации проекта

В тексте ОБИн 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. (газотурбинная установка с котлом-утилизатором, пиковые водогрейные котлы для покрытия возросших тепловых нагрузок).

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

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

В окончательной версии ОБИн указанное замечание учтено.

5. Предложения по оптимизации технических решений и сметной стоимости

5.1. Оптимизация технических решений

5.1.1. Оптимизация выбора 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 нового микрорайона, принятое в ОбИн, является правильным. Вместе с тем, мощность каждой из очередей 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 технологических решений

Аудитор рекомендует:

- 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;
- применить котлы-утилизаторы без байпасных газоходов;
- 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 градирен;
- отказаться от установки подготовки обессоленной воды для промывки компрессоров ГТУ; (замечание учтено в окончательной версии ОбИн)
- оптимизировать планируемую величину потребления электрической и тепловой энергии на собственные нужды ТЭЦ за счет более качественного ее прогнозирования;
- принять температурный график теплосети 130/70°С (вместо 115/70 °С), что позволит избежать необходимости в проведении реконструкции теплофикационного оборудования существующих потребителей, насосных станций смешения и ЦТП потребителей зоны теплоснабжения Артемовской ТЭЦ; (замечание учтено в окончательной версии ОбИн)
- оптимизировать трассировку трубопровода теплосети от ГТУ-ТЭЦ в сторону г. Владивосток с точки зрения прохождения трассы по геодезическим отметкам (подробнее см. раздел 2-2 отчета);
- 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;

- скорректировать расчет годовых ТЭПов в соответствии с замечаниями Аудитора, изложенными в разделе 2.5.4 отчета.

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

5.1.3. Оптимизация электротехнических решений

Аудитор рекомендует:

- рассмотреть вопрос подключения резервного трансформатора с.н. к шинам близлежащей подстанции 110 кВ (в соответствии с п.8.19 ВНТП). Это позволит отказаться от установки дизель-генератора 6кВ для «черного пуска» станции с нуля.

5.1.4. Оптимизация строительных решений

Аудитор рекомендует:

- предусмотреть на чертежах компоновку здания машзала с временным торцом для возможности расширения здания через 10 лет во второй очереди.

5.1.5. Оптимизация решений по вспомогательному оборудованию и инженерным сетям

Аудитор рекомендует:

- 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 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 ОБИН 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. Неопределенность схем подключения к внешним инженерным сетям (газоснабжение, водоснабжение)

Этот риск состоит в нерешенности в ОБИН вопросов газо- и водоснабжения планируемой ТЭЦ. Газоснабжение ТЭЦ не подтверждено окончательно газоснабжающими организациями. Этот фактор оказывает критическое влияние на Проект в целом.

6.3. 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).

6.4. Финансовые риски

6.4.1. Валютный риск

Риск колебания валютных курсов уже на этапе ОБИН 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).

6.4.2. 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» рас-

тет 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.

6.4.3. Инфляционный риск

Источником риска является различный инфляционный рост доходных и расходных компонентов денежного потока Проекта. Аудитор обращает внимание, что в финансовой модели в рамках ОБИН инфляция учтена некорректно. В силу тенденций 2014-2015 гг., инфляционный риск оценивается как высокий.

6.4.4. 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.

6.5. 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. По результатам ОБИН 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 ОБИН.

6.6. 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 ОБИН 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.

6.7. 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 6.5 отчета, Аудитор оценивает этот риск как высокий.

6.8. Риск удорожания стоимости проекта и увеличения сроков строительства

Аудитор отмечает, что стоимость Проекта, определенная в ОБИИ, 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 ОБИИ 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.

6.9. 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 ОБИИ 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).