

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ

на разработку Программы перспективного развития энергетического комплекса на территории ДФО в зоне ответственности холдинга ОАО «РАО Энергетические системы Востока» до 2025 г.

№ п/п	Перечень основных требований	Содержание требований
1.	Основание для выполнения работ	Комплексная программа развития электроэнергетики ДФО на период до 2025 г., утвержденная приказом Минэнерго России № 257 от 16 мая 2012 г. Государственная программа Российской Федерации «Социально-экономическое развитие Дальнего Востока и Байкальского региона», утвержденная Распоряжением Правительства Российской Федерации от 29.03.2013 № 466-р. Перечень поручений Президента Российской Федерации В.В. Путина по итогам совещания по вопросу развития электроэнергетики Сибири и Дальнего Востока от 27.08.2013 № Пр-2192.
2.	Заказчик	ОАО «РАО Энергетические системы Востока»
3.	Цель работ	Разработка Программы перспективного развития энергетического комплекса на территории ДФО в зоне ответственности холдинга ОАО «РАО Энергетические системы Востока» до 2025 г. (далее – ППР), включающей в себя принципиальные технические решения и технико-экономическое обоснование проведения реконструкции, техперевооружения, модернизации, строительства либо вывода из эксплуатации объектов генерации электрической и тепловой энергии, а также электросетевого и теплосетевого комплексов в разрезе развития энергосистем и энергопотребляющих комплексов. Разработка динамической финансово-экономической модели с учетом определения оптимальной загрузки мощностей тепловых и гидроэлектростанций с учетом различных вариантов спроса на электрическую и тепловую энергию. ППР будет являться основой для разработки инвестиционных программ компаний холдинга ОАО «РАО Энергетические системы Востока» на среднесрочный и долгосрочный период.
4.	Этапы выполнения работы	Этап 1. Исследование и анализ текущего и прогнозного состояния и условий работы энергетического комплекса ДФО, а также ранее разработанных концепций его развития. Этап 2. Разработка программы строительства новых гидроэнергетических объектов на притоках р. Амур в целях

		регулирования водосброса в паводковые периоды. Этап 3. Разработка обоснований инвестиций в реализацию приоритетных инвестиционных проектов по строительству и реконструкции объектов тепловой генерации (далее – ОБИИ), в том числе: Подэтап 3.1. ОБИИ Строительства Артемовской ТЭЦ. Подэтап 3.2. ОБИИ Строительства ПГУ на площадке Комсомольской ТЭЦ-3. Подэтап 3.3. ОБИИ Строительства ПГУ на площадке Владивостокской ТЭЦ-2. Подэтап 3.4. ОБИИ Строительства ТЭЦ в г. Певек. Подэтап 3.5. ОБИИ Строительства ТЭЦ в г. Билибино Этап 4. Разработка принципиальных технических решений и комплекса мероприятий по развитию объектов энергетики на территории ДФО в зоне ответственности холдинга ОАО «РАО Энергетические системы Востока». Этап 5. Исследование и анализ социально-экономических эффектов от реализации мероприятий Программы перспективного развития энергетического комплекса на территории ДФО в зоне ответственности холдинга ОАО «РАО Энергетические системы Востока» до 2025 г. для регионов и ДФО в целом.
5.	Срок выполнения работы	Начало – дата подписания договора Окончание - 31.03.2014 г. Срок окончания работ по Этапу 1 – 20.12.2013 Срок окончания работ по Этапу 2 – 20.12.2013 Срок окончания работ по Этапу 3 – 25.12.2013 Срок окончания работ по подэтапу 3.1. – 25.12.2013 Срок окончания работ по подэтапу 3.2. – 25.12.2013 Срок окончания работ по подэтапу 3.3. – 25.12.2013 Срок окончания работ по подэтапу 3.4. – 25.12.2013 Срок окончания работ по подэтапу 3.5. – 25.12.2013 Срок окончания работ по Этапу 4 – 01.03.2014 Срок окончания работ по Этапу 5 – 31.03.2014
6.	Объем и содержание работ	Этап 1. Исследование и анализ текущего и прогнозного состояния и условий работы энергетического комплекса ДФО, а также ранее разработанных концепций его развития. В рамках этапа осуществляется: 1) Анализ перспективного спроса на электрическую и тепловую энергию в Дальневосточном федеральном округе, выполненный с учетом: - планов развития субъектов ДФО; - планов развития основных энергетических компаний, присутствующих в ДФО; - планов реализации региональных проектов развития, в том числе таких как: • Комплексное развитие Южной Якутии

		• Ванино-Советско-Гаванский транспортно-промышленный узел, • развитие Яно-Колымской золоторудной провинции, • развитие Чаун-Билибинской промышленной зоны, • модернизация Транссибирской магистрали • увеличение пропускной способности БАМа. Учесть сценарные условия Заказчика. 2) Анализ тарифов на электрическую и тепловую энергию. 3) Анализ рынка топлива. 4) Обследование действующих ТЭЦ (оценка состояния оборудования, основных систем и комплексов, укрупненный анализ финансово-хозяйственной деятельности, выборочные интервью с менеджментом филиалов и станций) Рассмотреть следующие электростанции (далее – перечень объектов генерации): • Камчатская ТЭЦ-1 (ОАО «Камчатскэнерго») • Камчатская ТЭЦ-2 (ОАО «Камчатскэнерго») • Аркагалинская ГРЭС (ОАО «Магаданэнерго») • Магаданская ТЭЦ (ОАО «Магаданэнерго») • Чаунская ТЭЦ (ОАО «Чукотэнерго») • Анадырская ТЭЦ (ОАО «Чукотэнерго») • Эгвекинотская ГРЭС (ОАО «Чукотэнерго») • Якутская ГРЭС (ОАО «Якутскэнерго») • Якутская ТЭЦ (ОАО «Якутскэнерго») • Мирнинская ГРЭС (ОАО «Якутскэнерго») • Олекминская ДЭС (ОАО «Якутскэнерго») • Ленская ДЭС (ОАО «Якутскэнерго») • Райчихинская ГРЭС (ОАО «ДГК», Амурская энергосистема) • Благовещенская ТЭЦ (ОАО «ДГК», Амурская энергосистема) • Хабаровская ТЭЦ-1 (ОАО «ДГК», Хабаровская энергосистема) • Комсомольская ТЭЦ-1; (ОАО «ДГК», Хабаровская энергосистема) • Комсомольская ТЭЦ-2; (ОАО «ДГК», Хабаровская энергосистема) • Майская ГРЭС (ОАО «ДГК», Хабаровская энергосистема) • Амурская ТЭЦ-1 (ОАО «ДГК», Хабаровская энергосистема) • Николаевская ТЭЦ (ОАО «ДГК», Хабаровская энергосистема) • Хабаровская ТЭЦ-3 (ОАО «ДГК», Хабаровская энергосистема)
--	--	---

		• Комсомольская ТЭЦ-3 (ОАО «ДГК», Хабаровская энергосистема) • Хабаровская ТЭЦ-2, включая Ургальскую котельную (ОАО «ДГК», Хабаровская ТСК) • Биробиджанская ТЭЦ (ОАО «ДГК», Хабаровская ТСК) • Партизанская ГРЭС (ОАО «ДГК», Приморская энергосистема) • Владивостокская ТЭЦ-2 (ОАО «ДГК», Приморская энергосистема) • Артемовская ТЭЦ (ОАО «ДГК», Приморская энергосистема) • Владивостокская ТЭЦ-1 (включая МГТЭС) (ОАО «ДГК», Приморские ТС) • ТЭЦ «Северная», включая котельные: «Северная» и «2-я речка» (ОАО «ДГК», Приморская энергосистема, Котельный цех-2) • Нерюгринская ГРЭС (ОАО «ДГК», Южно- Якутский энергорайон) • Чульманская ТЭЦ (ОАО «ДГК», Южно- Якутский энергорайон) • Сахалинская ГРЭС (ОАО «Сахалинэнерго») • Южно-Сахалинская ТЭЦ-1(ОАО «Сахалинэнерго») 5) Обследование систем теплоснабжения в крупных городах ДФО (далее – перечень объектов теплоснабжения): • Владивосток • Хабаровск • Комсомольск-на-Амуре • Уссурийск • Якутск • Петропавловск-Камчатский • Южно-Сахалинск • Благовещенск • Билибино • Артем • Партизанск • Певек 6) Обследование электросетевых комплексов, эксплуатируемых компаниями холдинга ОАО «РАО Энергетические системы Востока» следующих энергосистем (далее – перечень объектов электросетевого комплекса): • ОЭС Востока • Электросетевой комплекс ОАО «Камчатскэнерго» • Электросетевой комплекс ОАО «Сахалинэнерго» • Электросетевой комплекс ОАО «Магаданэнерго»
--	--	---

		• Электросетевой комплекс ОАО «Чукотэнерго» • Электросетевой комплекс ОАО «Якутскэнерго» Обследование проводится без физического посещения и визуального осмотра объектов электросетевого комплекса (подстанций, ЛЭП). В рамках работы Исполнитель должен: – Выполнить сбор исходных данных для разработки необходимой документации. – Провести анализ запланированной в ближайшие 10 лет к проектированию и строительству электросетевой инфраструктуры в рамках федеральных целевых программ, краевых долгосрочных целевых программ, инвестиционных программ естественных монополий (ОАО ФСК ЕЭС и др.), программы крупнейших предприятий и других программ на данной территории. – Разработать математическую модель электрической сети, включающей энергосистемы ОЭС Востока, ОАО «Камчатскэнерго», ОАО «Сахалинэнерго», ОАО «Магаданэнерго», ОАО «Чукотэнерго», ОАО «Якутскэнерго». Совокупный перечень приведенных выше объектов генерации (подпункт 4 Этапа 1), объектов теплоснабжения (подпункт 5 Этапа 1), а также объектов электросетевого комплекса (подпункт 6 Этапа 1) далее совместно именуется сводным перечнем объектов. 7) Анализ ранее разработанных концепций, обоснований инвестиций и предТЭО реконструкции / строительства ТЭЦ, включая: • ТЭЦ Восточная, • Уссурийская ТЭЦ, • Юго-Восточная ТЭЦ; • ГТУ-ТЭЦ на площадке Владивостокской ТЭЦ-2, • ПГУ-800 на площадке Владивостокской ТЭЦ-2, • Артемовская ТЭЦ, • вторая очередь Якутской ГРЭС-2, • блок №4 Нерюнгринской ГРЭС, • ТЭЦ в г. Певек, • ТЭЦ в п. Билибино, • Хабаровская ТЭЦ-1, • Хабаровская ТЭЦ-2, ТЭЦ-3 • Хабаровская ТЭЦ-4, • ПГУ на площадке Комсомольской ТЭЦ-3, • схемы теплоснабжения городов в соответствии с п. 5 Этапа 1. на предмет их соответствия результатам маркетинговых исследований, выполненных в рамках п. 1 Этапа 1
--	--	---

ОАО «РАО ЭС Востока»

		При выполнении Этапа 1: - в качестве источника исходных данных необходимо рассматривать проект Программы комплексной модернизации ДЗО (ВЗО) ОАО «РАО Энергетические системы Востока», содержащую информацию о фактическом состоянии оборудования и о разработанных технических решениях по его модернизации, реконструкции и замене. - учесть программы и планы развития компаний, работающих в ДФО в сфере энергообеспечения (в том числе – ОАО «РусГидро»). 8) Проведение стратегической сессии с участием представителей Общества и ключевых ДЗО/ВЗО. По результатам проработки этапа 1 определяется оптимальный вариант развития каждого объекта сводного перечня в разрезе развития энергосистем и энергопотребляющих комплексов. Должны быть определены: – необходимый объем и уровень замещения физически изношенного оборудования, достаточность демонтажа неиспользуемого оборудования, консервации либо ликвидации опасного промышленного объекта (ОПО); – анализ существующих режимов работы станций (зима, лето) с учетом нахождения в работе необходимого резерва; – мероприятия, необходимые для обеспечения планируемых к изменению (изменившихся) режимов и объемов производства и выдачи электро- и теплоэнергии; – варианты реконструкции с учетом необходимости замещения либо модернизации существующего оборудования; – оптимальную технологическую схему объектов. Выбор рекомендуемого варианта развития, реконструкции, модернизации, нового строительства объектов должен быть обоснован. Предлагаемые технические и инновационные решения, рассматриваются в ходе проведения стратегической сессии с участием представителей Исполнителя, ОАО «РАО Энергетические Востока» и его ДЗО (ВЗО) и закрепляются протоколом. Этап 2. Разработка программы строительства новых гидроэнергетических объектов на притоках р. Амур в целях регулирования водосброса в паводковые периоды. Программа должна включать в себя: Анализ существующей ситуации и возможных вариантов строительства комплексных гидроузлов (Селемджинской, Нижне-Ниманской, Гилуйской, Нижне-Зейская ГЭС) с их оценкой и выдачей рекомендаций по строительству первоочередных объектов.
--	--	--

Этап 3. Разработка обоснований инвестиций в реализацию приоритетных инвестиционных проектов по строительству и реконструкции объектов генерации.

Разработка ОБИн выполняется по следующему перечню объектов из сводного перечня:

Подэтап 3.1. ОБИн Строительства Артемовской ТЭЦ.

Предварительные параметры: 650 МВт, 320 Гкал/ч, сроки реализации: 2016-2021 гг. Параметры уточнить в ходе разработки ОИС.

Подэтап 3.2. ОБИн Строительства ПГУ на площадке Комсомольской ТЭЦ-3.

Предварительные параметры: 420 МВт, сроки реализации: 2015-2020 гг. Параметры уточнить в ходе разработки ОИС.

Подэтап 3.3. ОБИн Строительства ПГУ на площадке Владивостокской ТЭЦ-2.

Предварительные параметры: 800 МВт (2 очереди по 400 МВт), 400 Гкал/ч, сроки реализации: 2017-2024 гг. Параметры уточнить в ходе разработки ОИС.

Подэтап 3.4. ОБИн Строительства ТЭЦ в г. Певек

Предварительные параметры: 40 МВт, сроки реализации: 2014-2017 гг. Параметры уточнить в ходе разработки ОИС.

Подэтап 3.5. ОБИн Строительства ТЭЦ в г. Билибино

Предварительные параметры: 40 МВт, сроки реализации: 2015-2018 гг. Параметры уточнить в ходе разработки ОИС.

Требования к объему и содержанию обоснования инвестиций по каждому под-этапу:

Цель выполнения работ.

Разработка альтернативных вариантов, а также определение технико-экономических показателей проектов реконструкции, техперевооружения, модернизации и строительства новых объектов.

Обоснование:

- выбора площадки строительства.
- выбора установленной электрической и тепловой мощности, иных основных параметров объекта.
- выбора единичной мощности агрегатов.
- выбора основного топлива.

Получение принципиальных технических решений, технологии производства и объемно-планировочных решений по объектам на основе вариантных проработок.

Оценка эффективности реконструкции, техперевооружения, модернизации и строительства новых объектов по различным вариантам.

Результаты выполнения работ служат основанием для принятия решения о хозяйственной необходимости технической

возможности, экономической и социальной целесообразности инвестиций.

Определение основных технико-экономических показателей реконструкции, техперевооружения, модернизации и строительства новых объектов.

1. Основные технико-экономические показатели реконструкции, техперевооружения, модернизации и строительства новых объектов определить с учетом соответствия требованиям надежности и экономичности различных вариантов состава основного оборудования. В работе учесть ранее выданные и планируемые к выдаче технические условия на подключение к сетям, а также технические решения, принятые Заказчиком ранее.

2. Количество и состав основного оборудования определить в работе с учетом величины нормативного резерва. Рассмотреть не менее 3 вариантов по количеству и составу оборудования. Варианты согласовываются Заказчиком.

3. Топливоснабжение:

- Основное топливо – установить в работе.
- Необходимость и вид резервного/аварийного топлива определить в работе.

4. Режим работы генерирующего источника в соответствии с диспетчерским графиком нагрузки.

- Число часов использования установленной электрической мощности – определить в работе.
- Число часов использования установленной тепловой мощности – определить в работе.

5. Выделение очередей и пусковых комплексов

Состав работ по обоснованию инвестиций:

1. Произвести анализ прогнозного потребления тепловой и электрической энергии до 2025 г. с целью определения установленной мощности, единичной мощности и количества единиц устанавливаемого оборудования.

2. Провести вариантную проработку площадок строительства. Варианты конкурентных площадок и выбор площадки строительства согласовать с Заказчиком.

3. Рассмотреть варианты использования результатов инновационных разработок, инновационных технологий или продуктов.

4. Рассмотреть варианты использования оборудования ведущих мировых производителей и российского производства.

5. Рассмотреть схемы топливообеспечения для всех конкурентных площадок строительства.

6. Произвести разработку архитектурно-планировочных решений.

		7. Предусмотреть применение новых строительных материалов, изделий, оборудования, конструкций, современных строительных технологий. 8. Дать краткую характеристику площадке размещения объекта с учетом обеспечения сырьевыми ресурсами, транспортными коммуникациями, инженерными сетями и другими объектами производственной инфраструктуры. 9. В составе работы провести экспертную проработку и предложить оптимальные варианты компоновки основного и вспомогательного оборудования, зданий и сооружений на заданной площадке с учетом опыта и особенностей площадки (подвод подпиточной воды, вывод электрической мощности и пр.). 10. Произвести разработку основных технических решений, в том числе для объектов генерации: • Определить тип системы техводоснабжения; • Определить источники водоснабжения и оценить затраты на строительство водовода от источников водоснабжения до объекта; • Определить потребность в технической воде; • Оценку капитальных затрат выполнить в виде расчета в соответствии с общепринятой в России структурой (12 глав) сводно-сметных расчетов. Использовать коммерческие предложения поставщиков основного оборудования и материалы собственной базы данных. Разработать графики капиталовложений для каждого из вариантов по годам и видам. 11. Разработать чертежи: • Схемы генерального плана; • Принципиальной тепловой схемы; • Компоновочных решений; • Главной схемы электрических соединений; • Схемы собственных нужд; • Схемы топливоснабжения, золошлакоудаления 12. Разработать укрупненный график строительства в программе MS Project. 13. Оценку показателей эффективности инвестиций произвести с учетом российских и международных рекомендаций в программном комплексе Альт-Инвест. В соответствии с Методическими рекомендациями по оценке эффективности инвестиционных проектов, утвержденных Министерством экономики РФ, Министерством финансов РФ, Государственным комитетом РФ по строительной, архитектурной и жилищной политике № ВК 477 от 21.06.1999 г. 14. В расчётах использовать сценарные условия развития электроэнергетики до 2030 года, разработанные Агентством по прогнозированию балансов в энергетике по заказу Министерства
--	--	---

энергетики РФ в 2011 году.

15. Произвести количественную и качественную оценку рисков. Количественную оценку рисков представить в анализе чувствительности проекта, качественную – на основе экспертной оценки Исполнителя.

16. Разработать предварительную оценку воздействия на окружающую среду (ПредОВОС), в том числе:

- фоновые концентрации вредных выбросов в атмосферу в районе расположения объекта;
- количественные характеристики и перечень вредных веществ, поступающих в окружающую среду от проектируемого объекта;
- выводы и рекомендации.

17. Разработать предварительную схему выдачи электрической мощности в энергосистему с учетом существующих ограничений. Напряжение выдачи определить в работе. Рассмотреть предварительные варианты схем выдачи мощности. При разработке вариантов схемы выдачи мощности использовать 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 (утверждены Приказом Минпромэнерго России от 30 апреля 2008г. N 216).

18. Разработать предварительную схему выдачи тепловой мощности.

19. Рассмотреть сопоставление стоимости осуществления проекта по вариантам.

20. Состав и содержание обоснования инвестиций выполнить с учетом рекомендованного к применению СП 11-101-95 «Порядок разработки, согласования, утверждения и состав обоснования инвестиций в строительство предприятий, зданий и сооружений».

Этап 4. Разработка принципиальных технических решений и комплекса мероприятий по развитию объектов энергетики на территории ДФО в зоне ответственности холдинга ОАО «РАО Энергетические системы Востока».

На данном этапе проводится разработка обоснования перечня и стоимости мероприятий по реконструкции, техперевооружению, модернизации существующих объектов и строительства новых объектов. Работа выполняется в отношении объектов из сводного перечня, за исключением Артемовской ТЭЦ, Комсомольской ТЭЦ-3, Владивостокской ТЭЦ-2, ТЭЦ в г. Певек, ТЭЦ в г. Билибино.

ЮРИДИЧЕСКИЙ ДЕП - Т
ОАО «РАО ЭС ВОСТОКА»

Требования к объему и содержанию обоснования перечня и стоимости мероприятий:

Цель работы:

Разработка принципиальных технических решений и оценка экономической эффективности предложенных решений обоснования проведения реконструкции, техперевооружения, модернизации, строительства новых объектов либо вывода из эксплуатации объектов генерации электрической и тепловой энергии, а также электросетевого и теплосетевого комплексов.

Объем обоснования перечня и стоимости реализации мероприятий по объектам генерации:

Выбор и обоснование варианта развития энергообъекта.

Определяется и обосновывается оптимальный вариант развития каждого объекта, обеспечивающий повышение эффективности производства электро- и теплоэнергии (снижение удельных расходов, расходов электрической и тепловой энергии на собственные нужды, др), внедрения инновационных технологий.

Должны быть определены:

- необходимый объем и уровень замещения физически изношенного оборудования, достаточность демонтажа неиспользуемого оборудования, консервации либо ликвидации опасного промышленного объекта (ОПО);
- мероприятия, необходимые для обеспечения планируемых к изменению (изменившихся) режимов и объемов производства и выдачи электро-теплоэнергии;
- варианты реконструкции с учетом необходимости замещения либо модернизации существующего оборудования;
- оптимальная технологическая схема энергообъектов, том числе с учетом целесообразности: внедрения цикла ГТУ (ПГУ), исключения производства теплоэнергии редуцированием пара (внедрение теплофикационного цикла, сохранения существующей схемы, другое).

Выбор рекомендуемого варианта развития, реконструкции, модернизации, нового строительства объектов должен быть обоснован.

Технические и инновационные решения, принимаемые в ходе работы, рассматриваются в ходе проведения стратегической сессии с участием представителей Заказчика и Исполнителя и закрепляются протоколами.

При рассмотрении вариантов, утвержденных протоколами стратегической сессии, прорабатываются в необходимом объеме принципиальные технические, схемные, компоновочные решения; рассчитываются (на основе имеющихся ответов заводов-

изготовителей, укрупненных удельных показателей, нормативных документов и объектов аналогов) технико-экономические, временные, стоимостные показатели выполнения выбранного варианта.

В случае выбора варианта по ликвидации объекта или его консервации прорабатываются мероприятия по консервации, ликвидации опасных производственных объектов с учетом имеющихся указаний заводов-изготовителей, а также нормативных документов, содержащих указания по консервации конкретных видов оборудования и технологических систем.

Оценка экономической эффективности предложенных технических и инновационных решений.

Прорабатываются принципиальные технические, схемные, компоновочные решения выбранного варианта развития, их технико-экономические, временные и стоимостные показатели, а также оцениваются эффекты от реализации проекта.

Другие энергообъекты в соответствующем энергоузле (в т.ч. ведомственной принадлежности других организаций) подлежат учету и краткому анализу в части влияния на эффективность предложенных вариантов развития объектов сводного перечня.

В рамках данного раздела для каждого отдельного проекта должна быть подготовлена финансовая модель в соответствии с прилагаемым форматом (файл «Типовая финансовая модель») и анализ допущений финансовой модели в формате пояснительной записки. В пояснительной записке необходимо дать оценку перечисленных ниже показателей:

- а) для случая, если проект будет реализован
- б) для случая, если проект не будет реализован:

1. Снижение потерь в тепловых сетях и соответствующая ежегодная экономия топлива.

2. Снижение потерь в электрических сетях и соответствующая ежегодная экономия топлива.

3. Уменьшение списочной численности работников и соответствующая экономия ФОТ. Например, снижение числа работников за счет автоматизации производства.

4. Улучшение КПД генерирующего оборудования (снижение УРУТ на производство тепловой и электрической энергии) и соответствующая экономия расходов на топливо.

5. Снижение потребления электрической энергии на собственные нужды и соответствующее снижение расходов на топливо.

6. Снижение расходов на топливо, связанное с изменением его цены, если проектом предусмотрено замещение одного вида топлива на другое.

7. Снижение расходов на топливо, связанное с использованием возобновляемых источников энергии.

		8. Снижение ежегодных эксплуатационных расходов (включая ремонтные). 9. Снижение штрафов за несоответствие параметров эксплуатируемого объекта различным нормам регулирования, снижение экологических платежей и т.п. 10. Предотвращение будущих капитальных вложений, необходимость которых будет вызвана отсутствием дальнейшей технической или законной возможности эксплуатации основных средств. Будущие капитальные вложения должны оцениваться по стоимости воспроизведения существующих основных средств в ценах соответствующих лет. 11. Плата за ссудный инвестиционный капитал, который будет привлечен на неизбежное воспроизведение основных средств в связи с отсутствием дальнейшей технической или законной возможности их эксплуатации. 12. Доходы/расходы, связанные с выбытием основных средств/иных активов, в том числе связанные с утилизацией основных средств. Если эффекты от реализации инвестиционного проекта носят обратный характер: увеличение персонала, ухудшение УРУТ и т.д., то эти эффекты также необходимо учитывать. Кроме того, необходимо выполнить: – Оценку объемов капитальных вложений в объекты ДФО в базисных ценах на последнюю отчетную дату и прогнозных ценах (текущих) на период до 2025 г.; - оценку удельного веса капитальных вложений (и ввода генерирующих мощностей) в развитие объектов по каждому ДЗО (ВЗО) в общей потребности инвестиций на развитие электроэнергетики ДВФО, в том числе в условиях изолированной работы АО-энерго; – оценку возможного изменения тарифов на производство и передачу электроэнергии и тепла за счет использования новых технических и инновационных решений при НС и ТПиР; – анализ чувствительности полученных результатов на изменение исходных параметров – цен на топливо, стоимости сооружения генерирующих объектов. Мероприятия по консервации, ликвидации опасных производственных объектов Прорабатываются в случае обоснованной необходимости по итогам выполнения работы. Объем обоснования стоимости реализации мероприятий по объектам электросетевого комплекса: 1. Расчёт электрических режимов электрической сети 110 кВ и выше в нормальном и наиболее тяжелых послеаварийных
--	--	---

		(ремонтных) режимах. Рассматриваются режимы зимних и летних максимальных нагрузок типового дня при умеренном сценарии изменения спроса. Учитываются требования к пропускной способности сети 110 кВ и выше в зоне рассматриваемых электростанций. 2. Оценка объёма необходимого электросетевого строительства, очередности ввода элементов электрической сети и требуемые инвестиции. 3. Расчёт статической и динамической устойчивости в зоне расположения рассматриваемых электростанций с учётом перспектив развития ОЭС Востока и изолированных энергосистем республики Саха (Якутия), Камчатского края, Сахалинской области, Магаданской области и Чукотского автономного округа. 4. Анализ баланса реактивной мощности с учётом уменьшения мощности генерирующих объектов и перспективного роста нагрузок в прилегающих сетях 110 кВ и выше для определения вида, количества, номинальных параметров и мест подключения средств компенсации реактивной мощности (СКРМ). 5. На основании результатов расчётов электроэнергетических режимов, статической и динамической устойчивости электрической сети определить необходимый объём управляющих воздействий ПА для обеспечения устойчивости и допустимых параметров электроэнергетических режимов с учётом реконструкции существующих и ввода новых электросетевых объектов, объектов генерации и динамики изменения электрических нагрузок на период до 2025 г. 6. Разработка на основе проведённых расчётов перечня рекомендаций по замещающему электросетевому строительству (в случае необходимости). 7. Определение сроков, объёмов и капиталовложений в строительство и реконструкцию электрических сетей. 8. Проведение оценки надёжности решений по изменению мощности электростанций ОЭС Востока, а также изолированных энергосистем ОАО «Камчатскэнерго», ОАО «Сахалинэнерго», ОАО «Магаданэнерго», ОАО «Чукотэнерго», ОАО «Якутскэнерго», вплоть до их вывода из эксплуатации (перевода в режим котельных). По каждому предлагаемому проекту в сетевой инфраструктуре необходимо привести сводную информацию, включаю в себя: В части подстанций: • Краткое наименование проекта; • Вид строительства; • Регион; • Номинальное напряжение;
--	--	--

		• Конструктивное исполнение подстанций и распределительных устройств; • Тип схемы каждого распределительного устройства; • Количество и мощность силовых трансформаторов и автотрансформаторов; • Тип, количество и мощность средств компенсации реактивной мощности (СКРМ); • ВОЛС, протяженность, тип ОВ и количество волокон. • Прогнозная стоимость реализации проекта. В части воздушных/кабельных ЛЭП: • Краткое наименование проекта; • Вид строительства; • Номинальное напряжение; • Вид ЛЭП (ВЛ или КЛ или КВЛ); • Количество цепей; • Длина трассы; • ВОЛС, протяженность, тип ОВ и количество волокон; • Регион. • Прогнозная стоимость реализации проекта. Оценка экономической эффективности предложенных решений проводится по аналогии с оценкой мероприятий по объектам генерации. Методология оценки согласовывается Заказчиком и Исполнителем в рабочем порядке. Объем обоснования стоимости реализации мероприятий по объектам теплосетевого комплекса: 1. Обоснование стоимости реализации мероприятий по объектам теплосетевого комплекса проводится в отношении систем теплоснабжения Владивостока, Хабаровска, Комсомольска-на-Амуре, Уссурийска, Якутска, Петропавловска-Камчатского, Южно-Сахалинска, Благовещенска, Билибино, Артема, Партизанска, Певека 2. Рассматриваются магистральные тепловые сети. 3. Работа проводится на основании разработанных ранее схем теплоснабжения городов (при наличии), имеющихся перспективных планов по перекладке/строительству тепловых сетей, а также результатов анализа рынков тепловой энергии. 4. Предварительная оценка целесообразности реализации предлагаемых решений. Разработка рекомендаций. 5. Предварительная оценка корректности определения стоимости предлагаемых решений. Разработка рекомендаций.
--	--	---

Этап 5. Исследование и анализ социально-экономических эффектов от реализации мероприятий Программы перспективного развития энергетического комплекса на территории ДФО в зоне ответственности холдинга ОАО «РАО Энергетические системы Востока» до 2025 г. для регионов и ДФО в целом.

Разработанная ППР должна содержать основные результаты выполненной работы по каждому объекту из сводного перечня, а также анализ социально-экономических эффектов от реализации мероприятий программы для регионов и ДФО в целом.

ППР должна содержать следующие разделы:

Раздел 1. Текущее состояние объектов генерации, электросетевого и теплосетевого комплексов.

В составе Раздела 1 по каждому объекту из сводного перечня настоящего технического задания (далее – ТЗ) приводятся основные результаты выполненного анализа существующего технического состояния оборудования, зданий и сооружений и имеющихся «проблемных мест» производства и транспортировки энергии, оценки существующего состояния и технических возможностей оборудования и технологических схем в пределах объекта генерации, электросетевого и теплосетевого комплекса, оценки производственного цикла на всех стадиях от потребления энергоносителей до производства и выдачи/транспорта энергии.

Раздел 2. Современное и перспективное состояние энергоузлов.

В составе Раздела 2 в горизонте планирования (2025 г.) по каждому объекту из сводного перечня приводятся результаты оценки прогнозных энергобалансов электрической и тепловой энергии энергоузлов, в которых находятся объекты генерации, электрических и тепловых сетей, подготовленные с учетом требований обеспечения надежности работы энергосистем, влияния развития смежных генерирующих компаний, оценки внешних условий.

Раздел 3. Современное и перспективное состояние систем теплоснабжения крупных городов ДФО.

В составе Раздела 3 в горизонте планирования (2025 г.) по городам, указанным в перечне объектов теплоснабжения, приводятся результаты оценки прогнозного потребления тепловой энергии в узлах, в которых находятся объекты генерации. Должны быть учтены требования обеспечения надежности теплоснабжения, влияние развития других генерирующих компаний, оценка внешних условий генерирующего источника. Кроме того, приводятся результаты оценки текущего технического состояния систем теплоснабжения.

Раздел 4. Социально-экономические аспекты функционирования энергообъектов.

В составе раздела выполняется анализ социально-

экономических аспектов функционирования существующей системы энергоснабжения с учетом перспективы развития топливных ресурсов, возможностей обеспечения объектов генерации топливом, человеческими ресурсами, а также оценка внешних условий энергообъектов в части влияния тенденций развития региона с учетом социально-экономических факторов.

Раздел 5. Современное и перспективное состояние рынков топлива.

В составе Раздела 5 в горизонте планирования (2025 г.) по каждому объекту генерации из сводного перечня приводятся результаты оценки состояния рынков топлива для ТЭС, включая количественные, качественные и ценовые параметры.

Раздел 6. Обоснованные технические решения проведения реконструкции, техперевооружения, модернизации и строительства новых объектов.

В составе Раздела по каждому объекту из сводного перечня приводятся оптимальные варианты развития генерирующих источников, а также электросетевого и теплосетевого комплексов, обеспечивающие повышение эффективности производства и транспортировки электро- и теплоэнергии (снижение удельных расходов топлива, расходов электрической и тепловой энергии на собственные нужды, др.), внедрения инновационных технологий.

Учесть возможность оптимизации мероприятий развития генерирующих источников за счет реализации проектов в электросетевом комплексе ДФО (например, вывод из эксплуатации устаревших ТЭЦ или перевод их в режим котельной с параллельным электросетевым строительством).

Кроме того, в составе Раздела должны быть приведены:

- обоснование выбора принятого варианта развития по каждому объекту генерации;
- технико-экономические, временные, стоимостные показатели выполнения выбранного варианта.

Раздел 7. Экономическая эффективность принятых технических и инновационных решений.

В составе Раздела 7 по каждому объекту из сводного перечня приводятся результаты оценки технико-экономической эффективности проектов по реализации решений, приведенных в Разделе 6.

В рамках данного Раздела для каждого отдельного проекта учитываются результаты анализа финансовых моделей, выполненных пообъектно в рамках ТЭО по второму этапу работы.

Кроме того, в составе Раздела 7 по каждому объекту генерации из сводного перечня необходимо определить:

- объемы капитальных вложений в генерирующие объекты в базисных ценах на последнюю отчетную дату и прогнозных ценах (текущих) на период до 2025 г.;
- оценку удельного веса капитальных вложений (и ввода

генерирующих мощностей) в развитие каждого объекта генерации из сводного перечня в общей потребности инвестиций на развитие электроэнергетики ДВФО, в том числе в условиях изолированной работы АО-энерго;

- оценку возможного изменения тарифов на производство и передачу электроэнергии и тепла за счет использования новых технических и инновационных решений при новом строительстве, техперевооружении и ремонтах;

- анализ чувствительности полученных результатов на изменение исходных параметров – цен на топливо, стоимости сооружения генерирующих объектов и уровня рентабельности активов.

Раздел 8. Макроэкономические результаты реализации ППР

В составе Раздела консолидируются сведения о влиянии результатов работ по разделам 1-7 на социально-экономическое развитие регионов по всем объектам генерации из сводного перечня, а также производится оценка влияния мероприятий ППР на социально-экономические результаты Дальневосточного федерального округа в целом.

Оценка влияния подготавливается в форме прогноза основных макроэкономических показателей округа и анализа социально-экономических результатов ППР в формате пояснительной записки, включающей также качественные изменения в развитии округа

- а) для случая, если программа будет реализована
- б) для случая, если программа не будет реализована

В рамках оценки приводятся:

- а) прогноз влияния ППР на объем и темп роста суммарного валового регионального продукта субъектов Дальневосточного федерального округа;

- б) прогноз энерго- и электроэффективности суммарного валового регионального продукта субъектов Дальневосточного федерального округа;

- в) прогноз налоговых поступлений в консолидированный бюджет Российской Федерации в результате реализации ППР, включая прямой и косвенные налоговые потоки.

- г) прогноз синергетического эффекта от реализации ППР на развитие реального сектора экономики округа;

- д) прогноз синергетического эффекта от реализации ППР на поток инвестиций в округ;

- е) прогноз влияния реализации ППР на социальные показатели округа: количество и доля занятых в энергетическом секторе округа, количество новых рабочих мест, уровень заработной платы и др.

		Раздел 9. Результаты реализации программы перспективного развития энергетического комплекса на территории ДФО в зоне ответственности холдинга ОАО «РАО Энергетические системы Востока» до 2025 г. Итоговый раздел, объединяющий по каждому объекту генерации из сводного перечня результаты проработок, выполненных в предыдущих Разделах в разрезе комплексности и системности отобранных мероприятий и отражающий основные ожидаемые результаты реализации ППР в целом по ДФО и отдельно по регионам. В составе Раздела 9 должны быть представлены в том числе карты-схемы размещения генерирующих мощностей на территории ДВФО в зоне ответственности холдинга ОАО «РАО Энергетические системы Востока» в горизонте планирования до 2025 г.
7.	Требования к выполнению работ и к оформлению результатов	7.1. Общие требования: 7.1.1. Работы должны быть выполнены исходя из необходимости обеспечения их практического применения с учетом региональной специфики на основании данных о текущих показателях объектов генерации Холдинга, а также прогнозных данных. 7.1.2. ППР разрабатывается с учётом обоснованного прогноза энергопотребления в разрезе развития энергосистем и энергопотребляющих комплексов, наработки и фактического состояния оборудования, зданий и сооружений, условий эксплуатации, а также требований действующей нормативно-технической документации (далее – НТД). 7.1.3. ППР должна учитывать совокупность внешних условий, оказывающих влияние на деятельность генерирующих объектов, в том числе - прогнозы энергопотребления, вводы мощностей в регионе функционирования, планируемые всеми игроками энергетического рынка ДФО, прогнозы состояния рынков электрической и тепловой энергии. 7.1.4. Формирование ППР базируется на принципах: - системности - рассмотрение ППР как единой системы с учетом взаимного влияния всех элементов ППР друг на друга; - комплексности - формирование ППР в увязке с различными целевыми программами, реализуемыми на территории ДФО и инвестиционными программами энергоснабжающих организаций, осуществляющих деятельность или планирующих ее осуществлять на территории ДФО; - координации действий Холдинга со стейкхолдерами и прочими игроками энергетического рынка ДФО; - обеспечения экономических и организационных условий инновационного развития систем электро- и теплоснабжения потребителей ДФО; - инженерно-технической и экономической оптимизации

	функционирования активов Холдинга. 7.1.5. Необходимые исходные данные Исполнитель запрашивает и получает за счет собственных сил и средств. 7.1.6. Итоговую работу необходимо согласовать: - с федеральными органами государственной власти, - с органами государственной власти субъектов Российской Федерации, - с органами местного самоуправления, - с основными компаниями и организациями, осуществляющими на территории ДФО деятельность, связанную с энергообеспечением потребителей (в т.ч. - с ОАО «ФСК ЕЭС», ОАО «СО ЕЭС», ОАО «РусГидро», ОАО «Газпром»). 7.1.7. Устранение замечаний при согласовании по п. 7.1.6. осуществляются Исполнителем за свой счет при условии, что эти замечания не выходят за рамки ТЗ и работы в целом. 7.1.8. Данные ППР должны быть подготовлены в соответствии с требованиями и форматами, позволяющими осуществить их импорт в геоинформационную систему (ГИС) ОАО «РусГидро». Требования и формат представляет Заказчик после выполнения второго этапа Работ (в случае наличия указанных требований и форматов на дату подготовки документа). 7.2. Нормативно-технические документы (НТД), определяющие требования к оформлению и содержанию Работ: - ВНТП 81 «Нормы технологического проектирования тепловых электрических станций»; - Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей; - ПОТ Р М-016-2001, РД 153-34.0-03.150-00 - СРД-ТТ-98 «Сборник распорядительных документов по эксплуатации энергосистем (Теплотехническая часть); - СО 34.04.181-2003 Правила организации ТОиР оборудования, зданий и сооружений электростанций и сетей; - «Методические рекомендации по проектированию развития энергосистем», утвержденные приказом Минэнерго России от 30.06.2003 № 281. Данный список НТД не является полным и окончательным. При проектировании необходимо руководствоваться последними редакциями документов, необходимых и действующих на момент разработки документации. При выполнении Работ должна быть обеспечена координация со следующими документами: - Комплексная программа развития электроэнергетики ДФО на период до 2025 г. - Государственная программа Российской Федерации «Социально-экономическое развитие Дальнего Востока и Байкальского региона»;
--	--

		- Генеральная схема размещения объектов электроэнергетики; - Схемы и программы перспективного развития, выполненные в соответствии с Постановлением Правительства Российской Федерации от 17.10 2009 г. № 823 «О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики»; - Материалы Схемы и Программы развития Единой энергосистемы и Объединенной энергосистемы России на период до 2018 года; - Прогноз социально-экономического развития Российской Федерации на среднесрочный и долгосрочный периоды; - Схемы теплоснабжения, газоснабжения городов и территориальных образований; - Проект программы комплексной модернизации ДЗО (ВЗО) ОАО «РАО Энергетические системы Востока»; - Другие материалы, отражающие существующее и перспективное состояние энергосистем. 7.3. Требования к отчетной документации: 7.3.1. Конструкторская, технологическая, программная и эксплуатационная документация должна соответствовать требованиям стандартов ЕСКД, ЕСТД, ЕСПД. 7.3.2. Отчетная документация по Этапу 1 должна содержать: 7.3.2.1. Научно-технический отчет, оформленный в соответствии с ГОСТ 7.32-2001, содержащий результаты Работ по Этапу 1 в соответствии с п. 6, п. 8 настоящего Технического задания. 7.3.2.2. Презентационные материалы в формате MS Power Point с подстрочником по результатам выполнения Этапа 1. 7.3.2.3. Пояснительную записку, содержащую информацию об основном содержании и результатах работ, выполненных по Этапу 1. 7.3.3. Отчетная документация по Этапу 1 предоставляется отдельно по каждому ДЗО (ВЗО) ОАО «РАО Энергетические системы Востока»: – ОАО "ДГК" – ОАО "ДРСК" – ОАО "Камчатскэнерго" – ОАО "Магаданэнерго" – ОАО "Сахалинэнерго" – ОАО "Чукотэнерго" – ОАО АК "Якутскэнерго" 7.3.4. Отчетная документация по Этапу 2 должна содержать: 7.3.4.1. Программу строительства новых гидроэнергетических объектов на притоках р. Амур в целях регулирования водосброса в паводковые периоды, соответствующая требованиям п. 6 настоящего ТЗ.
--	--	---

		7.3.4.2. Презентационные материалы в формате MS Power Point с подстрочником по результатам выполнения Этапа 2. 7.3.4.3. Пояснительную записку, содержащую информацию об основном содержании и результатах работ, выполненных по Этапу 2. 7.3.5. Отчетная документация по Этапу 3 должна содержать: 7.3.5.1. Обоснования инвестиций в реализацию приоритетных инвестиционных проектов по строительству и реконструкции объектов генерации соответствующие требованиям п. 6 настоящего Технического задания, в том числе: – по Подэтапу 3.1. - ОБИи Строительства Артемовской ТЭЦ. – по Подэтапу 3.2. - ОБИи Строительства ПГУ на площадке Комсомольской ТЭЦ-3. – по Подэтапу 3.3. - ОБИи Строительства ПГУ на площадке Владивостокской ТЭЦ-2. – по Подэтапу 3.4. - ОБИи Строительства ТЭЦ в г. Певек. – по Подэтапу 3.5. - ОБИи Строительства ТЭЦ в г. Билибино. 7.3.5.2. Презентационные материалы в формате MS Power Point с подстрочником по результатам выполнения Этапа 3. 7.3.5.3. Пояснительную записку, содержащую информацию об основном содержании и результатах работ, выполненных по Этапу 3. 7.3.6. Отчетная документация по Этапу 4 должна содержать: 7.3.6.1. Научно-технический отчет, оформленный в соответствии с ГОСТ 7.32-2001, содержащий результаты работы по Этапу 4 в соответствии с п. 6, п. 8 настоящего Технического задания. 7.3.6.2. Презентационные материалы в формате MS Power Point с подстрочником по результатам выполнения Этапа 4. 7.3.6.3. Пояснительную записку, содержащую информацию об основном содержании и результатах работ, выполненных по Этапу 4. 7.3.7. Отчетная документация по Этапу 4 предоставляется отдельно по каждому ДЗО (ВЗО) ОАО «РАО Энергетические системы Востока»: – ОАО "ДГК" – ОАО "ДРСК" – ОАО "Камчатскэнерго" – ОАО "Магаданэнерго" – ОАО "Сахалинэнерго" – ОАО "Чукотэнерго" – ОАО АК "Якутскэнерго"
--	--	---

		7.3.8. Отчетная документация по Этапу 5 должна содержать: 7.3.8.1. Научно-технический отчет, оформленный в соответствии с ГОСТ 7.32-2001, содержащий результаты работы по Этапу 5 в соответствии с п. 6, п. 8 настоящего ТЗ. 7.3.8.2. Презентационные материалы в формате MS Power Point с подстрочником по результатам выполнения Этапа 5. 7.3.8.3. Пояснительную записку, содержащую информацию об основном содержании и результатах работ, выполненных по Этапу 5. 7.3.9. Отчетная документация по Этапу 5 предоставляется отдельно по каждому ДЗО (ВЗО) ОАО «РАО Энергетические системы Востока»: – ОАО "ДГК" – ОАО "ДРСК" – ОАО "Камчатскэнерго" – ОАО "Магаданэнерго" – ОАО "Сахалинэнерго" – ОАО "Чукотэнерго" – ОАО АК "Якутскэнерго" 7.3.10. Все отчетные документы представляются Исполнителем Заказчику в трех экземплярах: два экземпляра на бумажном носителе и один экземпляр - на электронном носителе (лазерный диск, флэш-карта), содержащем соответствующие документы в электронной форме. 7.3.11. Все отчетные документы представляются на русском языке. 7.3.12. Файлы на электронном носителе должны содержать все страницы предоставляемых отчетов и приложений к ним. 7.3.13. Отчетная документация должна содержать подробное описание методологии проработки вариантов, анализ рассматриваемых технических решений, графическую информацию (схемы, графики, эскизы), расчетные таблицы и т.д. 7.3.14. Форматы предоставления материалов на электронном носителе: - текстовая часть – в формате MS Word; - расчетная часть – в формате MS Excel с активными формулами; - графическая часть – в формате ACAD, jpeg; - графики выполнения мероприятий - в формате MS Project; - презентационные материалы – в формате MS Power Point.
8.	Перечень и комплектность результатов работ по этапам	Результатами Работ будут являться: По Этапу 1: Исследование и анализ текущего и прогнозного состояния и условий работы энергетического комплекса ДФО, а также ранее разработанных концепций его развития, в том числе: - а). Результаты обследования объектов генерации (35 шт.). - б). Результаты обследования систем теплоснабжения городов

		(12 шт.). в). Результаты математического моделирования объектов электросетевого комплекса. По Этапу 2: Программа строительства новых гидроэнергетических объектов на притоках р. Амур в целях регулирования водосброса в паводковые периоды, соответствующая требованиям п. 6 настоящего ТЗ. По Этапу 3: Обоснования инвестиций в реализацию приоритетных инвестиционных проектов по строительству и реконструкции объектов генерации (далее – ОБИИ), в том числе: - по Подэтапу 3.1. - ОБИИ Строительства Артемовской ТЭЦ. - по Подэтапу 3.2. - ОБИИ Строительства ПГУ на площадке Комсомольской ТЭЦ-3. - по Подэтапу 3.3. - ОБИИ Строительства ПГУ на площадке Владивостокской ТЭЦ-2. - по Подэтапу 3.4. - ОБИИ Строительства ТЭЦ в г. Певек. - по Подэтапу 3.5. - ОБИИ Строительства ТЭЦ в г. Билибино. По Этапу 4: Разработанные принципиальные технические решения и комплекс мероприятий по развитию объектов энергетики на территории ДФО в зоне ответственности холдинга ОАО «РАО Энергетические системы Востока», обоснование перечня и стоимости реализации мероприятий, а также оценка экономической эффективности предложенных решений. По Этапу 5: Программа перспективного развития энергетического комплекса на территории ДФО в зоне ответственности холдинга ОАО «РАО Энергетические системы Востока» до 2025 г. для регионов и ДФО в целом. Результаты исследований и анализа социально-экономических эффектов от реализации мероприятий ППР для регионов и ДФО в целом.
--	--	--

ОТ ЗАКАЗЧИКА:

ОТ ИСПОЛНИТЕЛЯ:

ЮРИДИЧЕСКИЙ ДЕП - Т
ОАО «РАО ЭС ВОСТОКА»