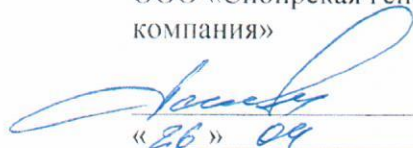


УТВЕРЖДАЮ:

Заместитель Генерального директора -
Технический директор
ООО «Сибирская генерирующая
компания»



О.В. Петров

« 26 » 09 2019 г.

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ

**на выполнение пред ТЭО замены или модернизации турбоагрегата
ПТ-80/100-130/13 ст. №1 Барнаульской ТЭЦ-3**

1	НАИМЕНОВАНИЕ ПРЕДПРИЯТИЯ	
	1.1	АО «Барнаульская ТЭЦ-3».
2	МЕСТО РАСПОЛОЖЕНИЯ ОБЪЕКТА СТРОИТЕЛЬСТВА	
	2.1	Российская Федерация, 656022 Алтайский край, г. Барнаул, ул. Тракторная, 7, территория АО «Барнаульская ТЭЦ-3».
3	ОСНОВАНИЕ ДЛЯ ВЫПОЛНЕНИЯ РАБОТ	
	3.1	Инвестиционная программа АО «Барнаульская ТЭЦ-3» на 2019г.
4	ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТА	
	4.1	<p>Установленная электрическая мощность Барнаульской ТЭЦ-3: 445 МВт.</p> <p>Установленная тепловая мощность Барнаульской ТЭЦ-3: – 1450 Гкал/ч.</p> <p>Состав теплофикационных турбоагрегатов: ст.№1 ПТ-80/100-130/13 ЛМЗ с генератором ТВФ-120-2У3, ст.№2 Т-175/210-130 и ст. №3 Т-190/220-130 ПО ТМЗ с генераторами ТГВ-200-2МУЗ.</p> <p>Состав котлоагрегатов: ст.№1-5 БКЗ-420-140 ПТ2.</p> <p>Для определения возможности и условий эксплуатации турбины ст. № 1 (ПТ-80/100-130/13) за пределами паркового ресурса проведено техническое диагностирование с контролем металла ее элементов в объеме требований НТД. Специалистами ОАО «СТЭК» (с использованием результатов проведенного диагностирования) назначен ресурс безопасной эксплуатации 50 000 час (до общей наработки 268 000 ч). Работы по продлению ресурса оформлены заключением экспертизы промышленной безопасности (рег. № 63 ТУ 22868 2017, см. раздел 3.6 настоящего отчета). По данным электростанции достижение назначенного ресурса ожидается не ранее 2024 г.</p>
5	ЦЕЛЬ РАБОТЫ	
	5.1	<p>Оценка возможности:</p> <p>- вариант 1: комплексной замены существующей турбины ПТ-80/100-130/13 на новую турбину мощностью не менее 100 МВт, с сохранением возможности</p>

		обеспечения собственных нужд станции паром 12-15 кгс/см ² с расходом до 100 т/ч без существенной реконструкции фундамента, - вариант 2: модернизация существующей турбины ПТ-80/100-130/13 с заменой ЦВД и увеличением мощности до не менее 96 МВт
	5.2	Оценка объема и стоимости реконструкции тепловой схемы и электрооборудования новой турбины во всех режимах работы станции без ограничений.
	5.3	Провести анализ затрат на демонтаж старой турбины и монтаж новой турбины, и требуемых сопутствующих мероприятий
6	ОБЩИЕ ТРЕБОВАНИЯ	
	6.1	Провести оценку затрат в нескольких вариантах: оценить возможность использования существующего вспомогательного оборудования (подогревателей регенерации: низкого и высокого давления, конденсатора, теплофикационной установки: подогревателей, насосов, насосного оборудования турбины) или обосновать необходимость демонтажа вспомогательного оборудования, изменения схем регенерации, основного конденсата турбины, конденсатора, подогревателей регенерации и теплофикации.
	6.2	Провести оценку затрат в нескольких вариантах: возможность применения существующего оборудования: турбогенератора типа ТВФ-120-2УЗ, Трансформатора ТДЦ-125000 КВа в новой установке или применения модернизированного турбогенератора с установкой нового трансформатора с заменой строительной и электрической частей.
	6.3	Оценить и обосновать возможность применения существующего фундамента турбины без изменения или с минимально возможными изменениями. Обеспечить минимизацию строительных работ по фундаментам.
	6.4	Варианты с реконструкцией главного корпуса не рассматривать.
	6.5	Турбина должны быть запитана от стационарного трубопровода острого пара 130 ата, поперечной связи (от любого из К.А.)
	6.6	Провести оценку затрат в нескольких вариантах: модернизации теплофикационной установки с применением существующих подогревателей (ПСГ-1300 и ПСВ-500) или же обосновать необходимость их замены на новые, с целью достижения отопительного отбора в объеме не менее 175 Гкал/ч (номинальная тепловая нагрузка).
	6.7	При проектировании учесть подключение к коллекторам СН 13ата с обеспечением паровой нагрузки в объеме 80- 100 т/ч с установкой регулирующей, запорной и защитной арматуры.
	6.8	Оценить объемы прокладки трубопровода перегретого пара от паропровода поперечной связи до новой турбины на месте турбоагрегата ст. №1. Рассмотреть возможность использования существующего трубопровода.
	6.9	Расчет затрат по каждому варианту выполнения необходимого и достаточного комплекса работ производить в текущем уровне цен, в соответствии с исходными данными.

7	ОБЪЕМ РАБОТ	
	7.1	<p>Сбор и анализ технических и эксплуатационных характеристик установленного на Барнаульской ТЭЦ-3 оборудования, относящегося к выполнению данной работы:</p> <ul style="list-style-type: none"> - фактические (3 последних года) и перспективных тепловые и электрические - - - - нагрузки станции; - паровые турбины; - турбогенераторы; - система технического водоснабжения; - схема сетевой воды и теплофикационной (ПСТ, ПБ) установки ТА-1; - схема коллекторов теплофикационного пара; - схема деаэраторов 7 ата; - схема колонн; - информация о модернизации оборудования; - состояние фундаментов турбоагрегата ст. №1, а также прочих строительных конструкций; - тепловая схема турбины ст. №1; - схема основного конденсата турбин ст. №1; - электрическая схема блока ПГТ.
	7.2	Сбор и анализ данных о текущем состоянии оборудования станции по результатам имеющихся на электростанциях документов по обследованиям, заключениям и на основе непосредственного осмотра оборудования Подрядчиком по месту.
	7.3	Обследование фундаментов турбоагрегатов выполняет Заказчик и передает отчет об их состоянии Подрядчику, а также Заказчик по запросу Подрядчика предоставляет, имеющиеся документы о техническом состоянии турбогенератора ст. №1.
	7.4	Выполнение тепловых расчетов турбины на двух основных режимах: летний и зимний с учетом фактических и перспективных тепловых нагрузок в сетевой воде, заложенных в схеме теплоснабжения г. Барнаула.
	7.5	Определение объемов работ, необходимых и достаточных для замены или модернизации турбины (демонтаж/монтаж) по направлениям, учитывающим полный комплекс работ по всем вариантам: ПИР, поставка оборудования, СМР, ПНР.
	7.6	Формирование перечня поставляемого оборудования и физических объемов работ.
	7.7	Разработка укрупненного графика работ.
	7.8	Расчет всех затрат. Представить сводный сметный расчет на весь объем работ, в разрезе затрат: строительных, монтажных работ, оборудования, прочих затрат. Представить объектные сметы. Сравнительную оценку стоимости оборудования провести на основе ТКП заводов изготовителей.
	7.9	Разработка отчета с указанием технических характеристик предлагаемого оборудования, объема работ по реконструкции турбины, тепловой схемы станции, системы регенерации, основного конденсата и теплофикационных (бойлерных) установок.
	7.10	Проработка перспективных схем (по сетевой воде, тепловых, регенерации турбины теплофикационных (бойлерных) установок, коллекторов отборного (производственного) пара, работы станции с расчетами.

7.11	Проработка объема работ, сроков и стоимости замены конденсатора турбины.	
8	ТРЕБОВАНИЯ К СМЕТНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ	
8.1	<p>Расчет сметной стоимости работ производить на основе территориальных сборников на строительные, специальные строительные, монтажные работы (ТЕР-2001, ТЕРм-2001), пусконаладочные работы (ТЕРп-2001) по Алтайскому краю 2014 года И1-2.</p> <p>Сметная документация предоставляется в 4-х (четырех) экземплярах на бумажном носителе, в формате Excel, pdf и в электронном виде в формате «Гранд-смета».</p> <p>Сметы на проектные работы должны быть составлены с использованием «Генерация энергии СБЦП 81-02-23-2001 справочник базовых цен на проектные работы в строительстве, СБЦП 81-2001-23 объекты энергетики».</p>	
8.2	<p>Стоимость работ в локальных сметных расчетах в составе сметной документации должна приводиться в двух уровнях цен, с применением индексов перевода в текущие цены, доведенных письмом ООО «СГК» от 25.01.2019г. №исх-04-10-4/19 к СНБ по Алтайскому краю в редакции 2014 года И1-2:</p> <ul style="list-style-type: none"> - в базисном уровне 2001 года; - в текущем уровне цен с применением индексов перевода на 2019г., а именно: - Иозп = 22,95; - Иэмм = 8,43; - Имат = 5,87; - Иоборуд. = 4,5; - Ипир ПЗ = 22,95. <p>Пересчет в текущие цены стоимости погрузо-разгрузочных работ выполнить с применением индексов, разработанных региональным центром ценообразования по Алтайскому краю на момент составления документации.</p>	
8.3	<p>Стоимость проектных и изыскательских работ в текущих ценах определять по индексам изменения сметной стоимости проектных и изыскательских работ для строительства на основании информационных писем Минстроя и ЖКХ РФ, действующих на момент проведения закупочных процедур.</p>	
8.4	<p>Стоимость оборудования, основных материалов и материалов, отсутствующих в базе 2001 года, определять по текущей (фактической) стоимости для данного региона, на основании проведения маркетингового исследования между производителями и поставщиками.</p>	
9	СРОКИ ВЫПОЛНЕНИЯ	
9.1	<p>45 календарных дней с момента получения от Заказчика гарантийного письма о заключении договора и оплате работ.</p>	
10	ПРОЧИЕ УСЛОВИЯ	
10.1	<p>Отчет предоставляется Заказчику в 2 экз. на бумажных носителях, в 1 экз. в электронном виде на CD или DVD-диске в формате pdf.</p>	
10.2	<p>Заказчик выполняет обследование фундаментов турбоагрегата и передаёт отчёт об их состоянии Подрядчику, а также Заказчик предоставляет, имеющиеся документы о техническом состоянии турбогенератора ст. №1.</p>	

10.3	Подрядчик выполняет осмотр места установки нового оборудования на Барнаульской ТЭЦ-3 и собирает необходимые исходные данные.
10.4	Заказчик обеспечивает доступ представителям Подрядчика на Барнаульскую ТЭЦ-3, её оборудованию ТЭЦ, а также предоставляет документацию необходимую для выполнения работ.
10.5	Все вопросы технического характера и принимаемые технические решения, должны быть согласованы со специалистами Заказчика.
10.6	Дополнительная информация и документация необходимая для выполнения работ предоставляется Заказчиком по запросу Подрядчика.

Директор по стратегии ООО «СГК»

В.В. Черкашин

Советник

Генерального директора ООО «СГК»



И.Ю. Сорокин

Заместитель директора по технической политике

Алтайского филиала


ООО «Сибирская генерирующая компания»



М.Л. Паршуков

Главный инженер

АО «Барнаульская ТЭЦ-3»



А.В. Макаров

Заместитель Технического директора по
эксплуатации ООО «СГК»

И.В. Поликарнов

Директор по капитальному строительству
и реконструкции ООО «СГК»



А.А. Савенко

Заместитель начальника управления
сметно-стоимостной экспертизы ООО «СГК»



Р.А. Айметдинова