

УТВЕРЖДАЮ:
Директор по тепловым сетям
ООО «Сибирская генерирующая компания»

А.С. Баев

« 04 » 10 2019 г.

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ № _____

на выполнение проектных работ, монтажа и пусконаладочных работ (выполнение работ «под ключ») и возмездное оказание услуг по проекту по проекту:

Модернизация автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) и вывод энергообъектов ООО «ИНВЕСТ-ЭНЕРГО» на оптовый рынок электроэнергии и мощности (ОРЭМ)

1.	НАИМЕНОВАНИЕ ПРЕДПРИЯТИЯ	
1.1.	ООО «ИНВЕСТ-ЭНЕРГО», г. Красноярск	
2.	ОСНОВАНИЕ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ	
2.1.	Инвестиционная программа ООО «ИНВЕСТ-ЭНЕРГО».	
3.	ВИД РАБОТ	
3.1.	Реконструкция	
4.	РАЙОН, ПУНКТ И ПЛОЩАДКА СТРОИТЕЛЬСТВА	
4.1.	Объекты ООО «ИНВЕСТ-ЭНЕРГО», г. Красноярск, перечень объектов с указанием адреса объекта приведен в Приложении №1 к ТЗ – Опросный лист	
5.	СРОКИ ВЫПОЛНЕНИЯ РАБОТ	
5.1.	Начало производства работ – с момента заключения договора.	
5.2.	Окончание производства работ – 01.05.2020 г.	
6.	ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТА	
6.1.	Перечень объектов ООО «ИНВЕСТ-ЭНЕРГО», г. Красноярск, точек измерения и их характеристики приведены в Приложении №1 к ТЗ – Опросный лист	
7.	ЦЕЛЬ РАБОТ	
7.1.	Модернизация системы коммерческого учета электроэнергии и создание автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) соответствующей техническим требованиям оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ) с целью дальнейшего вывода на ОРЭМ энергообъектов ООО «ИНВЕСТ-ЭНЕРГО»	
8.	СОСТАВ СУЩЕСТВУЮЩЕГО ОБОРУДОВАНИЯ	
8.1.	Верхний уровень, уровень ИВК: Сервер сбора данных ООО «СГК» АИИС КУЭ ОРЭМ на базе ПК «Энергосфера 8» (Кузбасский филиал ООО «Сибирская генерирующая компания», г. Кемерово, пр. Кузнецкий, 28/30).	

8.2.	Средний уровень, уровень ИВКЭ: УСПД ЭКОМ-3000 (Кузбасский филиал ООО «Сибирская генерирующая компания», г. Кемерово, пр. Кузнецкий, 28/30).
8.3.	Нижний уровень, уровень ИИК: Точки измерения на объектах ООО «ИНВЕСТ-ЭНЕРГО», перечень и описание точек измерения приведен в Приложении №1 к ТЗ – Опросный лист.
8.4.	Каналы связи: Каналы связи от объектов учета до существующего уровня ИВКЭ отсутствуют.
9. ОБЪЕМ РАБОТ	
9.1.	Подготовить технические решения по созданию автоматизированной системы коммерческого учёта электрической энергии (АИИС КУЭ). Согласовать технические решения с Заказчиком.
9.2.	Выполнить инженерные изыскания в объеме необходимом для разработки рабочей документации.
9.3.	Разработать рабочую документацию на модернизацию системы АИИС КУЭ (в т.ч. сметную документацию).
9.4.	Выполнить поставку оборудования и материалов в соответствии с разработанными проектами.
9.5.	Выполнить монтажные работы в полном объеме в соответствии с разработанными проектами.
9.6.	Выполнить пуско-наладочные работы и ввод в эксплуатацию в полном объеме в соответствии с разработанными проектами и действующими нормами, правилами, и требованиями регламентов АО «АТС».
9.7.	Подготовить и сдать Заказчику исполнительную документацию по утвержденному сторонами перечню.
9.8.	Выполнить комплекс работ по метрологическому обеспечению АИИС КУЭ и внесению АИИС КУЭ в Государственный реестр средств измерений РФ как единичного средства измерений.
9.9.	Подготовить комплект документов на установление соответствия АИИС КУЭ требованиям ОРЭМ, провести дистанционные испытания в АО «АТС», г. Москва, и получить Акт о соответствии АИИС КУЭ техническим требованиям ОРЭМ, класса А.
10. ЭТАПЫ ВЫПОЛНЕНИЯ РАБОТ	
10.1.	1-й этап. Разработка документации: <ul style="list-style-type: none"> • Проведение предпроектного обследования, разработка и утверждение отчета; • Разработка технического задания; • Разработка технорабочего проекта АИИС КУЭ и системы сбора данных; • Утверждение разработанной документации Заказчиком.
10.2.	2-й этап. Поставка оборудования, СМР и ПНР: Поставка оборудования; Выполнение монтажных и пусконаладочных работ: <ul style="list-style-type: none"> • Присоединение малой мощности включить в схему опроса, в метрологическую документацию на АИИС КУЭ не включать. Предусмотреть замену существующего счетчика электрической энергии, на счётчик другого типа, удовлетворяющего требованиям ПП РФ от 04.05.2012 №442, обеспечивающего определение почасовых объемов потребления электрической энергии (мощности) и суммарно по состоянию на определенный момент времени, хранение данных о потребленной электрической энергии (мощности) и оснащенного интерфейсом связи для работы, как автономно, так и в составе АИИС КУЭ (цифровой интерфейс RS485). • Организация и настройка основного и резервного каналов связи для передачи данных от объектов учета (5 точек измерения) до существующего уровня ИВКЭ – УСПД ЭКОМ-3000 и сервера сбора данных ООО «СГК» АИИС КУЭ

		<p>ОРЭМ на базе ПК «Энергосфера 8» (Кузбасский филиал ООО «Сибирская генерирующая компания», г. Кемерово, пр. Кузнецкий, 28/30);</p> <ul style="list-style-type: none"> • Организация дистанционного сбора данных, конфигурация УСПД, настройка информационной подсистемы ИВК АИИС КУЭ. • Настройка ИИК для дистанционного получения профилей данных со счетчиков, для использования при дистанционных испытаниях в АО «АТС», г.Москва; • Организация и сопровождение тестовой передачи данных в формате макетов XML 80020 в ПАК АО «АТС» и смежным субъектам ОРЭМ.
		<p>3-й этап. Метрологическое обеспечение АИИС КУЭ:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Разработка проекта МИ с использованием АИИС КУЭ; • Аттестация (метрологическая экспертиза) МИ с использованием АИИС КУЭ Федеральным агентством по техническому регулированию и метрологии Российской Федерации или уполномоченными им организациями (ФГУП ВНИИМС); • Регистрация методики выполнения измерений в реестре Методик выполнения измерений; • Разработка паспортов-протоколов измерительного комплекса по всем точкам коммерческого учета, утверждение их в центре стандартизации и метрологии; • Разработка документации в целях утверждения типа единичного средства измерения АИИС КУЭ (программа испытаний, методика поверки, проект описания типа); • Проведение испытаний АИИС КУЭ с целью утверждения типа АИИС КУЭ и внесения системы в государственный реестр средств измерений РФ (Госреестр СИ); • Проведение процедуры внесения АИИС КУЭ в Государственный реестр средств измерений РФ как единичного средства измерений; • Первичная поверка АИИС КУЭ.
		<p>4-й этап. Установление соответствия АИИС КУЭ техническим требованиям ОРЭМ:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Проведение опытной эксплуатации АИИС КУЭ; • Разработка опросных листов АИИС КУЭ - Том № 2. • Подготовка комплекта документов на установление соответствия АИИС КУЭ требованиям ОРЭМ; • Проведение дистанционных испытаний в АО «АТС», г. Москва, и получение акта о соответствии АИИС КУЭ техническим требованиям ОРЭМ класса «А».
11.	ОСНОВНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ К ПРОЕКТИРОВАНИЮ И ПРОЕКТНЫМ РЕШЕНИЯМ.	
11.1.	<p>Комплект разрабатываемой документации выполнить в соответствии с действующими на территории РФ нормами и правилами на разработку проектной и рабочей документации:</p> <ul style="list-style-type: none"> - ГОСТ Р 21.1101-2013 - Основные требования к проектной и рабочей документации; - МДС 12-81.2007 — Методические рекомендации по разработке и оформлению проекта организации строительства и проекта производства работ, утверждённые ЦНИИОМТП от 02.03.2007 года. - Постановление правительства РФ от 16.02.2008 г. № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию» (в редакции постановлений правительства РФ от 18.05.09 г. № 427; от 21.12.09 г. № 1044; от 13.04.10 г. № 235; от 07.12.10 г. № 1006) в объёме необходимом для разработки ТРП. - «Правила устройства электроустановок» (7 издание, с дополнениями и изменениями). - «Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации» СО 153-34.20.501-2003. (с дополнениями и изменениями). - ГОСТ 34.603-92 - Виды испытаний автоматизированных систем; - ГОСТ Р 21.1101-2013 - Основные требования к проектной и рабочей документации; - МДС 12-81.2007 - Методические рекомендации по разработке и оформлению проекта организации строительства и проекта производства работ, утверждённые 	

		<p>ЦНИИОМТП от 02.03.2007 года.</p> <p>Данный список не является полным и окончательным. При проектировании необходимо руководствоваться последними редакциями документов, необходимых и действующих на момент разработки документации.</p>
	11.2.	<ul style="list-style-type: none"> АИИС КУЭ и оборудование, входящее в состав системы должны соответствовать требованиям Приложения №11.1 «Автоматизированные информационно-измерительные системы коммерческого учета электрической энергии (мощности). Технические требования» к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка; Для организации основного канала связи между объектами учета, уровнем ИВКУЭ и сервером сбора данных АИИС КУЭ необходимо использовать существующие/вновь создаваемые проводные и/или оптоволоконные каналы связи, при отсутствии данных каналов или нецелесообразности их организации, в качестве основного канала связи использовать 3G/4G GPRS модемы с интерфейсом RS485, автоматической перезагрузкой и удалённой перезагрузкой по SMS, при этом необходимо использовать пакетный метод передачи данных (GPRS, 3G, LTE), использование CSD (передача в голосовом канале) – недопустима; Для организации резервного канала связи использовать 3G/4G GPRS модемы с интерфейсом RS485, автоматической перезагрузкой и удалённой перезагрузкой по SMS, при этом необходимо использовать пакетный метод передачи данных (GPRS, 3G, LTE), использование CSD (передача в голосовом канале) – недопустима; Присоединения малой мощности включить в схему опроса, в метрологическую документацию на АИИС КУЭ не включать.
	11.3.	Данные о материалах и оборудовании (технические характеристики, предполагаемые тип, марка, комплектация и т.д.), включаемых в проект, на этапе проектирования должны быть согласованы с Заказчиком.
	11.4.	Рабочая документация должна быть выполнена Подрядчиком собственными и/или привлеченными силами в объеме, необходимом для выполнения всего комплекса работ по данному объекту и сдачи его в эксплуатацию.
	11.5.	Проектные решения должны отвечать: требованиям ГОСТ, СП, СНиП, ФЗ №116 от 21.07.1997г. (с изм. на 02.07.2013г.) «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» и другим действующим нормативным документам, Федеральному и Российскому законодательству.
	11.6.	<p>В составе рабочей документации должны быть:</p> <ul style="list-style-type: none"> - принципиальные и полные (монтажные) схемы подключения устройств АИИС КУЭ к существующим инженерно-техническим системам объекта (цепи измерения, питания, сигнализации и т. д.); • схемы размещения оборудования; • кабельный журнал; • спецификацию оборудования, изделий и материалов; • карты заказа на оборудование, изделий и материалов; • сметная документация (сметы на СМР, ПНР и приобретение оборудования). • документацию, необходимую для приёма в промышленную эксплуатацию ИИК АИИС КУЭ (Акты автономных и комплексных испытаний ИИК, Акт о технической готовности к вводу в эксплуатацию ИИК).
12.	ОБЩИЕ ТРЕБОВАНИЯ К АИИС КУЭ И ОБОРУДОВАНИЮ	
	12.1.	<p>Подрядная организация осуществляет закупку и доставку на объект необходимых материалов и оборудования собственными силами.</p> <p>Все используемые подрядчиком материалы должны быть новыми, ранее не использованными, иметь соответствующую документацию (сертификаты или декларации соответствия техническим регламентам Таможенного союза, паспорта и т.д.) и соответствовать действующим нормативным документам.</p>

	12.2.	<p>Стоимость поставляемого Подрядчиком оборудования должна быть согласована с Заказчиком.</p> <p>В процессе поставок материалов подрядчик обязан привлекать специалистов службы технического надзора Заказчика для проведения входного контроля с составлением соответствующих актов.</p>
	12.3.	<p>Используемые приборы учета должны соответствовать требованиям законодательства Российской Федерации об обеспечении единства измерений, действующим на момент ввода приборов учета в эксплуатацию, требованиям ПП РФ от 04.05.2012 №442, требованиям Приложения №11.1 «Автоматизированные информационно-измерительные системы коммерческого учета электрической энергии (мощности). Технические требования» к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка.</p>
	12.4.	<p>Общие требования к АИИС КУЭ</p> <p>АИИС КУЭ должна соответствовать требованиям Приложения №11.1 «Автоматизированные информационно-измерительные системы коммерческого учета электрической энергии (мощности). Технические требования» к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка и выполнять следующие функции:</p> <ul style="list-style-type: none"> • измерение количества активной и реактивной электрической энергии с дискретностью 30 минут (30-минутные • приращения электроэнергии) и нарастающим итогом на начало расчетного периода (далее – результаты измерений), используемое для формирования данных коммерческого учета; • формирование данных о состоянии средств измерений («Журналы событий») и в случае использования для расчета значений учетных показателей данных о вариантах схем электроснабжения и (или) о положении коммутационной аппаратуры предоставление в АО «АТС» данных о состоянии объектов измерений (далее – данные о состоянии средств и объектов измерений); • ведение единого времени при выполнении измерений количества активной и реактивной электрической энергии, и формирования данных о состоянии средств и объектов измерений; • периодический (1 раз в сутки) и (или) по запросу автоматический сбор результатов измерений электрической энергии и данных о состоянии средств и объектов измерений; • хранение не менее 3,5 лет результатов измерений, данных о состоянии средств и объектов измерений; • обработку, формирование и передачу результатов измерений и в случае использования для расчета значений учетных показателей данных о вариантах схем электроснабжения и (или) о положении коммутационной аппаратуры данных о состоянии объектов измерений в XML-формате по электронной почте в АО «АТС» и внешним организациям с электронной подписью; • обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне; • обеспечение по запросу АО «АТС» дистанционного доступа к результатам измерений, данным о состоянии средств измерений и в случае использования для расчета значений учетных показателей данных о вариантах схем электроснабжения и (или) о положении коммутационной аппаратуры объектов измерений с сервера (АРМа) ИВК АИИС КУЭ на всех уровнях АИИС КУЭ; • Система обеспечения единого времени (далее – СОЕВ) формируется на всех уровнях АИИС КУЭ. СОЕВ выполняет законченную функцию измерений времени, имеет нормированные метрологические характеристики и обеспечивает синхронизацию времени от источника точного времени при проведении измерений количества электроэнергии с точностью не хуже $\pm 5,0$ с. В СОЕВ входят все средства измерений времени, влияющие на процесс измерения количества электроэнергии, и учитываются временные характеристики (задержки) линий связи между ними, которые используются

		<p>при синхронизации и коррекции времени. СОЕВ должна быть привязана к единому календарному времени.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Значения показателей надежности СОЕВ должны быть не ниже: коэффициент готовности – не менее 0.95, время восстановления – не более 24 часов. • Передача результатов измерений, данных о состоянии средств и объектов измерений в XML-формате в АО «АТС» и внешним организациям производится по электронной почте с электронной подписью в соответствии с требованиями <i>Формата и регламента предоставления результатов измерений, состояний средств и объектов измерений в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам (Приложение № 11.1.1 к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка (Приложение № 1.1 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка))</i>.
12.5		<p>Требования к ИИК</p> <p>Требования к трансформаторам тока и напряжения:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Серийно выпускаемые измерительные трансформаторы утвержденных типов, поставляемые с метрологическими характеристиками в соответствии с ГОСТ 7746-2001 и ГОСТ 1983-2001; • Классы точности измерительных трансформаторов тока и напряжения должны соответствовать требованиям ПУЭ, рекомендациям РД 153-34.0-11.209-99 и требованиям Приложения №11.1 «Автоматизированные информационно-измерительные системы коммерческого учета электрической энергии (мощности). Технические требования» к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка; • Измерительные трансформаторы должны соответствовать ПУЭ по классу напряжения, электродинамической и термической стойкости, климатическому исполнению. <p>Требования к счетчикам электроэнергии:</p> <ul style="list-style-type: none"> • класс точности – не хуже 0,5S по активной электрической энергии. Допускается применять счетчики прямого включения (без применения в составе ИИК измерительных трансформаторов тока и напряжения) с классом точности не хуже 1,0; • подключение по цифровым интерфейсам для автономного считывания результатов измерений и «Журнала событий», удаленного доступа и параметрирования (наличие интерфейса RS-485 и оптопорта); • наличие энергонезависимой памяти для хранения профиля нагрузки с получасовым интервалом на глубину не менее не менее 45 суток, данных по активной и реактивной электроэнергии с нарастающим итогом на начало расчетного периода; • измерение количества активной и реактивной электрической энергии с дискретностью 30 минут (30-минутные приращения электроэнергии) и нарастающим итогом на начало расчетного периода, используемое для формирования данных коммерческого учета; • наличие энергонезависимых часов, обеспечивающих ведение даты и времени (точность хода не хуже $\pm 5,0$ с/сут с внешней автоматической коррекцией, работающей в составе СОЕВ); • автоматическое ведение «Журнала событий» счетчика, фиксирующего время и даты наступления событий; • факты связи со счетчиком, приведшие к каким-либо изменениям данных и конфигурации; • факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции или величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство;








		<ul style="list-style-type: none"> • формирование обобщенного события (или по каждому факту) по результатам автоматической самодиагностики; • отсутствие напряжения по каждой фазе с фиксацией времени пропадания и восстановления напряжения; • перерывы питания электросчетчика с фиксацией времени пропадания и восстановления. • обеспечение защиты от несанкционированного изменения параметров счетчика, при этом защита должна быть обеспечена на программном (логическом) уровне (установка паролей) и аппаратном (физическом) уровне (установка пломб, марок и т.п.); • среднее время наработки на отказ счетчика должно составлять не менее 35 000 часов; • межповерочный интервал – не менее 8 лет.
	12.6	<p>Требования к ИВКЭ</p> <ul style="list-style-type: none"> • ИВКЭ должен соответствовать требованиям Приложения №11.1 «Автоматизированные информационно-измерительные системы коммерческого учета электрической энергии (мощности). Технические требования» к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка; • Наличие энергонезависимых часов, обеспечивающих ведение даты и времени (точность хода не хуже $\pm 5,0$ с/сут с автоматической коррекцией (синхронизацией), работающих в составе СОЕВ).; • ИВКЭ должен обеспечивать хранение суточных данных о тридцатиминутных приращениях электропотребления (выработки) по каждому каналу, а также электропотребление (выработку) за месяц по каждому каналу не менее 45 суток; • Значения показателей надежности ИВКЭ не ниже: наработка на отказ – не менее 35 000 часов, время восстановления – не более 24 часов.
	12.7	<p>Требования к ИВК</p> <p>ИВК должен соответствовать требованиям Приложения №11.1 «Автоматизированные информационно-измерительные системы коммерческого учета электрической энергии (мощности). Технические требования» к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка и обеспечивать:</p> <ul style="list-style-type: none"> • периодический (1 раз в сутки) и (или) по запросу автоматический сбор результатов измерений электрической энергии; • автоматический сбор данных о состоянии средств измерений со всех ИИК, ИВКЭ, опрашиваемых непосредственно данным ИВК; • хранение не менее 3,5 лет результатов измерений, данных о состоянии объектов измерений, данных о состоянии средств измерений («Журнал событий»); • возможность масштабирования долей именованных величин количества электроэнергии; • синхронизацию времени в ИВК (допускается синхронизация ИВКЭ времени ИВК) и коррекцию времени в счетчиках электроэнергии и ИВКЭ, передающих информацию в данный ИВК; • расчеты потерь электроэнергии от точки измерений до точки поставки в случае использования данных от АИИС в качестве замещающей информации либо для расчета величины сальдо перетоков электроэнергии по внутреннему сечению коммерческого учета; • автоматический сбор результатов измерений и данных о состоянии средств измерений со всех ИИК, ИВКЭ, опрашиваемых данным ИВК после восстановления работы каналов связи, восстановления питания; • формирование и передачу в XML-формате по электронной почте в АО «АТС» и внешним организациям с электронной подписью в формате макетов XML 80020;

		<ul style="list-style-type: none"> • дистанционный доступ до компонентов АИИС КУЭ; • ведение «Журнала событий» ИВК; • аппаратную и программную защиту от несанкционированного изменения параметров и любого изменения данных; • конфигурирование и параметрирование технических средств и программного обеспечения ИВК.
	12.8	<p>Общие требования к каналам связи:</p> <ul style="list-style-type: none"> • каналы связи должны обеспечивать скорость передачи данных не менее 9600 бит/с и коэффициент готовности не хуже 0,95; • для организации основного канала связи между объектами учета, уровнем ИВКЭ и сервером сбора данных АИИС КУЭ необходимо использовать существующие/вновь создаваемые проводные и/или оптоволоконные каналы связи, при отсутствии данных каналов или нецелесообразности их организации, в качестве основного канала связи использовать 3G/4G GPRS модемы с интерфейсом RS485, автоматической перезагрузкой и удалённой перезагрузкой по SMS, при этом необходимо использовать пакетный метод передачи данных (GPRS, 3G, LTE), использование CSD (передача в голосовом канале) – недопустима; • для организации резервного канала связи использовать 3G/4G GPRS модемы с интерфейсом RS485, автоматической перезагрузкой и удалённой перезагрузкой по SMS, при этом необходимо использовать пакетный метод передачи данных (GPRS, 3G, LTE), использование CSD (передача в голосовом канале) – недопустима.
	12.9	Срок действия гарантийных обязательств – не менее 24 месяцев с момента подписания Акта приёмки АИИС КУЭ в эксплуатацию.
13.	ОБЩИЕ ТРЕБОВАНИЯ К СТРОИТЕЛЬНО-МОНТАЖНЫМ РАБОТАМ	
	13.1.	Перед началом производства работ Подрядчик разрабатывает и согласовывает с Заказчиком Проект производства работ и График производства работ.
	13.2.	Подрядчик своими силами и средствами обеспечивает согласование и получение разрешений на все виды работ.
	13.3.	Подрядчик выполняет работы в полном объеме, в соответствии с проектной документацией и Графиком производства работ.
	13.4.	При производстве работ, Подрядчик обязан обеспечить необходимых мероприятий по технике безопасности и пожарной безопасности.
14.	КОНТРОЛЬ И ПРИЕМКА РАБОТ	
	14.1.	Все работы должны выполняться в соответствии с требованиями СП, СНиП и других действующих нормативных актов, регламентирующих технологию и качество производимых подрядной организацией работ.
	14.2.	Согласованная проектная и рабочая документация предоставляется Заказчику на бумажном носителе в 2 экземплярах, в электронном виде редактируемых, в не редактируемых формах pdf, dwf, dvg и на диске.
	14.3.	Спецификация на материалы и оборудование передается, в том числе, в редактируемом формате Microsoft Office Excel.
	14.4.	В случае внесения изменений в проект после его выдачи Заказчику, Подрядчик должен заменить все комплекты документации ПИР, которых касаются изменения.
	14.5.	Заказчик осуществляет контроль над подрядной организацией по соблюдению технологий, объемов, сроков и качества выполняемых работ. При нарушении технологии производства работ, отступлений от требований ТУ либо других нарушений, влияющих на качество выполняемых работ, Заказчик имеет право прекратить все работы до полного устранения Подрядчиком выявленных нарушений.
	14.6.	По окончании выполнения работ Подрядчик представляет Заказчику:

		– акт о приемки выполненных работ по форме № КС-2, справку о стоимости выполненных работ и затрат (форма КС-3), счет-фактуру, общий журнал работ по форме КС-6.
	14.7.	В течение пяти рабочих дней после завершения работ, Подрядчик должен предоставить Заказчику полный комплект исполнительной документации в 2-х экземплярах: оформленные надлежащим образом и согласованные с Заказчиком внесенные изменения в проектную документацию, появившиеся в ходе выполнения работ.
	14.8.	Подрядчик разрабатывает программу, организует и производит ввод оборудования в эксплуатацию.
15. ОСОБЫЕ УСЛОВИЯ		
	15.1.	При выполнении работ на территории объектов Заказчика руководствоваться действующими нормативными документами, а также требованиями пропускного режима и трудового распорядка, действующих на предприятии Заказчика.
	15.2.	В процессе выполнения работ предоставлять Заказчику приёмо-сдаточную документацию в соответствии с требованиями действующих нормативных документов.
	15.3.	Подрядчик самостоятельно отвечает за сохранность и правильность хранения у Заказчика, приобретённых собственными силами материалов и оборудования.
	15.4.	Выполнение демонтажных и строительно-монтажных работ производится в условиях действующего производства без остановки работы оборудования, не входящего в объём модернизации.
	15.5.	Все вопросы технического характера и принимаемые технические решения, все изменения в проекте, необходимость которых может возникнуть в процессе СМР и ПНР, должны быть согласованы со специалистами Заказчика, а также со специалистами отдела АИИС КУЭ Кузбасского филиала ООО «Сибирская генерирующая компания».
	15.6.	В случае внесения изменений в проект после его выдачи Заказчику, Подрядчик должен заменить все комплекты документации ПИР, которой касаются изменения.
	15.7.	Разработанная проектно-сметная документация является собственностью Заказчика, передача её третьим лицам без его согласия Заказчика запрещается.
16. ТРЕБОВАНИЯ К СМЕТНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ		
	16.1.	Расчёт сметной стоимости работ производить на основе территориальных сборников на строительные, специальные строительные, монтажные работы (ТЕР-2001, ТЕРм-2001), пусконаладочные работы (ТЕРп-2001) для данного региона в редакции 2009 года с изменениями 1-3 с применением индексов перевода в текущие цены, действующих на момент разработки сметной документации. Индексы остаются неизменными на весь период выполнения работ. Сметная документация предоставляется в 4-х (четырёх) экземплярах на бумажном носителе, в формате Excel, PDF в электронном виде в формате «Гранд-смета».
	16.2.	Сметная документация согласовывается Заказчиком после устранения Подрядчиком всех выявленных Заказчиком замечаний и согласования проектной части. Заказчик имеет право привлечь стороннюю организацию для экспертизы смет. В локальных сметных расчетах (сметах) на работы по реконструкции, расширению и техническому перевооружению действующих предприятий, зданий и сооружений коэффициент, учитывающий усложняющие факторы и условия производства работ, не должен превышать K=1,2.
	16.3.	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.
	16.4.	Стоимость материальных ресурсов определяется по федеральному сборнику цен на материалы, изделия и конструкции в базовом уровне цен 2001 года с пересчетом в текущий уровень.

		<p>- стоимость оборудования, основных материалов и материалов, отсутствующих в базе 2001 года – по текущей (фактической) стоимости для данного региона, на основании проведения маркетингового исследования между производителями и поставщиками, и приложения по каждой номенклатуре прайс-листов, счетов с учетом транспортных затрат и заготовительно-складских расходов, указывая механизм получения цены 2001 года из текущих цен.</p> <p>Стоимость материалов и оборудования поставки Подрядчика, принятых по прайс-листам (счетам), согласовывается с Заказчиком.</p> <p>Приводить полный перечень материальных ресурсов, применяемых при выполнении работ в базисном и текущем уровне цен.</p>
	16.5.	На основании локальных сметных расчетов составить Ведомость объемов работ с указанием стоимости в текущих ценах и разделением на этапы.
	16.6.	К локальным сметам приложить перечень материалов, оборудования, учтенных в сметах в текущих ценах, согласованных Заказчиком.
17.	ТРЕБОВАНИЯ К ПОДРЯДНОЙ ОРГАНИЗАЦИИ	
	17.1.	Подрядная организация должна обладать гражданской правоспособностью в полном объеме для заключения и исполнения Договоров.
	17.2.	Подрядная организация не должна находиться в процессе ликвидации, реорганизации, банкротства и иных ограничениях правоспособности, на имущество не должен быть наложен арест, экономическая деятельность не должна быть приостановлена.
	17.3.	Подрядная организация не должна иметь задолженности по налогам, сборам и иным обязательным платежам в бюджеты любого уровня и государственные внебюджетные фонды.
	17.4.	<p>Требования к персоналу:</p> <p>Руководитель подрядной организации, руководители работ, должны быть аттестованы по промышленной безопасности в территориальной комиссии Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору с получением свидетельства по аттестации (протокола проверки знаний) в следующих области «Основы промышленной безопасности».</p> <p>Подрядчик должен располагать достаточным для выполнения указанного объема работ в указанный Заказчиком срок количеством персонала и иметь в составе собственного персонала:</p> <ul style="list-style-type: none"> – главный инженер проекта – 1 чел.; – инженер автоматизации технологических процессов – 2 чел., удостоверение по электробезопасности с группой не ниже III с правом допуска в электроустановки до и выше 1000В, наличие сертификата по наладке и администрированию АИИС КУЭ «Энергосфера» 8.0 и УСПД «ЭКМ-3000»; – электромонтажник – 2 чел., удостоверение по электробезопасности с группой не ниже III с правом допуска в электроустановки до и выше 1000В; <p>Наличие кадрового состава подтверждается Справкой о кадровых ресурсах в соответствии с формой Документации с предоставлением копий трудовых книжек работников (1-ая и последние страницы с отметкой о принятии на работу) или выписки из трудовой книжки, либо иных документов, подтверждающих право привлечения указанного персонала к данным работам (копии договоров ГПХ и т.д.).</p> <p>Персонал подрядчика, который будет выполнять электромонтажные и пусконаладочные работы непосредственно на объектах заказчика должен быть соответствующим образом обучен и аттестован по следующим направлениям:</p> <ul style="list-style-type: none"> - охрана труда и техники безопасности; - пожарная безопасность; - электробезопасность. <p>Квалификация и аттестация персонала подтверждается копиями соответствующих удостоверений, приказов, аттестатов, свидетельств, лицензий, дипломов и т.д.</p>
	17.5.	Подрядная организация должна представить действующую выписку из реестра членов СРО по форме, которая утверждена Приказом Ростехнадзора от 04.03.2019г. N 86, содержащую:

		<ul style="list-style-type: none"> - сведения о наличии у члена саморегулируемой организации права выполнения работ с датой, с которой член саморегулируемой организации имеет право выполнять инженерные изыскания, осуществлять подготовку проектной документации объектов капитального строительства по договору подряда на выполнение инженерных изысканий, подготовку проектной документации в отношении объектов капитального строительства (кроме особо опасных, технически сложных и уникальных объектов, объектов использования атомной энергии); - сведения об уровне ответственности члена саморегулируемой организации по обязательствам по договору подряда на выполнение инженерных изысканий, подготовку проектной документации, заключенным с использованием конкурентных способов заключения договоров, и предельному размеру обязательств по таким договорам, в соответствии с которым указанным членом внесен взнос в компенсационный фонд обеспечения договорных обязательств. - СРО, в которой состоит участник, должна иметь компенсационный фонд обеспечения договорных обязательств. - совокупный размер обязательств участника закупки по договорам, которые заключены с использованием конкурентных способов, не должен превышать уровень ответственности участника по компенсационному фонду обеспечения договорных обязательств.
	17.6.	<p>Организация, претендующая на выполнение работ должна иметь опыт создания АИИС КУЭ оптового рынка электрической энергии и мощности, получения в АО «АТС» акта о соответствии АИИС КУЭ требованиям ОРЭМ и внесения АИИС КУЭ в Госреестр средств измерений.</p> <p>Опыт выполнения аналогичных работ должен составлять не менее 3 млн. руб. в год, за любой из трех последних лет.</p> <p>Опыт подтверждается справкой о выполнении аналогичных работ в соответствии с формой Документации с предоставлением подтверждающих документов исполнения аналогичных договоров (копий листов договоров подряда с реквизитами, предметом и подписями сторон; - копий актов выполненных работ), а так же отзывами, рекомендательными письмами.</p>
	17.7.	<p>Подрядная организация должна обладать необходимыми материально техническими ресурсами в достаточном количестве для выполнения работ, указанных в данном ТЗ. Наличие МТР подтверждается справкой о материально-технических ресурсах в соответствии с формой Документации с предоставлением копий документов на собственность, аренду или ином праве владения, по планируемым к использованию МТР, транспортным средствам и техники.</p>
	17.8.	<p>Выявленные в процессе выполнения монтажных и пусконаладочных работ ошибки, недостатки, замечания в проектной документации и программном обеспечении должны устраняться силами исполнителя без дополнительного финансирования. Организация - исполнитель устанавливает гарантийный срок работы всего установленного оборудования не менее 24 месяцев со дня ввода в эксплуатацию.</p>
	17.9.	<p>В случае привлечения Субподрядчика для выполнения работ, Подрядчик (выбранный на конкурсной основе) и выступающий в роли Генподрядчика, обязан заранее согласовать привлекаемые подрядные организации с Заказчиком на предмет наличия у последних:</p> <ul style="list-style-type: none"> - статуса юридического лица или ИП; - допуска СРО на выполнение видов работ, предусмотренных настоящим Техническим заданием; - опыта выполнения аналогичных видов работ; - квалификации кадров и материально-технические ресурсы, необходимые для выполнения работ по данному Техническому заданию; - деловой репутации.

Начальник Управления по ремонтам и техпереворужению ООО «Сибирская генерирующая компания»		А.А. Косов
Главный инженер ООО «ИНВЕСТ-ЭНЕРГО»		С.В. Мальчик
Начальник управления по работе на розничном рынке электроэнергии		Е.Н. Ерошевич
Начальник отдела АИИС КУЭ		Д.С. Резенин
Начальник управления прикладных систем		М.Е. Каракулев
Начальник управления связи и телефонии		А.В. Хоноженко
/ Начальник службы информационно-технологических систем		А.В. Танаков

Приложение №1 Опросный лист ООО «ИНВЕСТ-ЭНЕРГО»
к ТЕХНИЧЕСКОМУ ЗАДАНИЮ № _____ от « _____ » _____ 2019 г.

№ ТИ	Наименование точки учета	Адрес точки учета	Необходимость включения в АИИС КУЭ	Уровень напряжения, кВ	Место установки ПУ	Тип ПУ	Кл. г. ПУ	Дата поверки ПУ	МПИ ПУ, лет	Тип ТТ	Ктт	Кл. г. ТТ	Дата поверки ТТ	МПИ ТТ, лет	Тип ТН	Ктн	Кл. г. ТН	Дата поверки ТН	МПИ ТН, лет
1	РП-Котельная-1, РУ-10 кВ, яч. №4	г. Красноярск ул. Пограничников 19	да	10	РП-Котельная-1, РУ-10 кВ, яч. №4	А1802RLXQ-R4G-DW-4	0,2	09.10.2014г.	8	ТПОЛ-10	1000/5	0,5	21.06.2012г	8	НТМИ-10	10000/100	0,5	20.10.2017г	8
2	РП-Котельная-1, РУ-10 кВ, яч. №13	г. Красноярск ул. Пограничников 19	да	10	РП-Котельная-1, РУ-10 кВ, яч. №13	А1802RLXQ-R4G-DW-4	0,2	09.10.2014г.	8	ТПОЛ-10	1000/5	0,5	25.07.2013г	8	НТМИ-10	10000/100	0,5	20.06.2018г	4
3	РП-Котельная-2, РУ-10 кВ, яч. №3А	г. Красноярск ул. Пограничников 19	да	10	РП-Котельная-2, РУ-10 кВ, яч. №3А	А1802RLXQ-R4G-DW-4	0,2	09.10.2014г.	8	ТПОЛ-10-3	600/5	0,5S	04.06.2015г	8	НТМИ-10	10000/100	0,5	20.06.2018г	4
4	РП-Котельная-2, РУ-10 кВ, яч. №2А	г. Красноярск ул. Пограничников 19	да	10	РП-Котельная-2, РУ-10 кВ, яч. №2А	А1802RLXQ-R4G-DW-4	0,2	09.10.2014г.	8	ТПОЛ-10-3	600/5	0,5S	08.06.2015г	8	НТМИ-10	10000/100	0,5	20.06.2018г	4
5	Мобильные телеметры (ПАО «НТЭС»)	г. Красноярск ул. Пограничников 19	нет, малая точка, только опрос	0,4	х	х	х	х	х	х			х	х	х	х	х	х	х