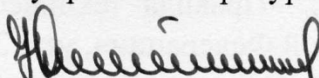




**Акционерное общество
«Дальневосточная распределительная сетевая компания»**

«Утверждаю»:

Заместитель Генерального
директора по инвестициям и
управлению ресурсами АО «ДРСК»

 В.А. Юхимук

« 8 » ~~сентября~~ 2017

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ

Внедрение АИИС КУЭ. Установка приборов учета электроэнергии с включением в автоматизированную систему по филиалу ЮЯЭС

1. Основание для проведения работ:

- 1.1. Инвестиционная программа АО «ДРСК» филиала АО «ДРСК» – «Южно-Якутские электрические сети» на 2018 г.
- 1.2. ГОСТ 34.602-89 «Комплекс стандартов на автоматизированные системы».

2. Основные нормативно-технические документы (НТД), определяющие требования к выполнению работ.

- 2.1. Федеральные Законы Российской Федерации:
 - 2.1.1. «Об электроэнергетике» от 26 марта 2003г. № 35 ФЗ;
 - 2.1.2. «О техническом регулировании» от 27.12.2002г. № 184-ФЗ;
 - 2.1.3. «Об обеспечении единства измерений» от 26.06.2008 N 102-ФЗ (ред. от 18.07.2011).
- 2.2. Постановление Правительства РФ № 442 от 04.05.2012 г. «О функционировании розничных рынков электрической электроэнергии, полном и (или) частичном ограничении режима потребления электрической энергии» (вместе с «Основными положениями функционирования розничных рынков электрической энергии», «Правилами полного и (или) частичного ограничения режима потребления электрической энергии»;
- 2.3. «Правила эксплуатации электроустановок потребителей» от 31 марта 1992 г.;
- 2.4. «Правила устройства электроустановок» ПУЭ-6, ПУЭ-7 издание – Новосибирск 2009 год;
- 2.5. РД 34.09.191 94 «Типовая инструкция по учету электроэнергии при ее производстве, продаже и распределении»;

2.6. РД 34.11.333 97 «Учет электрической энергии и мощности на энергообъектах. Типовая методика выполнения измерений количества электрической энергии»;

2.7. РД 34.11.334 97 «Учет электрической энергии и мощности на энергообъектах. Типовая методика выполнения измерений количества электрической мощности»;

2.8. РД 34.11.114-98 «Автоматизированные системы контроля и учета электроэнергии и мощности. Основные нормируемые метрологические характеристики. Общие требования».

2.9. ГОСТ 7746-2015 «Трансформаторы тока. Общие технические условия»;

2.10. ГОСТ Р 8.596-2002 «ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения».

2.11. «Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации», утв. 2003 г.

2.12. «Объемы и нормы испытаний электрооборудования», М 1998 г.

3. Объекты автоматизации:

Под объектом автоматизации настоящего технического задания понимается ТП 6(10)/0,4 кВ, подстанции 110/35/6 кВ и точки учета электрически присоединенные к ним, а также высоковольтные пункты учета 6 кВ. Оснащение учетом и организация автоматизированного съема показаний электроэнергии предусматривается на территории следующих населенных пунктов:

В п. Нижний Кураны:

- трехфазных высоковольтных пунктов учета 6 кВ у физических лиц – 1 шт;
- трехфазных высоковольтных приборов учета у юридических лиц 2 шт;

В г. Алдан:

- трехфазных высоковольтных приборов учета у юридических лиц 9 шт;

В п. Хатыстыр:

- однофазных приборов учета у физических лиц – 270 шт;
- трехфазных приборов учета у физических лиц – 27 шт;
- однофазных приборов учета у юридических лиц – 25 шт;
- трехфазных приборов учета у юридических лиц – 22 шт;
- трехфазных приборов учета полукосвенного включения на ТП 6 кВ – 28 шт;
- трехфазных высоковольтных приборов учета у юридических лиц 1 шт;
- автоматизация ТП 6/0,4 кВ АО «ДРСК» ТП – 6 шт;

В п. Якокит:

- однофазных приборов учета у физических лиц – 100 шт;
- трехфазных приборов учета у физических лиц – 15 шт;
- трехфазных приборов учета полукосвенного включения на ТП 6 кВ – 12 шт;
- автоматизация ТП 6/0,4 кВ АО «ДРСК» – 2 шт;

В п. Серебряный Бор:

- высоковольтных 6 кВ трехфазных приборов учета у юридических лиц – 4 шт.

Автоматизация подстанций в количестве – 12 шт. расположенных:

- ПС 14 «Хатыстыр» 35/6

- трехфазных приборов учета косвенного включения – 3 шт.

- трехфазных приборов учета полукосвенного включения – 1 шт.
- автоматизация подстанции АО «ДРСК» с установкой УСПД до 15 счетчиков –
- 1 шт. (п. Хатыстыр)
 - ПС 10 «Водозабор» 35/6
 - трехфазных приборов учета косвенного включения – 10 шт.
 - трехфазных приборов учета полукосвенного включения – 2 шт.
 - автоматизация подстанции АО «ДРСК» с установкой УСПД до 15 счетчиков –
- 1 шт. (п. Орочен-2)
 - ПС 11 «Аэропорт» 110/35/6
 - трехфазных приборов учета косвенного включения – 12 шт.
 - трехфазных приборов учета полукосвенного включения – 2 шт.
 - автоматизация подстанции АО «ДРСК» с установкой УСПД до 15 счетчиков –
- 1 шт. (п. Чульман)
 - ПС 38 «Угольная» 110/35/6
 - трехфазных приборов учета косвенного включения – 15 шт.
 - трехфазных приборов учета полукосвенного включения – 2 шт.
 - автоматизация подстанции АО «ДРСК» с установкой УСПД до 50 счетчиков –
- 1 шт. (п. Чульман+18 км)
 - ПС 39 «Хатыми» 110/35/6
 - трехфазных приборов учета косвенного включения – 6 шт.
 - трехфазных приборов учета полукосвенного включения – 3 шт.
 - автоматизация подстанции АО «ДРСК» с установкой УСПД до 15 счетчиков –
- 1 шт. (п. Большой Хатыми)
 - ПС 41 «Беркакит» 110/35/6
 - трехфазных приборов учета косвенного включения – 17 шт.
 - трехфазных приборов учета полукосвенного включения – 2 шт.
 - автоматизация подстанции АО «ДРСК» с установкой УСПД до 15 счетчиков –
- 1 шт. (п. Беркакит)
 - ПС 25 «Алексеевск» 110/35/6
 - трехфазных приборов учета косвенного включения – 2 шт.
 - трехфазных приборов учета полукосвенного включения – 1 шт.
 - автоматизация подстанции АО «ДРСК» с установкой УСПД до 15 счетчиков –
- 1 шт. (п. Алексеевск)
 - ПС 44 «РМЗ-1» 110/35/6
 - трехфазных приборов учета косвенного включения – 15 шт.
 - трехфазных приборов учета полукосвенного включения – 2 шт.
 - автоматизация подстанции АО «ДРСК» с установкой УСПД до 50 счетчиков –
- 1 шт. (г. Нерюнгри)
 - ПС 45 «Строительная» 110/35/6
 - трехфазных приборов учета косвенного включения – 13 шт.
 - трехфазных приборов учета полукосвенного включения – 3 шт.
 - автоматизация подстанции АО «ДРСК» с установкой УСПД до 50 счетчиков –
- 1 шт. (п. Серебряный Бор)
 - ПС 47 «С/Х комплекс» 110/35/6
 - трехфазных приборов учета косвенного включения – 20 шт.
 - трехфазных приборов учета полукосвенного включения – 3 шт.
 - автоматизация подстанции АО «ДРСК» с установкой УСПД до 50 счетчиков –
- 1 шт. (г. Нерюнгри)

- ПС 49 «Городская-2» 110/35/6
 - трехфазных приборов учета косвенного включения – 21 шт.
 - трехфазных приборов учета полукосвенного включения – 2 шт.
- автоматизация подстанции АО «ДРСК» с установкой УСПД до 50 счетчиков – 1 шт. (г. Нерюнгри)
- ПС 51 «ХПВ» 110/35/6
 - трехфазных приборов учета косвенного включения – 13 шт.
 - трехфазных приборов учета полукосвенного включения – 2 шт.
- автоматизация подстанции АО «ДРСК» с установкой УСПД до 15 счетчиков – 1 шт. (г. Нерюнгри)

Конечным результатом работы по модернизации систем учета электроэнергии должен являться полный (сто процентный) автоматизированный сбор данных о потребленной электроэнергии со всех приборов учета, установленных:

1. На вводах и отходящих фидерах подстанций 110/35/6(10) кВ и ТП-6(10)/0,4 кВ филиала АО «ДРСК» – ЮЯЭС», по GSM-каналу до центра сбора и обработки данных и/или на автоматизированное рабочее место (АРМ) со специализированным программным продуктом;

2. На границе балансовой принадлежности с абонентами, электрически подключенных к ТП-6(10)/0,4 кВ, по GSM каналу до центра сбора и обработки данных и/или на автоматизированное рабочее место (АРМ) со специализированным программным продуктом;

3. На границе балансовой принадлежности с абонентами по сети 6 кВ (высоковольтные пункты учета)

4. Основные требования к выполнению работ по модернизации систем учета

4.1. Участник (Подрядчик) разрабатывает проект производства работ (ППР) и согласовывает не позднее чем за 10 (десять) дней до начала производства работ с ответственным представителем Заказчика (филиал АО «ДРСК» «Приморские электрические сети»), отражая в нем объемы, технологическую последовательность, сроки выполнения строительно-монтажных и пуско-наладочных работ. В ППР подрядчик разрабатывает схему (строительный чертёж) установки шкафов учёта на трансформаторные подстанции различных типов СТП, КТП, ЗТП, МТП и на подстанции 110/35/6(10) кВ.

4.2. В ППР Участник (Подрядчик) разрабатывает схему (чертеж) шкафа учета по расположению приборов учета, оборудования автоматизации и технических средств для поддержания температуры, необходимой для нормальной работы оборудования в типовых шкафах на объектах автоматизации (для шкафа учета предоставляется принципиальная схема электрических соединений приборов учета и оборудования автоматизации);

4.3. В ходе выполнения работ Участник (Подрядчик) поэтапно предоставляет акты на скрытые работы;

4.4. Уточненные перечни точек учета, подлежащих модернизации и автоматизации согласно данному техническому заданию, будут предоставляться Заказчиком поэтапно согласно календарному графику выполнения работ после заключения договора не позднее, чем за 14 рабочих дней до начала производства работ в населенном пункте;

4.5. Перед монтажом оборудования и материалов Участник (Подрядчик) производит проверку работоспособности (исключение заводского брака). Внешним осмотром следует проверить: целостность корпуса счетчика, элементов конструкции устанавливаемого оборудования, сжимов и проводов счетчика для подключения к сети, наличие пломб государственного поверителя и т.д.;

4.6. Участник (Подрядчик) выполняет корректное программирование счетчиков электроэнергии, УСПД, дистанционных дисплеев, установить параметры, отображаемые на ЖК-индикаторе (счетчика электроэнергии), время Республики Саха(Якутия), соответствующие сетевые адреса, идентификаторы, установить параметры связи каждому устройству (скорость обмена, биты данных, четность, стоповые биты, управление потоком).

4.7. Участник (Подрядчик) выполняет конфигурирование тарифного расписания приборов учета в соответствии с исходными данными переданными Заказчиком. Параметры конфигурирования тарифного расписания приборов учета и отображения данных на дисплеях согласовываются письменно с Заказчиком.

4.8. Снятия пломб на подстанциях, в ТП и у юридических лиц на расчетных фидерах обязательно проводятся в присутствии полномочного представителя потребителя и заказчика;

4.9. После установки приборов учета (измерительного комплекса) Участник (Подрядчик) производит опломбировку мест возможного несанкционированного доступа к измерительному комплексу, клеммные крышки счетчиков электроэнергии, испытательные коробки в соответствии с требованиями п.3.5 ПУЭЭ (1996 г.) и п.2.11.18 ПТЭ ЭП (2003г.);

4.10. По окончании установки трехфазных счетчиков электроэнергии трансформаторного включения Участник (Подрядчик) выполняет проверку под нагрузкой на правильность подключения счетчика методом построения векторной диаграммы;

4.11. В связи с дистанционным сбором данных со счетчиков электроэнергии первоочередными являются работы по монтажу и наладке оборудования на ТП 6(10)/0,4 кВ;

4.12. Участник (подрядчик) отвечает за качество всего комплекса монтажных и пусконаладочных работ (правильность установки счетчика и его расположения (ориентации), полноценный прокол изоляции проводника, корректное программирование, и т.п.), а также за выполнение всех требований завода-изготовителя, указанные в паспорте на оборудование. При выявлении дефектов монтажа приборов учета Участник (подрядчик) обязан их устранить в течение 5 рабочих дней от момента обращения Заказчика;

4.13. Участник (Подрядчик) проводит актуализацию поопорных схем. Актуализированные поопорные схемы необходимо предоставить в формате MS Visio (Приложение № 11 «Требования к заполнению схемы поопорной»). На актуализированные поопорные схемы нанести наименования улицы, номера домов/квартир, номер группы, адрес, заводской номер вновь установленных счетчиков электроэнергии;

4.14. Участник (Подрядчик) составляет схемы по прокладке кабеля питания от собственных нужд подстанции до УСПД, и интерфейсных линий связи от счетчиков до УСПД. Схемы должны быть выполнены в программном обеспечении Microsoft Office Visio в соответствии, с примером приведенном в Приложении 8 «Требования к заполнению схемы для ПС»;

4.15. Участник (Подрядчик) обеспечивает заполнение дефектной ведомости в соответствии с формой, приведенной в Приложении 2 «Таблица 1. Форма дефектной ведомости модернизации ПУ потребителей) и (Таблица 2. Форма дефектной ведомости модернизации ПУ на подстанции)». Данный документ должен отражать полный перечень материалов, используемых при модернизации учета, и по согласованию сторон может быть расширен;

4.16. Участник (Подрядчик) обеспечивает составление и подписание у Потребителя актов допуска в эксплуатацию и проверки расчетных приборов учета (измерительных комплексов) электрической энергии (Приложение 4 «– Форма акта проверки и допуска в эксплуатацию ПУ»), совместно с представителями Участника (Подрядчика) и заказчика;

4.17. Участник (Подрядчик) Обеспечивает составление и подписание у Потребителя соглашения о порядке эксплуатации измерительных комплексов (Приложение 5 «Форма соглашения о порядке эксплуатации счетчика электроэнергии с физическим лицом», приложение 5.1 «Форма соглашения о порядке эксплуатации комплекса учета электроэнергии с юридическим лицом»), совместно с представителями Участника (Подрядчика) и Заказчика.

5. Описание работ по модернизации систем учета электроэнергии:

5.1. Описание работ по организации учета на ТП 10(6)/0,4 кВ:

5.1.1. Произвести демонтаж измерительных трансформаторов тока 0,4 кВ и приборов учета.

5.1.2. Оклеить внутреннюю поверхность шкафов теплоизолирующим материалом.

5.1.3. Произвести сборку шкафов учета в комплектации: шкаф, приборы учета, испытательные коробки (для трансформаторных счетчиков), УСПД, автоматические выключатели, ограничители импульсных напряжений, розетки, и др. силовое и вспомогательное оборудование и материалы. Перечень оборудования и материалов приведен в Приложении 1 «Перечень основного оборудования и материалов, закупаемых Участником (Подрядчиком)»;

5.1.4. Обеспечить монтаж в шкаф обогрева с его дальнейшим подключением через терморегулятор и автоматический выключатель. Терморегулятор должен быть смонтирован на монтажной панели;

5.1.5. Выполнить монтаж измерительных трансформаторов тока 0,4 кВ на вводных и отходящих фидерах распределительного устройства 0,4 кВ В случае необходимости обеспечить сборку металлоконструкций для установки трансформаторов тока. Место установки и коэффициенты трансформации необходимо письменно согласовать с представителем филиала АО «ДРСК» - «ЮЯЭС» не позднее, чем за 5 рабочих дней до начала производства работ в ТП.

5.1.6. Оборудование, высвободившееся после демонтажа, передается представителю филиала или собственнику данного измерительного комплекса по акту передачи.

5.1.7. Обеспечить монтаж собранного шкафа учета на ТП 10/0,4 кВ, собрать вторичные цепи и подключить измерительный комплекс к питанию. В случае необходимости обеспечить сборку металлоконструкций для установки шкафа. Место установки необходимо письменно согласовать с представителем филиала не позднее, чем за 5 рабочих дней до начала производства работ в ТП.

5.1.8. Выполнить заземление шкафов учета.

5.1.9. По окончании установки проверить под нагрузкой правильность подключения счетчиков трансформаторного включения методом построения векторной диаграммы.

5.1.10. Опломбировать места несанкционированного доступа к измерительному комплексу.

5.1.11. Для трансформаторных подстанций провести проверку на качество сигнала сотовых операторов (МТС, Мегафон, Билайн) с помощью ввода стандартных АТ-команд для GSM/GPRS модемов (маршрутизаторов). Результаты проверки качества сигнала сотовых операторов необходимо занести в Приложение 2 «(Таблица 1. Форма дефектной ведомости модернизации ПУ потребителей) и (Таблица 2. Форма дефектной ведомости модернизации ПУ на подстанции)» с обязательным указанием точных географических координат в системе WGS84 с помощью GPS-приемника;

5.1.11.1. Выполнить для всех ТП установку GSM антенн типа ANT-996 А с врезным креплением на металлическом рефлекторе-кронштейне 330-330 мм, установить площадки для крепления передающих антенн на высоте, обеспечивающей недоступность до данного оборудования при условии соблюдения допустимого расстояния до токоведущих частей электроустановки, находящихся под напряжением;

5.1.11.2. Если уровень сигнала всех сотовых операторов находится в пределах от минус 96 дБ до минус 120 дБ, необходимо выполнить техническую проверку улучшения качества сигнала сотовой связи. При неуверенном (неустойчивом) приеме сотовых операторов необходимо установить внешние направленные антенны например, типа DEST GSM-900 AKL-B.

Для установки и настройки антенны на местности необходимо выполнить следующие действия:

С целью определения ориентации антенны необходимо подключить ее к устройству, позволяющему измерять уровень сигнала в режиме реального времени в дБ (сотовый телефон, модем и т.п.).

При настройке антенны ее необходимо поворачивать вокруг мачты медленно и с остановками (10-20 сек.), так как уровень принимаемого сигнала, отображаемый в телефоне, изменяется с задержкой. Вращение антенны производят до того момента, пока не будет установлено направление, откуда приходит сигнал максимального уровня. Данные действия производятся для всех операторов сотовой связи, присутствующих на данной территории. Полученный результат (уровень сигнала) необходимо занести в «Приложение 2 «(Таблица 1. Форма дефектной ведомости модернизации ПУ потребителей)»;

5.1.12. Осуществить пуско-наладочные работы по всем приборам учета электрически присоединенных к данному объекту автоматизации (ТП 6(10)/0,4 кВ) и УСПД с целью осуществления автоматизированного опроса с АРМ.

5.1.13. Произвести настройку приборов учета для полного (100%) автоматического съема показаний по радио и PLC-каналам с УСПД и по радиоканалу. В случае отсутствия показаний по отдельному прибору учета, выявляется и устраняется причина сбоя в опросе прибора.

5.1.14. Организовать GSM-каналы связи для полного (100%) дистанционного съема показаний с УСПД.

5.1.15. Сформировать базу данных по приборам учета, электрически присоединенным к автоматизируемой ТП 10/0,4 кВ в программном продукте.

5.2. Описание работ по модернизации учета электроэнергии на частных сельских домовладениях и у юридических лиц:

5.2.1. Демонтировать питающий ввод абонента, начиная от ВЛ 0,4 кВ на опоре до изоляторов на здании (доме);

5.2.2. Смонтировать новый ввод проводом СИП4 от ВЛ на опоре до ввода у абонента. Обеспечить надежное крепление нового ответвления СИП4 при помощи анкерных зажимов, в соответствии с инструкцией по эксплуатации данной продукции и требованиями главы 2.4. ПУЭ (2009 г.);

5.2.3. Подключить счетчик электроэнергии в соответствии с инструкцией по эксплуатации и требованиями технического задания;

5.2.4. Выполнить настройку прибора учета электрической энергии, установленного на опоре, и дистанционного дисплея, которые поставляются единым комплектом;

5.2.5. Свободный конец отрезка СИП при помощи соответствующих по назначению прокалывающих зажимов необходимо закрепить на ВЛ;

5.2.6. Работы по установке счетчиков и манипуляции с ответвлением к зданию (сооружению) производятся на уровне траверсы опоры 0,4 кВ и выполняются с использованием специализированных приспособлений и механизмов. Необходимо предусмотреть разделение совмещенных вводов по двух, трех, четырех и более квартирным жилым домам, не попадающим в разряд многоквартирные, которые выполнены единым вводом. От вводов в здание проложить отдельный провод по внешней стене дома (здания) с креплением скобами до вводного коммутационного аппарата у абонента в соответствии с требованиями главы 2.4 ПУЭ (2009 г.). В п. Хатыстыр разделение вводов требуется в количестве 65 шт., в п. Якокит в количестве 76 шт.;

5.2.7. По окончании установки приборов учета на частных сельских домовладениях и у юридических лиц производится процедура конфигурации для осуществления дистанционного опроса элементов по объекту автоматизации (на ТП 6(10)/0,4 кВ);

Примечание:

1. Работы по установке приборов учета и манипуляции с ответвлением к зданию (сооружению) производятся на уровне траверсы опоры 0,4 кВ и выполняются с использованием специализированных приспособлений и механизмов.

3. Работа по прибору учета считается выполненной только после осуществления всех вышеуказанных операций и 100% опроса счетчиков электрически, присоединенных к одному энергообъекту (конкретной ТП 10/0,4 кВ). Место сбора информации устанавливается непосредственно вблизи опрашиваемой ТП (не далее 10 м.)

4. Опытная эксплуатация проводится в течение 10 рабочих дней по каждому объекту автоматизации (ТП-10(6)/0,4 кВ) с оформлением акта приемки в промышленную эксплуатацию.

5. Работа по ТП 6(10)/0,4кВ считается выполненной только после осуществления всех вышеуказанных операций и 100% опроса с АРМ всех приборов учета, установленных по вводам и отходящим фидерам данной ТП.

5.3. Описание работ по модернизации систем учета на ПС 110/35/10(6) кВ:

5.3.1. Демонтировать приборы учета, в соответствии с уточненным перечнем точек учета;

5.3.2. Установить счетчики электроэнергии в соответствии с уточненным перечнем точек учета. Подключить счетчики электроэнергии на подстанции через испытательные коробки проложить и подключить необходимые вторичные цепи в соответствии с Правилами устройства электроустановок (ПУЭ) гл. 1.5, гл. 3.4.

5.3.3. Возле каждого счетчика (в том числе и на ранее установленных счетчиках) на подстанции, оснащенного цифровым интерфейсом связи, установить разветвительную коробку интерфейсной линии связи;

5.3.4. Выполнить монтаж шкафа автоматизации. Проложить необходимые вторичные цепи, интерфейсные линии связи и цепи заземления в соответствии с требованиями ПУЭ. Место установки и подключения к собственным нуждам подстанции, и шкафа автоматизации необходимо письменно согласовать с начальником службы подстанций филиала АО «ДРСК»-«ЮЯЭС» не позднее чем за 5 рабочих дней до начала производства работ на объектах автоматизации;

5.3.5. Выполнить монтаж интерфейсного кабеля через разветвительные коробки от шкафа автоматизации до счетчиков электроэнергии по ячейкам 110/35/10(6) кВ, ТСН-1, ТСН-2 и хоз. нужд;

5.3.6. Счетчики электроэнергии разных производителей (ООО «Инкотекс-СК», ОАО «ННПО имени Фрунзе», ОАО «Концерн «Энергомера»») необходимо разделить по отдельным интерфейсным группам (к одной интерфейсной линии не должны подключаться счетчики разных производителей). Каждая интерфейсная группа счетчиков должна быть подключена к отдельному порту RS-485 в УСПД. В конце каждой интерфейсной линии установить согласующий резистор номиналом 120 Ом.

5.3.7. Внутри помещений интерфейсный кабель проложить в гофре по кабельному каналу;

5.3.8. По территории (вне помещений) подстанции интерфейсный кабель проложить в металлорукаве с ПХВ изоляцией по кабельному каналу. Внутри помещений интерфейсный кабель проложить в гофре по кабельному каналу. Трассу прокладки кабеля согласовать с Группой подстанций и Службой релейной защиты, автоматики и измерений;

5.3.9. Выполнить монтаж кабеля для питания шкафа НКУ от трансформаторов собственных нужд до шкафа. Подключить измерительный комплекс к питанию;

5.3.10. Выполнить для всех подстанций установку выносных GSM антенн типа BEST GSM-900 AKL-B с комплектом кабеля не менее 3м, но не более 5 м и соответствующими разъемами. Место установки антенны определить исходя из возможности максимального уровня сигнала приема;

5.3.11. Для установки и настройки антенны на подстанции необходимо выполнить следующие действия: необходимо подключить ее, к устройству позволяющему измерять уровень сигнала в режиме реального времени в дБ (сотовый телефон, модем и т.п.);

5.3.12. При настройке антенны ее необходимо поворачивать на кронштейне медленно и с остановками (10-20 сек.), так как уровень принимаемого сигнала, отображаемый в телефоне, изменяется с задержкой. Вращение антенны производят до того момента, пока не будет установлено направление, откуда приходит сигнал максимального уровня;

5.3.13. Осуществить пусконаладочные работы, сконфигурировать базу данных по всем каналам в УСПД для всех счетчиков электроэнергии (оснащенных

цифровыми интерфейсами связи), установленных на подстанции, специализированным программным продуктом;

5.3.14. Организация полного (100%) автоматизированного съёма показаний со всех счетчиков электроэнергии установленных на подстанции и передача данных по GSM связи;

5.3.15. Проверить функционирование счетчика электроэнергии, проверить функционирование УСПД, сверить показания на счетчике электроэнергии с показаниями, отображающимися на УСПД. В случае отсутствия показаний по отдельному прибору учета, должна выявляться и устраняться причина сбоя в его опросе. Опытная эксплуатация проводится Заказчиком совместно с Участником (подрядчиком) в течение 10 рабочих дней по каждому объекту автоматизации (подстанции) с оформлением акта приемки работ. Опытная эксплуатация проводится с использованием Sim-карт Заказчика.

5.4. Описание работ по модернизации систем учета на ВЛ 6 кВ – высоковольтные пункты учета:

5.4.1. Подключить высоковольтные пункты учета электроэнергии в соответствии с инструкцией по эксплуатации и требованиями технического задания;

5.4.2. Работы по установке счетчиков и манипуляции с ответвлением к зданию (сооружению) производятся на уровне траверсы опоры 0,4 кВ и выполняются с использованием специализированных приспособлений и механизмов;

5.4.3. По окончании установки высоковольтных пунктов учета производится процедура конфигурации для осуществления дистанционного опроса элементов по GSM каналу.

6. Дополнительные условия:

6.1 Заказчик вправе в любое время проверять, в том числе с привлечением третьих лиц, соблюдение Участником (подрядчиком) условий выполнения работ (в том числе по срокам, объемам, качеству), не вмешиваясь в его хозяйственную деятельность;

6.2 Работы производятся в действующих электроустановках, вследствие чего Участнику (подрядчику) необходимо проводить согласованные действия и мероприятия по охране труда согласно требованиям межотраслевых правил по охране труда (правил безопасности) по ПОТЭЭ от 04.08.14, гл. XLVII;

6.3 Стороны обязуются соблюдать конфиденциальность в отношении информации, полученной ими друг от друга, или ставшей известной им в ходе выполнения работ по настоящему техническому заданию. Не открывать и не разглашать в общем или в частности информацию какой-либо третьей стороне без предварительного письменного согласия Заказчика»;

6.4 Требования п. 6.3 настоящего технического задания не распространяются на случаи раскрытия конфиденциальной информации по запросу уполномоченных государственных органов в случаях, предусмотренных законом;

6.5 Участник (подрядчик) обязуется в Договорах, заключаемых с субподрядчиками, обеспечить включение в субподрядный Договор условий, указанных в п. 6.3-6.4 настоящего технического задания.

7. Определение стоимости и сметная документация:

7.1. Сметная стоимость определяется на основании методических указаний по определению сметной стоимости строительства (Приложения 3.1 и 3.2 к техническому заданию);

7.2. Сметную документацию предоставлять в формате MS Excel, либо другом числовом формате, совместимом с MS Excel, а также в формате программы «Гранд СМЕТА», позволяющем вести накопительные ведомости по локальным сметам. Допускается наличие аналогичных программных продуктов, которые должны полностью поддерживать форматы указанного ПО заказчика, с набором функций не уступающих указанному ПО и схожим с ним интерфейсом.

7.3. Сметная документация составляется в базисном, текущем и прогнозном уровне цен;

7.4. В базисном уровне цен Локальные сметные расчеты выполняются в соответствии с действующими нормативными и методическими документами, внесенными в федеральный реестр сметных нормативов, подлежащих применению при определении сметной стоимости объектов. Расчет производится по ТЕР, ТЕРм, ТССЦпг, ТСЭМ, ТЕРп и ТССЦ (редакция 2014г. с учетом изменений);

7.5. Сметная стоимость в текущем уровне цен, сложившемся ко времени составления смет, составляется с применением индексов изменения сметной стоимости, рекомендованных РЦЦС. Для пересчета из базисного в текущий уровень цен и наоборот, к стоимости оборудования, прочих затрат, проектных работ применяются индексы по статьям «Оборудование», «Прочие», «Проектные работы» в соответствии с рекомендациями Министерства строительства и жилищно-коммунального хозяйства РФ (Минстрой);

7.6. Прогнозная стоимость строительства формируется с учетом индексов-дефляторов Минэкономразвития РФ;

7.7. Накладные расходы принимаются по видам работ от фонда оплаты труда в соответствии с МДС 81-33.2004, МДС 81-34.2004, письмом Госстроя от 27.11.2012 № 2536-ИП/12/ГС;

7.8. Сметная прибыль принимается по видам работ от фонда оплаты труда в соответствии с МДС 81-25.2001, письмом ФАСиЖКХ от 18.11.2004 №АП-5536/06, письмом Госстроя от 27.11.2012 № 2536-ИП/12/ГС;

7.9. Стоимость материалов, конструкций и изделий определяется по ТССЦ соответствующего региона и ФССЦ. Перевозка материалов, конструкций и изделий учтена на расстояние определенное РЦЦС (федеральные сборники - 30км). Транспортировка грузов свыше указанного расстояния учитывается дополнительно. При отсутствии материала в сборнике, стоимость может определяться по прайс-листам заводов - изготовителей, но не выше стоимости аналогичного материального ресурса, указываемого в региональных аналитических изданиях, публикующих информацию о средних сметных ценах на основные строительные ресурсы. В сметной стоимости материалов, определенных по данным заводов-изготовителей или поставщиков, дополнительно учитываются транспортные расходы по его доставке на приобъектный склад и заготовительно-складские расходы (строительные материалы - 2%, металлоконструкции - 0,75%).

7.10. Определение затрат на перевозку грузов зависят от транспортных схем доставки материалов, условий и расстояний их транспортировки. Транспортные расходы рекомендуется определять на основании калькуляций транспортных

расходов по группам материалов в соответствии с транспортной схемой доставки материалов. При калькулировании стоимости транспортных расходов должны учитываться тарифы на грузовые перевозки различными видами транспорта, в том числе по железнодорожным перевозкам, принимать стоимость по действующим нормативным документам и прейскурантам естественных монополий с учетом индексов. Для оценки транспортных расходов, закладываемых в расчет, необходимо предоставить транспортную схему с расчетом затрат времени на перевозку грузов;

7.11. Стоимость оборудования определяется по ценам поставщиков и включается в смету с учетом стоимости запасных частей, необходимых для обеспечения работы оборудования в процессе его наладки, пуска и освоения, стоимости тары и упаковки, транспортных расходов по доставке оборудования от поставщика до приобъектного склада, а так же средств на заготовительно-складские расходы. При отсутствии возможности определения транспортных затрат для доставки оборудования методом калькулирования, принимать как затраты на транспортные расходы в размере 3 - 6% от отпускной цены оборудования; расходы на комплектацию оборудования в размере от 0,5 - 1% от его отпускной цены; заготовительно-складские расходы в размере не менее 1,2% от суммы всех затрат на оборудование, включая отпускную цену; затраты на стоимость тары и упаковки до 1,5% от стоимости оборудования; затраты на стоимость запасных частей принимаются в размере до 2% от отпускной цены на оборудование;

7.12. В локальном сметном расчете выполнить отдельными разделами: работы по физическим лицам, работы по юридическим лицам, пуско-наладочные работы по дистанционному сбору данных. В разделах по физическим лицам и юридическим лицам предусмотреть работы по разделению вводов у абонентов согласно структуре Приложения 1 «Перечень основного оборудования и материалов, закупаемых Участником (Подрядчиком)»;

7.13. По итогу Локального сметного расчета учесть прочие затраты и непредвиденные расходы. При определении стоимости работ по двум и более локальным сметным расчетам необходимо предоставить сводную таблицу стоимости (затрат);

7.14. Дополнительные затраты при производстве строительно-монтажных работ в зимнее время определяются по ГСН 81-05-02-2007;

7.15. Затраты по перевозке автомобильным транспортом работников строительных и монтажных организаций или компенсация расходов по организации специальных маршрутов городского пассажирского транспорта определяются калькуляционными расчетами с учетом обосновывающих данных транспортных предприятий. Для оценки транспортных расходов, закладываемых в расчет, необходимо предоставить транспортную схему с расчетом затрат времени на перебазировку. Затраты по перевозке автотранспортом работников строительно-монтажных организаций к месту и обратно разрешается включать в сводную таблицу стоимости (затрат) в том случае, когда местожительство (пункт сбора) рабочих и служащих находится на расстоянии более 3 км от места работы, а коммунальный или пригородный транспорт либо отсутствует либо не в состоянии обеспечить перевозку работников;

7.16. Затраты связанные с командированием рабочих для выполнения строительных, монтажных и специальных строительных работ определяются

расчетами по сметной трудоемкости, определенной в сметной документации, исходя из дальности расстояния до объекта строительства и характера выполняемых работ. Постановление Правительства РФ от 02.10.02 №729;

7.17. Затраты связанные с перебазированием техники определяется на основании транспортных схем, условий и расстояний перебазировки. Транспортные расходы рекомендуется определять на основании калькуляций транспортных расходов в соответствии с транспортной схемой доставки техники. При калькулировании стоимости транспортных расходов, принимать стоимость по действующим нормативным документам и прейскурантам естественных монополий с учетом индексов. Для оценки транспортных расходов, закладываемых в расчет, необходимо предоставить транспортную схему с расчетом затрат времени на перебазировку;

7.18. Средства на возмещение затрат, связанных с подвижным характером работ в строительстве принимать не больше 3,74% локального сметного расчета без учета стоимости оборудования;

7.19. Затраты на проведение пусконаладочных работ в локальном сметном расчете составляется на основании МДС 81-27-2007 Методические рекомендации по применению государственных элементных сметных норм на пусконаладочные работы. Письмо Росстроя от 05.09.2007 №СК-3253/02;

Так же возможно использовать рекомендации постановления Союза инженеров-сметчиков от 17.08.2006 № 08-2/ПС «Пособие по составлению сметных расчетов (смет) на пусконаладочные работы АСУ ТП», под ред. П.В. Горячкина, А.Н. Жукова, П.С. Милова, Москва 2006 год;

7.20. Непредвиденные затраты определяются в объеме не более 1,5% от общих затрат (п.4.96 МДС 81-35.2004);

7.21. НДС составляет 18% на основании Федерального закона РФ от 07.07.2003г №117-ФЗ;

8. Требования к Участнику (Подрядчику).

Участник (Подрядчик) должен:

8.1. состоять в саморегулируемой организации (СРО), основанной на членстве лиц, осуществляющих строительство, зарегистрированной в установленном по месту (в том же субъекте РФ) регистрации Участника (Подрядчика);

8.2. в составе заявки предоставить выписку из реестра членов саморегулируемой организации, осуществляющих строительство, зарегистрированной в установленном порядке на территории субъекта Российской Федерации, в котором зарегистрирован Участник (Подрядчик). Выписка из реестра членов СРО должна быть оформлена по форме, утвержденной приказом Ростехнадзора от 16.02.2017 г. № 58, и содержать сведения об уровне ответственности Участника (Подрядчика) по компенсационному фонду возмещения вреда и компенсационному фонду обеспечения договорных обязательств, (дата выдачи выписки должна быть не ранее чем за один месяц до даты окончания срока подачи заявок, который указан в извещении об объявлении закупки (п. 1 ч. 6 ст. 69 Закона N 44-ФЗ));

8.3. Уровень ответственности Участника (Подрядчика) по компенсационному фонду возмещения вреда должен быть не менее стоимости оферты Участника (Подрядчика);

8.4. Уровень ответственности Участника (Подрядчика) по компенсационному фонду обеспечения договорных обязательств, должен быть не менее стоимости оферты у Участника (Подрядчика).

8.5. Совокупный размер действующих обязательств Участника (Подрядчика) закупки по договорам подряда, которые заключены с использованием конкурентных способов, не должен превышать уровень ответственности участника по компенсационному фонду обеспечения договорных обязательств.

8.6. Участник (Подрядчик) предоставляет перечень действующих договоров подряда по состоянию на момент подачи заявки

8.7. В случае отсутствия выписки из реестра СРО Участник (Подрядчик) должен представить следующие документы:

8.7.1. Подтверждение уведомления о переходе/сохранении членства в действующую саморегулирующую организацию в соответствии с 372-ФЗ (подтверждается копией письма с номером входящего СРО) и поданного до 01.12.2016г.

8.7.2. Подтверждение соответствия уровня ответственности по компенсационному фонду возмещения вреда и компенсационному фонду обеспечения договорных обязательств предложений участником (Подрядчиком) стоимости выполнения работ по договору (подтверждается платежным поручением в указанную СРО, соответствующим сумме компенсационного фонда по уровню ответственности);

8.7.3. Подтверждение наличия специалистов по организации инженерных изысканий / по организации архитектурно-строительного проектирования / по организации строительства, сведения о которых включены в национальный реестр специалистов в области инженерных изысканий и архитектурно-строительного проектирования / национальный реестр специалистов в области строительства в области строительства, в количестве не менее 2 (двух) человек, привлеченных для выполнения работ по трудовым договорам (подтверждается выпиской из реестра и копиями трудовых договоров).

8.8. иметь достаточное для исполнения договора количество собственных или арендованных машин и механизмов:

Таблица 1. Машины и механизмы для выполнения работ

№ п/п	Наименование машин и механизмов	Тип, марка	Потребность, шт.
Строительные машины и механизмы			
1	Автовышка**	АГП 12 или др.	1
Транспортные средства			
2	Грузопассажирские машины**	ГАЗ-330273, УАЗ 39094 или др.	1

Потребность в МТР выявлена на основании ГЭСН 08; ГЭСН 32 при составлении сметной документации в программе Гранд СМЕТА, базисно-индексным методом с использованием территориальных единичных расценок (ТЕР-2001 в редакции 2014г., включенных в федеральный реестр сметных нормативов РФ).

8.8.1. Для подтверждения наличия МТР, Участник (Подрядчик) должен предоставить копии документов (по своему усмотрению из перечисленных):

а) копии свидетельств о регистрации транспортного средства (ПТС), ПСМ (включается в случае установления требования о наличии самоходных транспортных средств) (в количестве и соответствии с таблицей 1);

б) в случае отсутствия собственных МТР – соглашение о намерениях заключить договор аренды;

в) в случае отсутствия собственных МТР – договоры аренды.

8.9. Участник (Подрядчик) должен иметь достаточное для исполнения договора количество кадровых ресурсов соответствующей квалификации (данная информация указывается в справке о кадровых ресурсах):

Таблица 2. Минимальные требования к персоналу

№ п/п	Наименование	Ед. измерения	Количество
1	Электромонтер 4 разряда, IV группа по электробезопасности с допуском и правом производителя работ в эл. установках свыше 1000В (производитель работ)	чел.	1
2	Электромонтер 3-4 разряда, III группа по электробезопасности (член бригады)	чел.	1
3	Мастер* V группа по электробезопасности и право выдачи нарядов распоряжений в эл. установках свыше 1000В	чел.	1
4	Руководитель работ* V группа по электробезопасности и право выдачи нарядов распоряжений в эл. установках свыше 1000В	чел.	1

а) Потребность в кадровых ресурсах электромонтеров (п. 1 и 2) выявлена на основании «Постановления Минтруда РФ от 12.03.1999 N 5 (ред. от 03.10.2005) "Об утверждении Тарифно-квалификационного справочника работ и профессий рабочих электроэнергетики" § 32. Электромонтер по ремонту воздушных линий электропередачи 3-й разряд и § 33. Электромонтер по ремонту воздушных линий электропередачи 4-й разряд.

б) Состав бригады – не менее 2х человек. Требование основано на Правилах по охране труда при эксплуатации электроустановок (ПОТЭУ) (утв. Приказ Министерства труда и социальной защиты РФ от 24 июля 2013 г. № 328н) п. XXXVIII. Охрана труда при выполнении работ на воздушных линиях электропередачи, пп. 38.20:

Работы по перетяжке и замене проводов на ВЛ напряжением до 1000 В и на линиях уличного освещения, подвешенных на опорах линий напряжением выше 1000 В, должны выполняться с отключением всех линий напряжением до и выше 1000 В и заземлением их с двух сторон участка работ.

Работы следует выполнять по наряду бригадой в составе не менее двух работников; производитель работ должен иметь группу IV.

в) Требования к мастеру в п. 3 Таблицы 2 основаны на Межотраслевых правилах по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок (ПОТ Р М-016-2001) п. 2.1.4:

Право выдачи нарядов и распоряжений предоставляется работникам из числа административно-технического персонала организации, имеющим группу V -

в электроустановках напряжением выше 1000 В и группу IV - в электроустановках напряжением до 1000 В.

г) Требования к руководителю работ в п. 4 основаны на Межотраслевых правилах по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок (ПОТ Р М-016-2001) для работ в действующих электроустановках:

п. 2.1.5 ...Ответственный руководитель работ назначается при выполнении работ:

с использованием механизмов и грузоподъемных машин;

с отключением электрооборудования, за исключением работ в электроустановках, где напряжение снято со всех токоведущих частей (п. 2.2.8 настоящих Правил), в электроустановках с простой и наглядной схемой электрических соединений, на электродвигателях и их присоединениях в РУ;

8.10. Персонал Участника (Подрядчика) должен быть обучен, иметь соответствующую квалификацию (по монтажу и наладке электроустановок с III-V группой по электробезопасности в соответствии с требованиями пунктов 1.5, 2.4, 2.5 Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок, утвержденные приказом Министерства труда и социальной защиты РФ от 24.07.201 № 328н, пункта 1.4.1 Правил технической эксплуатации электроустановок потребителей.

Необходимо предоставить копии удостоверений по проверке знаний правил работы в электроустановках (в количестве в соответствии с таблицей 2).

8.11. Участник (Подрядчик) должна выполнять не менее 30% монтажных работ с использованием собственных ресурсов. К выполнению работ допускается привлечение субподрядных организаций, при этом Участнику (Подрядчику) необходимо предоставить договор субподряда либо письмо готовности субподрядчика оказать услуги Участнику (Подрядчику) по выполнению необходимых работ;

8.12. В составе заявки Участник предоставляет сметный расчёт в объёме соответствующем расчёту плановой стоимости Заказчика. Сметная стоимость определяется на основании методических указаний по определению сметной стоимости строительства (Приложения 3.1 «Порядок определения стоимости работ по техперевооружению, реконструкции, ремонту и тех. обслуживанию объектов. МУ (Приказ ДРСК от 16.05.2014 № 148)» и приложения 3.2 «Порядок определения стоимости строительно-монтажных работ. Методические указания (Приказ ДРСК от 15.07.2014 № 213)»).

9. Сроки выполнения работ:

В Приложении 9 технического задания приведен проект календарного графика выполнения работ на основании, которого, Участник (подрядчик) разрабатывает проект производства работ и график выполнения работ и согласовывает его с Заказчиком

График должен представлять поэтапное выполнение производства работ с указанием вида работ количества и сумм (в руб.) пример заполнения календарного графика представлен в Приложении № 9 «Форма календарного графика выполнения работ». Весь объём работ должен быть завершен **до 31.12.2018 года.**

Заполнение и корректировка графика должна осуществляться следующим образом:

Участник (Подрядчик) по своему усмотрению корректирует объем работ исходя из своих материально-технических возможностей без изменения общего объема и видов работ.

В графике выполнения работ (столбец наименование работ) приводятся основные виды работ, которые перечислены в локальной смете (монтажные работы у потребителей, на ТП 6(10)/0,4 кВ, пуско-наладочные работы и т.п.).

В нижней части (сводного) графика под колонкой с номером этапа выполнения работ необходимо проставить его стоимость согласно приведенным расчетам в локальной смете (без НДС, НДС и с учетом НДС).

График выполнения работ будет служить основой для подготовки приложения к Договору. В этой связи в целях снижения общих затрат сил и времени Заказчика и Участника (Подрядчика) на подготовку Договора данный График выполнения работ следует подготовить так, чтобы его можно было с минимальными изменениями включить в Договор.

10. Требования к выполнению работ:

10.1. Работы по модернизации выполняются на основании договора подряда. Работы необходимо выполнить в соответствии с действующими государственными нормами и правилами (СНиП, ПУЭ, ГОСТ, санитарно-эпидемиологическими, пожарными, и др. нормативными документами, действующими на период производства работ).

10.2. В ходе выполнения работ Участник (подрядчик) поэтапно предоставляет акты на скрытые работы.

10.3. Под этапом работ подразумевается оснащение средствами учета и организация автоматизированного, удаленного сбора данных, а так же предоставление всей отчетной документации, в соответствии с техническим заданием, в пределах объектов автоматизации: подстанция, ТП-6(10)/0,4 кВ, ВПУ в соответствии с согласованным календарным графиком выполнения работ.

10.4. В случае, если на любых стадиях выполнения работ будут обнаружены некачественно выполненные работы, представитель Заказчика составляет акт и направляет его в течение пяти дней Участнику (подрядчику). Участник (подрядчик) обязан своими силами и без увеличения цены договора в кратчайший срок (по согласованию с ответственными исполнителями заказчика) переделать эти работы для обеспечения их надлежащего качества и сдачи Заказчику;

11. Приемка выполненных работ:

11.1. Стороны осуществляют сдачу-приемку выполненных работ по объектам автоматизации: подстанция, ТП 10/6/0,4 кВ, ВПУ поэтапно, в соответствии с согласованным календарным графиком выполнения работ.

11.2. Приемка объемов выполненных работ по объектам автоматизации (ТП 10/6/0,4 кВ и ПС 110/35/6 кВ) производится в срок до 30 числа отчетного месяца этапа работ с предоставлением актов выполненных работ установленной формы КС-2 и КС-3 в соответствии с требованиями постановления Российского статистического агентства от 11 ноября 1999 г. N 100 «Об утверждении унифицированных форм первичной учетной документации по учету работ в капитальном строительстве и ремонтно-строительных работ».

11.3. Приемка объемов выполненных работ производится при предъявлении подтверждения выполненных работ с визой согласования ответственного лица.

11.4. Приборы учета, не установленные, и не настроенные в составе объекта

автоматизации, питающиеся от ТП 10/6/0,4 кВ или ПС 110/35/6, принимаются только с согласования Заказчика.

11.5. Приемка оборудования в эксплуатацию осуществляется в соответствии с требованиями гл.1 § 1.2. «Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей РФ», утв. 2003 г. Приемо-сдаточная документация оформляется в соответствии с требованиями ВСН 123-90 «Инструкция по оформлению приемо-сдаточной документации по электромонтажным работам» и т.п.

11.6. Для оценки готовности объектов к приемке Участник (подрядчик) предоставляет:

11.6.1 Дефектную ведомость, отражающую по факту географический и электрический адрес, общие параметры измерительного комплекса и параметры настройки, а также весь объем материалов использованный для производства работ (документ предоставляется *еженедельно* в формате Excel с целью контроля выполнения работ) в отсканированном виде с подписью представителя Заказчика и Участника (подрядчика) (Приложение 2 «(Таблица 1. Форма дефектной ведомости модернизации ПУ потребителей) и (Таблица 2. Форма дефектной ведомости модернизации ПУ на подстанции)»);

11.6.2 Заполненные акты приемки в промышленную эксплуатацию объектов автоматизации (3 экз.);

11.6.3 Подписанные Акты допуска в эксплуатацию и проверки расчетных приборов учета (измерительных комплексов) электрической энергии (Приложение 4 «Форма акта проверки и допуска в эксплуатацию ПУ»), совместно составленные с представителями подрядчика и заказчика;

11.6.4 Подписанные соглашения о порядке эксплуатации измерительных комплексов (Приложение 5 «– Форма соглашения о порядке эксплуатации счетчика электроэнергии с физическим лицом», 5.1 «Форма соглашения о порядке эксплуатации комплекса учета электроэнергии с юридическим лицом» 2 экз.), совместно составленные с представителями Участника (подрядчика) и заказчика;

11.6.5 Актуализированные поопорные схемы объекта (ТП), предоставленные в электронном виде. Схемы должны быть выполнены в программном обеспечении Microsoft Office Visio в соответствии, с примером приведенном (в Приложение 11 «Требования к заполнению схемы поопорной»);

11.6.6 Актуализированные схемы по прокладке кабеля питания от собственных нужд подстанции до УСПД, и интерфейсных линий связи от счетчиков до УСПД. Схемы должны быть выполнены в программном обеспечении Microsoft Office Visio в соответствии, с примером приведенном в Приложение 8 «Требования к заполнению схемы для ПС» ;

11.6.7 Исполнительную документацию по выполненным работам (акты на скрытые работы, копии паспортов и сертификатов соответствия техническим регламентам Таможенного Союза №004/2011 «О безопасности низковольтного оборудования» и № 020/2011 «Электромагнитная совместимость технических средств» на использованные в строительстве материалы и конструкции и т.д.)

11.6.8 Материалы и оборудование, высвободившиеся после демонтажа, передаются Участником (подрядчиком) Заказчику по акту передачи;

11.6.9 Для дистанционного опроса данных: файл конфигурации в формате XML составленный посредством специализированного программного продукта;

11.6.10 Для автоматизированного опроса данных: сформированную базу данных в специализированном программном продукте;

11.6.11 Акты выполненных работ установленной формы КС-2 и справки о стоимости работ по форме КС-3 (документы предоставляется в бумажном виде в

количестве не менее 2-х экземпляров и в электронном виде в формате программного комплекса «Гранд смета»).

11.6.12 Документы по затратам на перевозку грузов и перебазировку, подтверждающие понесенные Участника (подрядчика) транспортные расходы.

12. Материально-техническое обеспечение:

12.1. Заказчик передает по акту передачи в монтаж следующее оборудование Участнику (подрядчику) с центрального склада филиала АО «ДРСК» «Южно-Якутские электрические сети» (г. Алдан, ул. Линейная, 4)

Для автоматизации Подстанций (110/35/6 кВ):

- шкаф автоматизации с УСПД на 15 счетчиков – 6 шт.;
- шкаф автоматизации с УСПД на 50 счетчиков – 6 шт.

Для автоматизации трансформаторных подстанций (ТП 6(10)/0,4 кВ):

- Однофазных счетчиков электроэнергии – 395 шт.;
- Трехфазных счетчиков прямого включения – 64 шт.;
- Трехфазных счетчиков полукосвенного включения (ТП) – 40 шт.;
- Оборудование автоматизации (ТП) – 8 шт.

Для автоматизации по ВЛ 6 кВ:

- Трехфазных высоковольтных приборов учета (пунктов учета) прямого включения (ВЛ) – 17 шт.;

В случае выявления Участником (Подрядчиком) заводского брака по оборудованию, переданному актом в монтаж, Участник (подрядчик) передает данное дефектное оборудование Заказчику с сопроводительным письмом и оформленным Актом передачи с указанием причин выбраковки;

12.2. Участник (подрядчик) обеспечивает закупку и поставку дополнительного оборудования и материалов для полноценного проведения работ, строительно-монтажные работы, работы по дистанционному съему показаний модернизированных точек учета, а также сдачу работ Заказчику. Перечень и характеристики оборудования и материалов с целью проведения их своевременной закупки приведен в Приложении 1 «Перечень основного оборудования и материалов, закупаемых Участником (Подрядчиком)». Номенклатура подлежит обязательному согласованию с Заказчиком;

12.3. Комплектация остальными материалами, шкафами учета для ТП (согласно опросному листу Приложения 6 «Опросный лист по техническим параметрам к шкафам учета»), сжимами ответвлений, кронштейнами анкерными, скрепами, лентой, кабельными наконечниками, розетками, болтами, гайками, шайбами, дюбель гвоздями, кабельными ремешками и др. дополнительными материалами) для выполнения работ осуществляется подрядчиком самостоятельно в соответствии с объемами работ, с последующим предоставлением сертификатов на использованные материалы и кассовых документов подтверждающих их стоимость. Затраты на закупку дополнительного оборудования и материалов, необходимого для комплексного выполнения работ по данному техническому заданию, и не указанные в ТЗ, входят в стоимость работ. Технические характеристики к закупаемому оборудованию и материалам в Приложении 10 «Требования к закупаемому оборудованию и материалам»;

12.4. Вся продукция должна быть новой, ранее не использованной;

12.5. Участник (Подрядчик) должен принять во внимание, что ссылка на марку (тип) продукции, носит описательный, а не обязательный характер. В случае, если Участником (Подрядчиком) предлагаются аналоги требуемой Заказчику

продукции, в составе своего предложения он должен в обязательном порядке предоставить подробное техническое описание предлагаемого к поставке аналога;

12.6. Отсутствие в составе технико-коммерческого предложения подробного технического описания аналогов продукции может являться причиной отклонения предложения Участника (Подрядчика);

12.7. Аналогичная продукция - это продукция, которая по техническим и функциональным характеристикам не уступает характеристикам оборудованию, заявленному в конкурсной документации, полностью соответствует присоединительным размерам, в том числе по гарантийным срокам и срокам эксплуатации;

12.8. Материалы и оборудование, высвободившиеся после демонтажа, передаются Подрядчиком Заказчику по акту передачи.

13. Гарантийные обязательства

13.1. Гарантия подрядчика на своевременное и качественное выполнение работ, а также на устранение дефектов, возникших по его вине, составляет с момента сдачи объекта в эксплуатацию не менее 60 месяцев со дня подписания Акта сдачи-приемки, при условии соблюдения Заказчиком правил эксплуатации сданного в эксплуатацию объекта;

13.2. Гарантия на материалы и оборудование, поставляемые Подрядчиком составляет не менее 60 месяцев, если иное не установлено заводом изготовителем.

Приложения:

1. Приложение 1 – Перечень основного оборудования и материалов, закупаемых Участником (Подрядчиком);

2. Приложение 2 – (Таблица 1. Форма дефектной ведомости модернизации ПУ потребителей и Таблица 2. Форма дефектной ведомости модернизации ПУ на подстанции);

3. Приложение 3.1 – Порядок определения стоимости работ по тех. перевооружению, реконструкции, ремонту и тех. обслуживанию объектов. МУ (Приказ ДРСК от 16.05.2014 № 148);

4. Приложение 3.2 – Порядок определения стоимости строительно-монтажных работ. Методические указания (Приказ ДРСК от 15.07.2014 № 213);

5. Приложение 4 – Форма акта проверки и допуска в эксплуатацию ПУ;

6. Приложение 5 – Форма соглашения о порядке эксплуатации счетчика электроэнергии с физическим лицом;

7. Приложение 5.1 – Форма соглашения о порядке эксплуатации комплекса учета электроэнергии с юридическим лицом;

8. Приложение 6 – Опросный лист по техническим параметрам к шкафам учета;

9. Приложение 7 – Форма акта установленного оборудования автоматизации на ТП;

10. Приложение 8 – Требования к заполнению схемы для ПС;

11. Приложение 9 – Форма календарного графика выполнения работ;

12. Приложение 10 – Требования к закупаемому оборудованию и материалам;

13. Приложение 11 – Требования к заполнению схемы поопорной.

*Начальник департамента транспорта и
учета электроэнергии*



С.В. Коротков

Согласовано:

*Начальник департамента капитального
строительства и инвестиций*



Ю.Е. Осинцев

Начальник сметно-договорного отдела



С.А. Коваленко

Начальник отдела организации строительства



Э.В. Шумилов

Начальник отдела учета электроэнергии



С.А. Тимченко

01.09.2017

Начальник отдела конкурсных закупок

М.Г. Елисеева

Перечень основного оборудования и материалов, закупаемых Участником (Подрядчиком)*

Тип оборудования, материалов	Марка оборудования, материалов	Ед. измерения	Объемы поставки
1. Частный сектор			
1.1. Однофазные приборы учета			
Провод СИП-4 2х16	СИП-4 2х16	м.	5 550
Сжим У-733	У733	шт.	370
Ответвительный зажим CD71+BI	CD71+BI	шт.	740
Крюк анкерный BT8	BT8	шт.	740
Анкерный клиновой зажим DN 123	DN 123	шт.	740
1.2. Трехфазные приборы учета			
Провод СИП-4 4х16	СИП-4 4х16	м.	630
Зажим У733МУЗ	У733МУЗ	шт.	84
Ответвительный зажим CD71+BI	CD71+BI	шт.	84
Крюк анкерный BT8	BT8	шт.	84
Анкерный клиновой зажим DN 123	DN 123	шт.	84
2. Юридические лица			
2.1. Однофазные приборы учета			
Провод СИП-4 2х16	СИП-4 2х16	м.	375
Зажим У733МУЗ	У733МУЗ	шт.	25
Ответвительный зажим CD71+BI	CD71+BI	шт.	50
Крюк анкерный BT8	BT8	шт.	50
Анкерный клиновой зажим DN 123	DN 123	шт.	50
2.2. Трехфазные приборы учета прямого включения			
Провод СИП-4 4х16	СИП-4 4х16	м.	330
Зажим У733МУЗ	У733МУЗ	шт.	44
Зажим P72 (Sm=35-95, Sотв=2,5/4-54мм ²)	P72 (Sm=35-95, Sотв=2,5/4-54мм ²)	шт.	44
Крюк анкерный BT8	BT8	шт.	44
Анкерный клиновой зажим DN 123	DN 123	шт.	44
3. Трансформаторные подстанции 6-10/0,4 кВ			
3.2. Трехфазные приборы учета полукошвенного включения			
Шкаф (почтовый замок)	ЩРНМ-3 (600*900*200) IP 54	шт.	5
Шкаф (почтовый замок) - для МКС	ЩРНМ-3 (600*600*200) IP 54	шт.	1
Трансформаторы тока 100/5	T-0,66-100/5-0,5-5BA	шт.	3
Трансформаторы тока 200/5	T-0,66-200/5-0,5-5BA	шт.	27
Трансформаторы тока 300/5	T-0,66-300/5-0,5-5BA	шт.	21
Трансформаторы тока 400/5	T-0,66-400/5-0,5-5BA	шт.	15
Трансформаторы тока 600/5	T-0,66-600/5-0,5-5BA	шт.	3
Кабель КВВГ-10*2,5	КВВГ-10*2,5	м.	200
Наконечник ТМ 50-10-9	ТМ 50- 10-9	шт.	200
Провод ПВ-3	ПВ-3	м.	200
DIN-рейка на 4 автоматов (75 мм)	DIN-рейка	шт.	5
ИК (испытательная коробка "ЛИМГ")	Лимг	шт.	12
Автоматический выключатель на Din-рейку 1ф	ВА47-29 1P 6A 4,5кА	шт.	6

Заглушка для JXB-2,5/35 EKF	Заглушка для JXB-2,5/35 EKF	шт.	12
Колодка клеммная JXB 2,5/35	Колодка клеммная JXB 2,5/35	шт.	12
Обогрев шкафов	Термик C-0,2(400*440*40)	шт.	5
Наконечник кольцевой изолированный	НКИ 2.5-4 (КВТ)	шт.	480
Наконечник штыревой изолированный	НШКИ 2.5–12 (КВТ)	шт.	480
Регулятор температуры	EBERLE 16A TP-1	шт.	5
Металлорукав	d 25	м.	190
4. Трансформаторные подстанции 110/35/6 кВ			
4.1. Шкаф учета УСПД			
Кабель ВВГнг-LS 2*2,5	Кабель ВВГнг-LS 2*2,5	м.	120
КИПЭП 2*2*0,6	КИПЭП 2*2*0,6	м.	865
Гофра d 25	Диаметр 25мм	м.	865
Коннектор RJ 14	Коннектор RJ 14	шт.	173
Интерфейсная распределительная коробка	ИРК-01	шт.	173

* – Участник должен принять во внимание, что ссылка на марку (тип) продукции, носит описательный, а не обязательный характер. В случае, если Участником предлагаются аналоги требуемой Заказчику продукции, в составе своего предложения он должен в обязательном порядке предоставить подробное техническое описание предлагаемого к поставке аналога.

Отсутствие в составе технико-коммерческого предложения подробного технического описания аналогов продукции может являться причиной отклонения предложения Участника.

Аналогичная продукция - это продукция, которая по техническим и функциональным характеристикам не уступает характеристикам оборудованию, заявленному в конкурсной документации, полностью соответствует присоединительным размерам, в том числе по гарантийным срокам и срокам эксплуатации.

Таблица 1. Форма дефектной ведомости модернизации ПУ потребителей

[illegible]

Приложение 3.1 к Техническому заданию

**ПОРЯДОК ОПРЕДЕЛЕНИЯ СТОИМОСТИ СТРОИТЕЛЬНО-
МОНТАЖНЫХ РАБОТ. МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ
(в электронном виде)**

Приложение 3.2 к Техническому заданию

**ПОРЯДОК ОПРЕДЕЛЕНИЯ СТОИМОСТИ РАБОТ ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ
ПЕРЕВООРУЖЕНИЮ, РЕКОНСТРУКЦИИ, РЕМОНТУ И
ТЕХНИЧЕСКОМУ ОБСЛУЖИВАНИЮ ОБЪЕКТОВ ГЕНЕРАЦИИ, СЕТЕЙ,
ЗДАНИЙ И СООРУЖЕНИЙ
(в электронном виде)**

Форма акта проверки и допуска в эксплуатацию ПУ

- ☐ Проверки прибора учета (измерительного комплекса) электрической энергии;
- ☐ Допуска в эксплуатацию прибора учета (измерительного комплекса) электрической энергии;

Дата: «___» _____ 20__ г. Время: ____ час. ____ мин. Населенный пункт _____

Настоящий акт составлен представителем филиала АО «ДРСК» - «ЮЯЭС» Службы Учета и ККЭ контролером
(подразделение, должность, Ф.И.О)

контролером

электромонтером

На предмет проверки/допуска в эксплуатацию прибора учета (измерительного комплекса) потребителя (ССО) _____
(ФИО, должность, название организации, ССО)

В присутствии представителя (ГП, УК, ТСЖ) _____
(наименование организации, должность, ФИО)

Лица приглашенные, но не принявшие участие в проверке: _____
(название организации, должность, ФИ.О)

Наименование объекта, адрес, на котором произведена проверка/допуск ПУ (ИК) эл/эн _____

Порядок проверки: плановая / внеплановая Форма проверки: визуальный осмотр / инструментальная
(ненужное зачеркнуть) (ненужное зачеркнуть)

Основание внеплановой проверки _____ Договор энергоснабжения № _____

Точка подключения: ПС№ Фидер 10(6) кВ №ТП фидер 0,4кВ №опоры

Основные технические характеристики и место установки расчетного измерительного комплекса:

Данные прибора учета		Счетчик установленный		Счетчик, исключенный из расчета	
Вид энергии		Активная	Реактивная	Активная	Реактивная
Тип прибора учета					
Заводской № прибора учета					
Класс точности/ передаточное число		/	-----	/	-----
Номинальное напряжение, В			-----		-----
Номинальный ток, А			-----		-----
Год выпуска					
Квартал и год поверки (калибровки)					
Квартал и год истечения срока МПИ					
Показания	суммарные		-----		-----
	день/ночь	/	-----	/	-----
Разрядность (цел./дробн.)		/	-----	/	-----
Тип и заводской № дистанц. дисплея					
Место установки прибора учета					
Собственник					
Данные измерительных трансформаторов / дистанционных датчиков мощности		ТТ/ ДДМ установленные (ненужное зачеркнуть)	ТТ/ ДДМ исключенные из расчетной схемы (ненужное зачеркнуть)	ТН установленные	ТН исключенные из расчетной схемы
Тип				-----	-----
Класс точности				-----	-----
Номинальное напряжение, В				-----	-----
Номинальный первичный ток, А				-----	-----
Коэффициент трансформации				-----	-----
Заводской №	фаза А			-----	-----
	фаза В			-----	-----
	фаза С			-----	-----
Год выпуска/ квартал и год поверки	фаза А			-----	-----
	фаза В			-----	-----
	фаза С			-----	-----
Квартал и год истечения МПИ	фаза А			-----	-----
	фаза В			-----	-----
	фаза С			-----	-----
Место установки				-----	-----
Собственник				-----	-----

Причина замены элементов ИК: _____

Примечания: _____

Данные об установленных пломбировочных устройствах (знаках визуального контроля (ЗВК):

место пломбирования	на момент обследования	после обследования
крышка клеммного ряда прибора учета	№	№
ВКУ	№	№
Корпус прибора учета	№	№
Госповерка	Госстандарт	Госстандарт
Антимагнитная пломба	№	№

Результаты проведения инструментальных измерений в ходе проверки прибора учета:

Значения величин напряжения, тока, значения и направления угла между вектором опорного и векторами измеряемых напряжений (L-индуктивное, C-ёмкостное) и коэффициенты трансформации трансформаторов тока (Ктт):

Значения напряжения	Величина, Вольт	Значения тока фаз	Первичной ток I_1 , Ампер	Ток вторичной обмотки I_2 , Ампер	Угол между током и напряжением, град.	К тт (I_1/I_2)
U _{ao}		A	-----	-----	-----	-----
U _{bo}		B	-----	-----	-----	-----
U _{co}		C	-----	-----	-----	-----

Время 1-ого импульса (оборота) отсчитывающего устройства (диска) счетчика, ----- секунд (заполняется при необходимости)

Характеристики оборудования, использованного при проверке: инструментальные замеры произведены прибором:

- 1) марка APPA39MR заводской № 64300291 дата поверки 1-17
 2) марка ----- заводской № -----, дата поверки -----

Замечания/нарушения, выявленные в ходе проверки: _____

Мероприятия (перечень работ) по устранению выявленных замечаний: _____

Заключение о пригодности прибора учета (измерительного комплекса) для осуществления расчетов за потреблённую электроэнергию: Прибор учета (измерительный комплекс) признается _____
 (пригодным / не пригодным)

и показания электросчетчика _____ использоваться для коммерческих расчетов _____
 (могут / не могут)

Потребитель уведомлён об установке антимагнитных пломб и об условиях их срабатывания: не допускается приближение устройств, содержащих магниты к элементам измерительного комплекса на расстояние менее 0,3 метра.

После устранения замечаний, потребителю следует письменно сообщить об этом в *Алданское отделение Энергосбыта ПАО «Якутскэнерго»* или филиал АО «ДРСК»-«ЮЯЭС», для проведения повторной проверки
 (наименование организации)

Представитель филиала АО «ДРСК»-«ЮЯЭС»: _____ / _____ /

Представитель филиала АО «ДРСК»-«ЮЯЭС»: _____ / _____ /

Представитель Потребителя: _____ / _____ /

Представитель Гарантирующего поставщика: _____ / _____ /

Представитель: _____ / _____ /

Лица, отказавшиеся от подписания акта проверки/допуска прибора учета в эксплуатацию либо несогласные с указанными в акте результатами:

1 _____

2 _____

Причина отказа от подписания настоящего акта: _____

Форма соглашения о порядке эксплуатации счетчика электроэнергии с физическим лицом**СОГЛАШЕНИЕ № _____
о порядке эксплуатации счетчика электроэнергии**

г. _____

« ____ » _____ 20__ года

АО «Дальневосточная распределительная сетевая компания», именуемое в дальнейшем «Сетевая организация», в лице директора «Структурного подразделения _____ филиала АО «Дальневосточная распределительная сетевая компания» «_____» _____, действующего на основании доверенности № _____ от _____, с одной стороны, и гр. _____, паспорт: серия _____ № _____, выданный _____, дата выдачи _____, именуемый в дальнейшем «Абонент», проживающий по адресу: _____, лицевой счет: _____, с другой стороны, заключили настоящее соглашение о нижеследующем:

Настоящее соглашение определяет права и обязанности сторон при эксплуатации электросчетчиков, а именно:

1. «Сетевая организация» устанавливает Абоненту счетчик электроэнергии за свой счет и своими силами по указанному адресу (_____), а Абонент дает согласие на установку счетчика электроэнергии и обязуется соблюдать условия его эксплуатации в соответствии с требованиями, изложенными в паспорте на данный тип счетчиков электроэнергии.

Демонтированный счетчик электроэнергии заводской серийный № _____ тип _____ показание _____ передан Абоненту.

После установки счетчика электроэнергии, оригинал его паспорта остается на хранении у «Сетевой организации». Абоненту выдана копия паспорта на установленный электросчетчик.

Установка счетчика электроэнергии оформлена Актом от _____ № _____

2. «Сетевая организация» обладает единоличным правом собственности на установленный счетчик электроэнергии.

3. Абонент обеспечивает сохранность и целостность счетчика электроэнергии, а также предоставляет доступ персонала «Сетевой организации» к счетчику электроэнергии для снятия показаний, его технического обслуживания или замены.

4. Абонент обязуется немедленно сообщать «Сетевой организации» об утрате, либо порче установленного счетчика электроэнергии. В случае утраты или порчи счетчика электроэнергии по вине Абонента, последний обязуется возместить его полную стоимость в размере _____ (_____ (сумма прописью)) руб.,

либо стоимость его ремонта, а также возместить затраты «Сетевой организации» по замене счетчика.

5. Абонент обязуется при перемене собственника помещения, в котором установлен электросчетчик, сдаче в аренду, иной постоянной либо временной передаче помещения третьим лицам, в десятидневный срок уведомить «Сетевую организацию» для своевременного расторжения данного соглашения и заключения соглашения с новым владельцем помещения.

6. По всем вопросам, не урегулированным настоящим соглашением, стороны будут руководствоваться действующим законодательством РФ.

7. Соглашение вступает в силу с момента его подписания сторонами и действует до полного исполнения по нему обязательств.

8. Соглашение составлено в двух экземплярах, имеющих одинаковую юридическую силу, по одному для каждой из сторон.

9. Реквизиты сторон:

Сетевая организация:

АО «Дальневосточная распределительная сетевая компания»

675000, г. Благовещенск, ул. Шевченко, 28

Филиал _____

Адрес: _____

Структурное подразделение _____

Адрес: _____

тел. _____

(подпись)

(расшифровка подписи)

Абонент:

(подпись)

(расшифровка подписи)

Форма соглашения о порядке эксплуатации комплекса учета электроэнергии с юридическим лицом**СОГЛАШЕНИЕ № _____
о порядке эксплуатации комплекса учета электроэнергии**

«__» _____ 20__ года

АО «Дальневосточная распределительная сетевая компания», именуемое в дальнейшем «Сетевая организация», в лице директора «Структурного подразделения _____ филиала АО «Дальневосточная распределительная сетевая компания» «_____», действующего на основании доверенности № _____ от _____, с одной стороны, и _____, в лице _____, действующего на основании _____, лицевой счет: _____, именуемый в дальнейшем «Абонент», с другой стороны, заключили настоящее соглашение о нижеследующем:

Настоящее соглашение определяет права и обязанности сторон при эксплуатации комплекса учёта электроэнергии, а именно:

1. Абонент дает согласие на замену комплекса учёта электроэнергии и обязуется соблюдать условия его эксплуатации в соответствии с требованиями, изложенными в паспортах на установленное оборудование в комплексе учета.

2. «Сетевая организация» устанавливает Абоненту по указанному адресу _____ к
омплекс учёта электроэнергии в составе: _____

3. После установки комплекса учета электроэнергии, оригинал паспорта счетчика электроэнергии остается на хранении у «Сетевой организации». Абоненту выдана копия паспорта.

4. Демонтированный счетчик электроэнергии заводской серийный № _____ тип _____ показания _____ передан Абоненту.

5. «Сетевая организация» обладает единоличным правом собственности на установленное оборудование.

6. Абонент обеспечивает сохранность и целостность оборудования учета электроэнергии, а также предоставляет доступ персонала «Сетевой организации» к оборудованию учета электроэнергии для снятия показаний, его технического обслуживания или замены.

7. Абонент обязуется немедленно сообщать «Сетевой организации» об утрате, либо порче установленного оборудования учета электроэнергии. В случае утраты или порчи оборудования комплекса учета электроэнергии по вине Абонента, последний обязуется возместить его полную стоимость в размере _____ (_____ (сумма прописью)) руб.,

либо стоимость его ремонта, а также возместить затраты «Сетевой организации» по его замене.

8. Абонент обязуется при перемене собственника помещения, в котором установлен комплекс учёта электроэнергии, сдаче в аренду, иной постоянной либо временной передаче помещения третьим лицам, в десятидневный срок уведомить «Сетевую организацию» для своевременного расторжения данного соглашения и заключения соглашения с новым владельцем помещения.

9. По всем вопросам, не урегулированным настоящим соглашением, стороны будут руководствоваться действующим законодательством РФ.

10. Соглашение вступает в силу с момента его подписания сторонами и действует до полного исполнения по нему обязательств.

8. Соглашение составлено в двух экземплярах, имеющих одинаковую юридическую силу, по одному для каждой из сторон.

9. Реквизиты сторон:

Сетевая организация:

АО «Дальневосточная распределительная сетевая компания»

675000, г. Благовещенск, ул. Шевченко, 28

Филиал _____

Адрес: _____

Структурное подразделение _____

Адрес: _____

тел. _____

_____ (подпись)

_____ (расшифровка подписи)

Абонент:

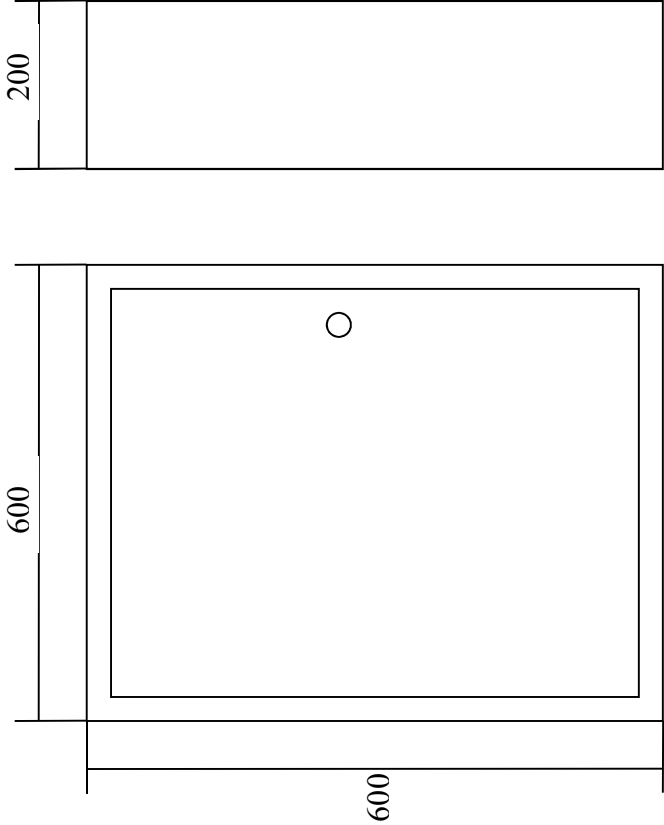
_____ (подпись)

_____ (расшифровка подписи)

Опросный лист по техническим параметрам к шкафам учета*

	Размер щита, (ширина, высота, глубина) мм	600*600*200	600*900*200
1	Материал исполнения	Шкафы должны быть выполнены в заводских условиях из высококачественной холоднокатаной стали с толщиной листа не менее 1,2-1,5 мм	Шкафы должны быть выполнены в заводских условиях из высококачественной холоднокатаной стали с толщиной листа не менее 1,2-1,5 мм
2	Толщина стенки не менее, мм	1,2	1,2
3	Способ крепления	проушины для крепления на фасаде здания	проушины для крепления на фасаде здания
4	Кол-во и тип замков с комплектом ключей	Ригельный двухсторонний, универсальный ключ	Ригельный двухсторонний, универсальный ключ
5	Тип счетчика: 1 или 3- фазный и количество	3 фазный 2 шт	3 фазный 4 шт
6	Наличие дин-рейки прикрепленной к ящику -для (ВА, рубильника) (к-во полюсов)	Нет	Нет
7	Наличие в щите 3-х трансформаторов тока и коробки испытательной переходной	Нет	Нет
8	Наличие отверстий для пломбировки верхней крышки (дверца)	Нет	Нет
9	Наличие внутренней блокирующей автоматы панели с двумя отверстиями для пломбировки	Нет	Нет
10	Степень защиты	IP54	IP54
11	Полиуретановый уплотнитель	уплотнительный состав из вспененного полиуретана толщиной не менее 15 мм	уплотнительный состав из вспененного полиуретана толщиной не менее 15 мм
12	Оклеивание внутренней поверхности шкафа теплоизолирующим материалом	Да	Да
13	Наличие мест крепления проводов заземления	Да	Да
14	Наличие установленного(ых) провода(ов) заземления	Да	Да
15	Наличие смотрового окна (для снятия показаний электросчетчика)	Нет	Нет

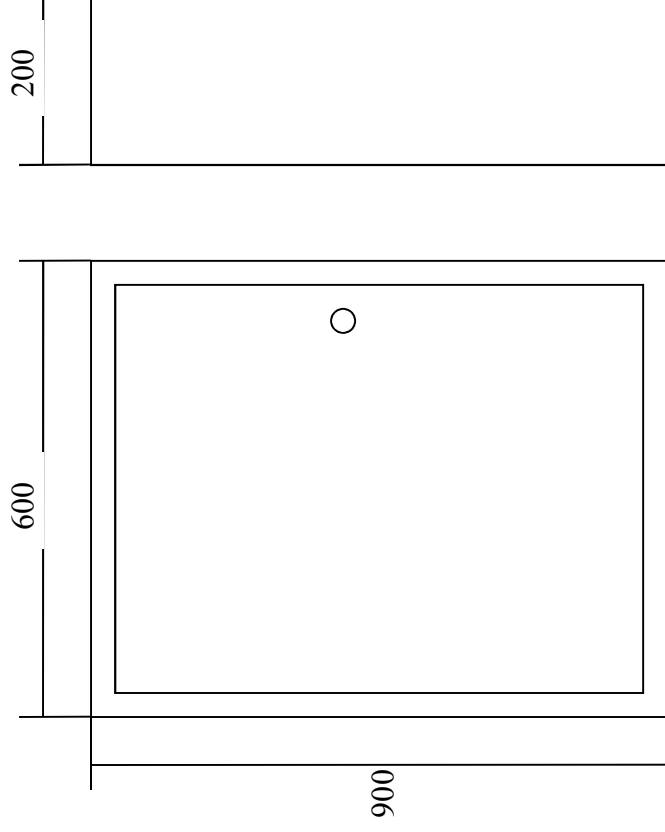
16	Наличие сальников степенью защиты IP-54		Да	Да
17	Наличие монтажной панели		Да	Да
18	Наличие креплений под обогрев ПУ		Да	Да
19	Наличие самоклеющихся знаков «Осторожно»-1, «Заземлено»-2шт		Да	Да
20	Наличие отверстия для ввода кабеля, кол/диаметр		2/50	4/50
21	Наличие нулевой шины		Да	Да
22	Покраска порошковой краской		шкаф окрасить стойким эпоксидно-полиэфирным порошковым покрытием RAL 7035 нанесенное методом электростатики с подогревом (предназначена для размещения на улице)	шкаф окрасить стойким эпоксидно- полиэфирным порошковым покрытием RAL 7035 нанесенное методом электростатики с подогревом (предназначена для размещения на улице)
23	DIN-рейка для автоматов		Нет	Нет
24	Кол-во щитов, шт.		27	27
25	Гарантийный срок службы - не менее		60	60



Примечание: * – Технические параметры могут быть изменены, по согласованию с Заказчиком

- IP 54
- Ригельный замок на две стороны (верх и низ дверей), спецключ
- Предупреждающий знак «Опасность поражения эл. током»

Снизу 4 входа с сальниками под ввод и вывод на потребителя d50 мм, толщина металла не менее 1,2 мм, окраска порошковая (светло-серая), универсальный ключ на все ящики этой серии.



- IP 54
- Ригельный замок на две стороны (верх и низ дверей), спецключ
- Предупреждающий знак «Опасность поражения эл. током»

Снизу 4 входа с сальниками под ввод и вывод на потребителя d50 мм, толщина металла не менее 1,2 мм, окраска порошковая (светло-серая), универсальный ключ на все ящики этой серии.

**Форма акта установленного оборудования автоматизации на ТП
№ _____**

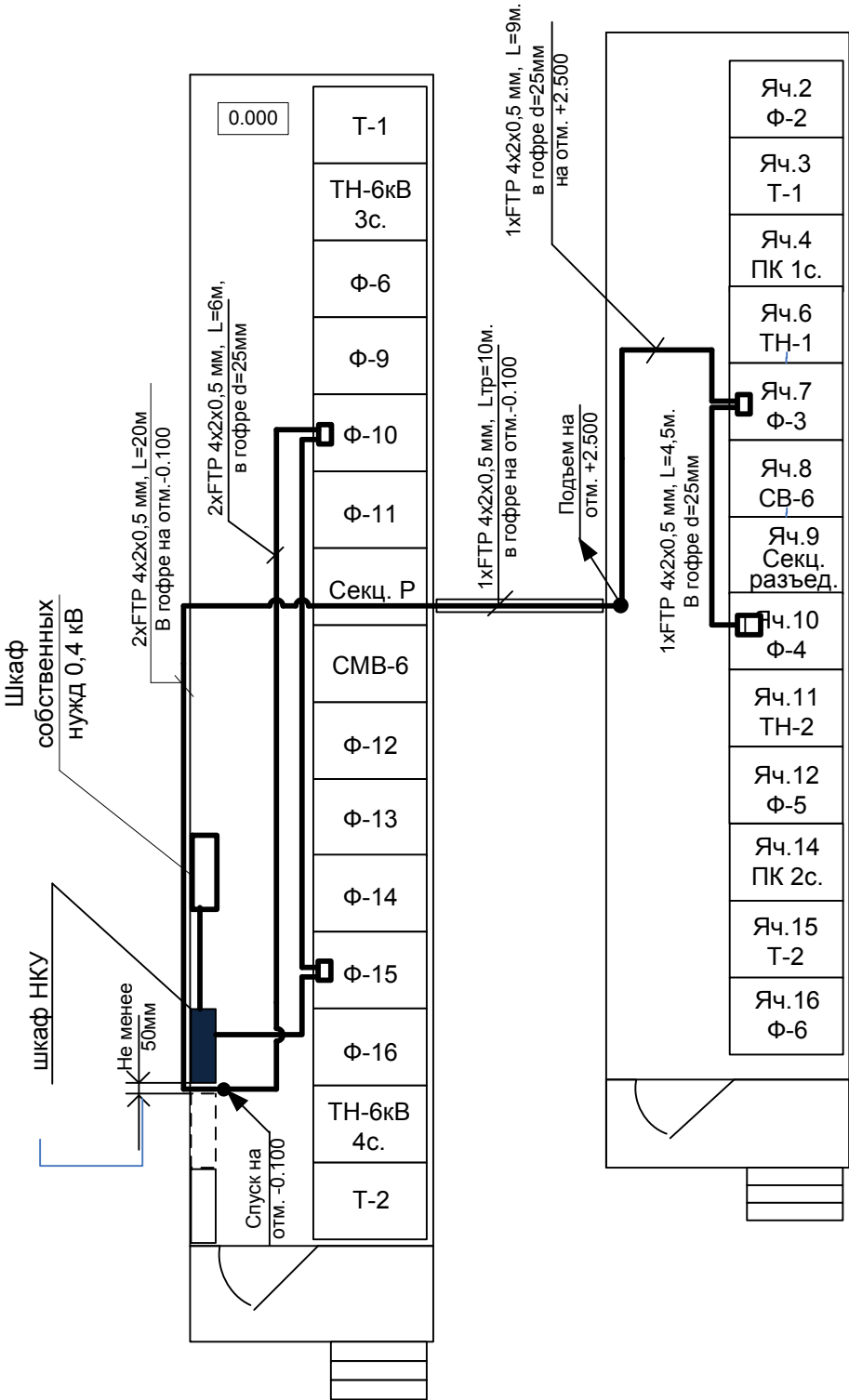
Полное наименование ТП	УСПД		GSM-антенна	№ Sim-карты
	Марка	Серийный номер	Марка	

Комиссия в составе:

Представители подрядной организации:

Требования к заполнению схемы для ПС

Место установки шкафа НКУ на ПС-35/6кВ



Примечания:

0.000 – уровень пола КРУН-6 кВ

Обозначения:



- Счетчик электроэнергии
- Шкаф НКУ

№ п/п	Наименование выполняемых работ	ед. изм.	2018 г.										Всего
			номер этапа										
			1	2	3	4	5	6	7	8	9		
			Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь		
1	Модернизация 1-фазных приборов учёта в частном секторе	шт.		50	50	45	45	25	25	45	85	370	
2	ПНР 1-фазных приборов учёта в частном секторе	шт.		50	50	45	45	25	25	45	85	370	
3	Модернизация 3-фазных приборов учёта в частном секторе	шт.		15	0	4	4	4	5	5	5	42	
4	ПНР 3-фазных приборов учёта в частном секторе	шт.		15	0	4	4	4	5	5	5	42	
5	Модернизация 1-фазных приборов учёта у юридических лиц	шт.		0	0	4	4	4	4	4	5	25	
6	ПНР 1-фазных приборов учёта у юридических лиц	шт.		0	0	4	4	4	4	4	5	25	
7	Модернизация 3-фазных приборов учёта у юридических лиц	шт.		0	0	3	3	4	4	4	4	22	
8	ПНР 3-фазных приборов учёта у юридических лиц	шт.		0	0	3	3	4	4	4	4	22	
9	Модернизация 3-фазных ВПУ 6 кВ	шт.		3	2	2	2	2	2	2	2	17	
10	ПНР 3-фазных 3-фазных ВПУ 6 кВ	шт.		3	2	2	2	2	2	2	2	17	
11	Модернизация 3-фазных приборов учёта на ТП	шт.		6	6	6	6	6	8	6	0	44	
12	ПНР 3-фазных приборов учёта на ТП	шт.		6	6	6	6	7	4	5	0	40	
13	Монтаж УСПД на ТП	шт.		1	1	1	1	2	1	1	0	8	
14	ПНР УСПД на ТП	шт.		1	1	1	1	2	1	1	0	8	
15	Монтаж шкафов с УСПД на ПС-110/35/6 кВ	шт.		0	2	2	2	2	2	2	0	12	
16	ПНР 3-фазных приборов учёта на ПС-110/35/6 кВ	шт.		0	17	31	28	20	39	38	0	173	

Требования к закупаемому оборудованию и материалам

1. Требования к трансформаторам тока:

- 1.1 Тип и коэффициенты трансформации определены в приложении 1 к ТЗ.
 - 1.2 Класс точности применяемых трансформаторов тока – 0,5.
 - 1.3 Межповерочный интервал трансформаторов тока не менее 8 лет.
 - 1.4 Номинальная вторичная нагрузка с коэффициентом мощности $\cos \varphi = 0,8$, ВА – 5
 - 1.5 Номинальный коэффициент безопасности приборов, Кб, не более – 10
 - 1.6 Испытательное напряжение изоляции первичной обмотки, кВ – 3
 - 1.7 Испытательное напряжение изоляции вторичной обмотки, кВ – 3
 - 1.8 Класс нагревостойкости изоляции материалов – А
- Трансформаторы тока должны быть поверены, иметь свидетельство о поверке, действующее на полный период межповерочного интервала, на момент приобретения или отметку в паспорте о первичной заводской поверке.
- 1.9 Дата поверки не ранее 4 квартал 2017 года
 - 1.10 Трансформаторы должны быть устойчивы к воздействию внешних механических факторов для группы механического исполнения М2 ГОСТ 30631-99. Исполнение трансформаторов по условиям установки на месте работы — встраиваемые, допускают установку в пространстве в любом положении. Контактные зажимы вторичной обмотки должны быть закрыты прозрачной пластмассовой крышкой, с возможностью опломбирования.

Трансформаторы тока	Т-0,66-200/5-0,5-5ВА Т-0,66-300/5-0,5-5ВА Т-0,66-400/5-0,5-5ВА Т-0,66-600/5-0,5-5ВА или его аналог
- номинальное напряжение, кВ – 0,66;	
- номинальный вторичный ток, А – 5;	
- номинальная частота, Гц – 50;	
- номинальный класс точности вторичной обмотки – 0,5;	
- номинальные первичный ток: 150/200/300/400/600 А;	
- номинальный ток во вторичной обмотке: 5 А;	
- номинальная мощность: 5 ВА;	
- температура эксплуатации -40 до +50;	
- условия эксплуатации УХЛ1;	
- класс нагревостойкости изоляции материалов – А;	
- средний срок службы – 25 лет;	
- периодичность поверки – 8 лет.	

2. Требования к закупаемому оборудованию и материалам:

Кабель (изолированный ввод в дом)	СИП4 2*16 мм. или его аналог
	СИП4 4*25 мм. или его аналог
- провод самонесущий изолированный без несущего элемента;	
- с алюминиевыми токопроводящими жилами;	
- с изоляцией из светостабилизированного сшитого полиэтилена;	

- номинальная частота 50 Герц;
- соответствие требованиям в атмосфере воздуха II и III по ГОСТ 15150-69;
- соответствие требованиям ГОСТ-Р 52373-2005;
- номинальное напряжение провода до 1000 Вольт включительно;
- предельная длительно допустимая рабочая температура жил провода – 90 ⁰ С;
- предельно допустимая температура нагрева жил в режиме перегрузки - 130 ⁰ С;
- температура эксплуатации: –50 ÷ +50 °С;
- монтаж без предварительного прогрева при температуре: не ниже –20 °С при этом минимально допустимый радиус придаваемых кабелю изгибов составляет 7,5 его диаметров;
- срок службы для кабеля: не менее 30 лет;
- гарантийный срок эксплуатации: 5 лет.

Сжим ответвительный	Сжим У -733 или его аналог
- для выполнения ответвлений от медных или алюминиевых проводников магистральных линий (без разрезания) медными и(или) алюминиевыми проводниками;	
- сечение жилы проводника, кв.мм: магистральный - 16-35, ответвительный - 1.5-10	

Зажим ответвительный влагозащищенный	Зажим Р72 или его аналог
- соединение с заземляющим спуском нулевой жилы;	
- соединения СИП магистрали 16-95 с изолированными жилами ответвления 2,5-54, а также для уличного освещения;	
- корпус из алюминиевого сплава;	
- контроль над усилием затяжки при прокалывании изоляции;	
- для алюминиевых и медных проводов;	
- защита обеспечивается изолирующим чехлом;	
- сечение, магистральная - 35 - 95 мм ² ;	
- сечение, ответвление - 2 х 2,5/4 - 54 мм ² ;	
- максимальная нагрузка - 145А;	
- срок службы не менее 30 лет;	
- надежность электрического контакта в течение всего срока эксплуатации;	
- монтаж и эксплуатация при низких температурах от -30 ⁰ С	

Крюк с резьбой	Крюк ВТ8 или его аналог
- для анкерного крепления самонесущих изолированных проводов СИП на деревянной стене здания или деревянных опорах;	
- крюк обеспечивает надежную фиксацию с анкерным зажимом;	
- крюк выполнен из оцинкованной стали повышенной прочности с высокой устойчивостью к коррозии;	
- механическая нагрузка - 600 даН;	
- диаметр - 8мм;	
- срок службы не менее 30 лет.	

Кабель для вторичных цепей	КВВГ LS 10х2,5 или его аналоги
----------------------------	--------------------------------

- для неподвижного присоединения к электрическим приборам, аппаратам, сборкам зажимов электрических распределительных устройств;
- для прокладки в помещениях, каналах, туннелях, в условиях агрессивной среды, при отсутствии механических воздействий на кабель;
- класс пожарной опасности по ГОСТ Р 53315-2009 - О1.8.2.5.4 ;
- конструкция: наружная оболочка выполняется из ПВХ композиции пониженной пожароопасности;
- жила – имеет медную токопроводящую жилу, однопроволочную; первого класса по ГОСТ 22483-77;
- изоляция кабеля из поливинилхлоридной композиции пониженной пожароопасности, толщина внутренней оболочки не менее 0,3 мм;
- не распространяющий горение с пониженным газо- и дымовыделением;
- количество медных жил – 10;
- сечение жил – 2,5 мм ² ;
- температура эксплуатации от – 50 °С до + 50 °С;
- температура прокладки и монтажа от -15 °С до +50 °С;
- рабочее напряжение 660В;
- номинальное переменное напряжение частоты до 100 Гц;
- длительно допустимая температура нагрева жил при эксплуатации +70°С;
- срок службы кабелей не менее 25 лет/

Кабель для вторичных цепей	ПВЗ 1х10 или его аналоги
- для стационарной прокладки в силовых сетях, для питания электрооборудования;	
- номинальным напряжением до 450 Вольт;	
- применяется для прокладки в трубах, коробах, на лотках, для монтажа электрических цепей, где требуется повышенная гибкость при прокладке и монтаже;	
- одна многопроволочная гибкая медная жила с изоляцией по ГОСТ 22483-77;	
- изоляция кабеля – ПВХ пластикат;	
- вид климатического исполнения УХЛ, вторая категория размещения по ГОСТ 15150-69;	
- температура эксплуатации от – 49 °С до + 64 °С;	
- температура прокладки и монтажа от -15 °С до +50 °С;	
- предельно допустимая t° нагрева жил при эксплуатации +70 °С;	
- минимально допустимый радиус изгиба при прокладке 5 диам. кабеля;	
- срок службы кабелей – 20 лет.	

Наконечники кольцевые изолированные	НКИ 2.5-4 (КВТ) или его аналоги
- для оконцевания опрессовкой многопроволочных гибких медных проводов и последующего крепежа наконечников к клеммам электрического оборудования на основе винтовой фиксации;	
- материал изоляции: самозатухающий ПВХ. Класс V-0 по UL94;	
- термостойкость изоляции: 75 °С;	
- материал наконечника: медь марки М1;	
- покрытие наконечника: электролитическое лужение;	
- максимальное напряжение: 690 В;	
- виниловая манжета отформована в виде раструба для облегчения монтажа многопроволочных медных жил;	

- незаваренный стыковой шов на трубной контактной части наконечников;
- температура эксплуатации от – 10 °С до + 75 °С;
- допустимые сечения проводника 1,5-2,5 мм ² ;
- внутренний диаметр кольца: 4.3мм;
- внешний диаметр кольца: 6.6 мм;
- размер винта: М4;
- максимальный диаметр жилы: 2.3 мм;
- общая длина наконечника: 19.4 мм;
- толщина металла: 0.8 мм.

Наконечники штыревые втулочные изолированные	НШВИ 2.5-12 (КВТ) или его аналоги
- для оконцевания методом опрессовки многожильных медных проводников. Трансформируют концы многожильных проводов в монолитные штифты	
- материал изоляции: полипропилен, не содержит галогенов	
- термостойкость изоляции: 75 °С;	
- материал наконечника: медь марки М1;	
- покрытие наконечника: электролитическое лужение;	
- максимальное напряжение: 690 В;	
- виниловая манжета отформована в виде раструба для облегчения монтажа многопроволочных медных жил;	
- незаваренный стыковой шов на трубной контактной части наконечников;	
- поперечные засечки на внутренней поверхности трубной части наконечников увеличивают механическую прочность соединения с жилой;	
- температура эксплуатации от – 40 °С до + 105 °С;	
- допустимые сечения проводника 2,5мм ² ;	
- внутренний диаметр наконечника: 2.3мм;	
- внутренний диаметр оболочки: 4.3 мм;	
- длина контакта наконечника: 12.0 мм;	
- общая длина наконечника: 19.4 мм.	

Электрическая гофра	Труба 25 ПВХ с зондом для прокладки кабеля, провода или его аналог
- защита от механических повреждений и дополнительной изоляции проводов и кабелей различных электрических установок промышленного, бытового и аналогичного назначения, работающих при напряжении до 1000 В постоянного или переменного тока, частотой до 50 Гц;	
- исключает горение кабеля и распространение огня по гофрированной трубе и кабелю;	
- изготавливается из поливинилхлорида, самозатухающий ПВХ-пластикат;	
- степень защиты - IP 55 по ГОСТ 14254 (МЭК 529);	
- условия монтажа - для скрытой проводки в стенах, в потолках, в полах из негорючих и трудногорючих материалов и для открытой проводки;	
- монтаж при температуре от -5 °С до +60 °С;	
- прочность - свыше 350Н на 5см при 20 °С (легкая серия), свыше 750Н на 5см при 20 °С (тяжелая серия);	
- огнестойкость - не поддерживает горение, тест проволокой, нагретой до 650 °С.	

Зажим анкерный	DN 123 или его аналоги
- для абонентских ответвлений двумя или четырьмя проводами одинакового сечения;	
- в алюминиевый корпус (устойчив к воздействию коррозии, ультрафиолетовому излучению и погоднo-климатическим условиям) вложены полимерные клинья (устойчивы к ультрафиолетовому излучению и погоднo-климатическим условиям);	
- рельеф поверхности клиньев обеспечивает надежную фиксацию проводника, препятствуя его выскальзыванию, не повреждая при этом изоляцию провода;	
- все детали выполнены из полимеров, устойчивых к ультрафиолетовому излучению и погоднo-климатическим условиям;	
- не требует инструмента для монтажа, легко снимаемая дужка зажима позволяет крепить его к кронштейнам и крюкам;	
- максимальное напряжение: 690 В;	
- длина дужки варьируется от 90 до 150 мм, она снабжена дополнительным фиксатором, не позволяющим ей выскочить из клинового нажима, например, во время повышенных ветровых нагрузок;	
- корпус зажима анкерного выполнен из двух пластин из алюминиевого сплава устойчивого к воздействию коррозии, в который вложены полимерные клинья;	
- разрушающая нагрузка, кгс/Н: 200/1961;	
- диапазон сечений проводников, $\text{min } 2 \times 16 \text{ мм}^2$; $\text{max } 4 \times 25 \text{ мм}^2$.	

Сжим ответвительный	Сжим У-733 или его аналог
- для выполнения ответвлений от магистральных линий медных и алюминиевых проводов с предварительным снятием изоляции на месте установки без разрезания проводника;	
- напряжением до 660В;	
- корпус сжимов сделан из карболита - термостойкого материала, выдерживающего температуру свыше 200°C;	
- универсальные прижимные винты - монтаж крестовой или плоской отверткой;	
- степень защиты IP20;	
- металлическая плашка изготовлена из анодированной стали;	
- соединяет магистральный кабель от 50 мм ² до 70 мм ² , ответвительный – 4мм ² ...35мм ² .	

Инфракрасно-конвективный настенный обогреватель	Термик С-0,2 или его аналог
- используются в качестве основного, дополнительного или локального обогрева;	
- температура на поверхности ИК обогревателя достигает T=75-80 С;	
- номинальное напряжение, В – 220;	
- класс защиты от поражения электрическим током – 1;	
- номинальная частота, Гц – 50;	
- номинальная потребляемая мощность, кВт – 0,1;	
- габаритные размеры, мм – длина 400, – ширина 440, - высота (толщина) 40;	
- масса, кг – 1,9;	
- степень защиты, IP44	
- гарантия 5 лет	

Сжим ответвительный	CD71+BI или его аналог
- для выполнения ответвлений от магистральных СИП медными или алюминиевыми проводами;	

- надежный электрический контакт методом прокалывания изоляции жил проводов магистрали и ответвительной линии;
- для алюминиевых или медных изолированных жил;
- контроль над усилием затяжки болтов осуществляется срывной шестигранной головкой 13 мм;
- допускают выполнение работ на линии под напряжением;
- монтаж от -20 ⁰ С, эксплуатация от - 60 ⁰ С;
- коррозионная стойкость металлических деталей испытывается в камере соляного тумана и в камере влажного газа SO ² ;
- контактные пластины зажимов имеют пирамидальную форму, благодаря этому достигаются быстрый электрический контакт и исключается попадание воды в провод;
- монтаж ответвительных зажимов фирмы обеспечивает минимальную потерю механической прочности фазного и нулевого провода;
- применяется для соединения СИП магистрали сечением 6-150 мм ² с изолированными жилами ответвлений сечением 4-35 мм ² ;
- макс. нагрузка - 250А.

Терморегулятор	EBERLE 16A TP-1 или его аналог
- позволяет с высокой точностью управлять работой инфракрасных обогревателей Мистер Хит для поддержания в помещении заданной температуры. При этом обогреватели работают в максимально экономичном режиме, исключая недогрев или перегрев помещения;	
- рабочее напряжение: 230 В АС 50/60 Гц;	
- коммутируемый ток: 10 мА-16(4) А, DC 100 Вт;	
- класс защиты – IP30;	
- пределы регулирования, С° - +5 ...+30;	
- вид монтажа, настенный;	
- вид датчика, датчик воздуха;	
- режим работы – продолжительный;	
- габаритные размеры, мм длина – 75, – ширина 75, - высота (толщина) 25,5.	

ИК	ЛИМГ.301591.009 или его аналог
- для закорачивания вторичных цепей трансформаторов тока, отключения токовых цепей напряжения в каждой фазе счетчика при его замене, проверке, а также включении образцового счетчика без отсоединения проводов и кабелей;	
– материал – ударопрочный, негорючий поликарбонат;	
– контактные соединения 2,5-6мм ² , материал латунь;	
– максимальный ток до 10 (А);	
– напряжение до 380 (В);	
– степень защиты — IP20;	
– температура окружающей среды от -40 ⁰ С до +60 ⁰ С;	
– габаритные размеры, мм 33х68х220.	

Автоматический выключатель	ВА47-29 1Р 6А 4,5кА или его аналог
- для защиты распределительных и осветительных линий от токов перегрузки и короткого замыкания по причине увеличения расчетной нагрузки или межфазного	

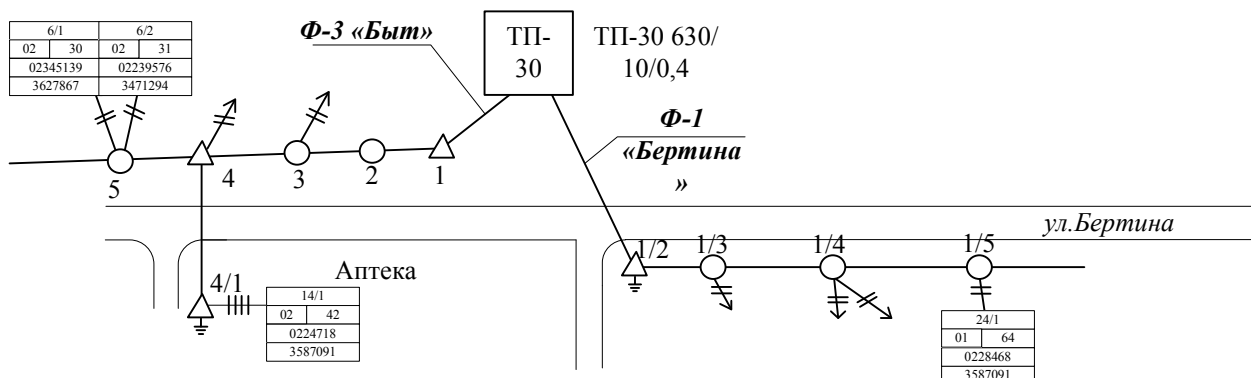
короткого замыкания;
- установка производится рейку Din шириной 35 мм в пластиковые или металлические распределительные боксы;
- соответствуют стандартам ГОСТ Р 50345-99, ТУ 2000 АГИЕ.641.235.003;
- номинальное напряжение частотой 50 Гц, 230/400В;
- максимальный ток до 6 (А);
- номинальная отключающая способность, 4500 А;
- напряжение постоянного тока, 48 В/полюс;
- характеристики срабатывания электромагнитного расцепителя С;
- число полюсов 1;
- условия эксплуатации УХЛ4;
- степень защиты выключателя IP 20;
- максимальное сечение присоединяемых проводов, 25мм ² ;
- диапазон рабочих температур, -40 ÷ +50°С.

Заглушка	JXB-2,5/35 EKF или его аналог
- устанавливаются на DIN-рейку в распределительных щитах для надежного и удобного подключения проводников различных сечений и разного назначения;	
- для закрытия торцов зажимов клеммных JXB EKF от случайного прикосновения;	
- зажим проводника осуществляется винтом;	
- применение в цепях переменного тока с частотой 50 Гц;	
- изготовлены из цветного жаростойкого полиамида;	
- номинальный ток In, А до 330;	
- номинальное напряжение, В до 400;	
- сечение подключаемого кабеля, мм ² до 95;	
- диапазон рабочих температур, °С от –30 до +100;	
- сечение проводников 1 - 2,5, номинальный ток 25.	

Кабель для передачи данных КИПЭП	КИПЭП 2х2х0,6 или аналог
- прокладка линии между счетчиками и устройствами сбора и передачи данных	
- внешний диаметр, мм: не более 9,2	
- сопротивление изоляции, МОм: 0,01	
- минимальный радиус изгиба, мм: 65	

Требования к заполнению схемы поопорной

Схема заполняется в программе Microsoft Office Visio на листах формата не менее А4. Таблица с заполнением номера дома, номера квартиры, адрес группы, адрес счетчика, заводского номера счетчика, заводского номера дисплея выполняется шрифтом не менее 6.



Протяженность ВЛ-0,4кВ _____ 2км
 Количество простых опор ЖБ _____ 10
 Количество сложных опор ЖБ _____ 9
 Количество простых опор дерев.стойкой _____ 0
 Количество сложных опор дерев.стойкой _____ 0
 Количество вводов _____ 3
 Количество повторных заземлений РЕ-провода _____ 1
 Общая протяженность провода _____ 3км
 СИП-4 2х16 _____ 2км
 СИП-4 4х16 _____ 0км

Условные обозначения:

- -Опора промежуточная ж/б
- △ -Опора сложная ж/б
- -Опора промежуточная деревянная на ж/б приставке
- ▲ -Опора сложная деревянная на ж/б приставке
- ↑ -Ввод в дом
- ⊥ -Повторное заземление на ВЛ-0,4кВ
- ⊥ -Пересечение с дорогой
- 2 -Номер опоры

24/1		<div>Номер дома / номер квартиры</div> <div>Номер группы / номер счетчика</div> <div>Заводской номер счетчика</div> <div>Заводской номер дисплея</div>
01	64	
0228468		
3587091		

					Наименование филиала, РЭС									
					ТП-30 г.Алдан					Литера		Масса	Масштаб	
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата										
Исполнил														
Проверил														
Нач. РЭС														
					Схема поопорная					Лист 1		Листов 1		
										филиал АО «ДРСК» «ЮЯЭС»				
Утвержд.														