

**УТВЕРЖДАЮ**

Заместитель генерального  
директора по развитию и  
реализации услуг ОАО «Тюменьэнерго»  
Д.О. Пядухов

« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2013 г.



**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ**  
**ОАО «Тюменьэнерго» на выполнение**  
**комплекса работ по созданию и модернизации точек учета**  
**розничного рынка электроэнергии у потребителей**  
**Южного территориально производственного отделения**  
**филиала ОАО «Тюменьэнерго» Тюменские распределительные сети**

г.Сургут 2013г.



**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ**  
**ОАО «Тюменьэнерго» на выполнение**  
**комплекса работ по созданию и модернизации точек учета**  
**розничного рынка электроэнергии у потребителей Южного**  
**территориально производственного отделения**  
**филиала ОАО «Тюменьэнерго» Тюменские распределительные сети**

**Условные обозначения и сокращения**

**АРМ** - автоматизированное рабочее место;

**АВР** - автоматический ввод резерва;

**ВЛ** - воздушная линия;

**КЛ** - кабельная линия;

**ЗИП** - запасные части, инструменты, принадлежности;

**ИВК** - информационно-вычислительный комплекс;

**ИВКЭ** - информационно-вычислительный комплекс электроустановки (УСПД, концентратор и т.п.);

**ИИК** - информационно-измерительный комплекс точки учёта;

**МРСК** - межрегиональная распределительная сетевая компания;

**МЭК** - международная электротехническая комиссия;

**ПО** - программное обеспечение;

**ТЗ** - техническое задание;

**ТН** - трансформатор напряжения;

**ТТ** - трансформатор тока;

**УСПД** - устройство сбора и передачи данных.

**Com** - технологический стандарт от компании Microsoft, предназначенный для создания программного обеспечения на основе взаимодействующих распределённых компонентов, каждый из которых может использоваться во многих программах одновременно;

**DCom** - распределённая **Com** технология;

**Ethernet** - пакетная технология передачи данных преимущественно локальных компьютерных сетей;

**Fieldbus** - промышленная сеть передачи данных;

**GSM** - глобальный цифровой стандарт для мобильной сотовой связи;

**CSD** - стандартная технология передачи данных с коммутацией каналов в сети GSM;

**GPRS** - надстройка над технологией мобильной связи GSM, осуществляющая пакетную передачу данных;

**OPC** - семейство программных технологий, предоставляющих единый интерфейс для управления объектами автоматизации и технологическими процессами;

**PLC** - коммуникация, построенная на линиях электропередачи;

**RS-485** - стандарт передачи данных по двухпроводному полудуплексному многоточечному последовательному каналу связи;

**SMS** - технология, позволяющая осуществлять приём и передачу коротких текстовых сообщений сотовым телефоном;

**SMTP** - сетевой протокол, предназначенный для передачи электронной почты в сетях TCP/IP;

**SNMP** - протокол управления сетями связи на основе архитектуры TCP/IP;

**TCP/IP** - набор сетевых протоколов разных уровней модели сетевого взаимодействия, используемых в сетях.

Договор ОАО «Тюменьэнерго»

Согласовано:

Секретарь конкурсной комиссии  
ОАО «Тюменьэнерго» Марков И.В.



## **1 Общие сведения**

### **1.1 Предмет закупки**

Право заключения договора на выполнение работ по созданию и модернизации точек учета розничного рынка электроэнергии у потребителей Южного территориально производственного отделения филиала ОАО «Тюменьэнерго» Тюменские распределительные сети.

### **1.2 Наименование**

Создание и модернизация точек учета розничного рынка электроэнергии у потребителей Южного территориально производственного отделения филиала ОАО «Тюменьэнерго» Тюменские распределительные сети.

### **1.3 Назначение**

Своевременное и надежное обеспечение участников розничного рынка электроэнергии достоверной информацией, о величине фактически отпущенной/принятой электроэнергии и мощности. Организация системы учета электроэнергии с автоматизированным сбором данных на границе балансовой принадлежности с потребителями [юридических лиц, бытовых абонентов и т.д.].

### **1.4 Основание для проведения работ**

– Программа перспективного развития систем учета электроэнергии на розничном рынке электроэнергии ОАО «Тюменьэнерго», утверждённая Советом директоров ОАО «Тюменьэнерго» 12 марта 2012 года (Протокол №02/12 от 12.03.2012г.).

– Инвестиционная программа ОАО «Тюменьэнерго» на 2012 - 2017 годы, утверждённая Министерством энергетики Российской Федерации (Приказ №251 от 11.05.2012г.).

### **1.5 Сроки начала и окончания работ**

Начало работ – с даты подписания договора.

Окончание работ – 30.11.2014г.

Форма и сроки оплаты выполненных работ определяются договором.

### **1.6 Ценовые показатели**

Предельная стоимость планируемой к организации системы учета электроэнергии с автоматизированным сбором данных \_\_\_\_\_ тыс. руб., в т. ч. НДС \_\_\_\_\_ тыс. руб.

В стоимость работ должны входить все расходы и затраты, связанные с выполнением работ, обязательные платежи и материалы.

### **1.7 Источник финансирования**

Инвестиционная программа ОАО «Тюменьэнерго» на 2012 - 2017 годы, утверждённая Министерством энергетики Российской Федерации (Приказ №251 от 11.05.2012г.).

### **1.8 Объем и тип оборудования**

Количество объектов и технические характеристики оборудования приведены в Приложении №1, №2, №3, №4, №5, №6.

К установке допускаются системы учета электроэнергии соответствующие техническим требованиям Стандарта организации о технической политике по учету электроэнергии в распределительном сетевом комплексе ОАО «Тюменьэнерго», который находится на сайте [www.te.ru](http://www.te.ru).

Договор ОАО «Тюменьэнерго»

Согласовано:  
секретарь конкурсной комиссии  
ОАО «Тюменьэнерго» Марков И.В.



## **1.9 Объекты**

Установка систем учета электроэнергии производится на объектах, приведенных в Приложениях №2, №3, №4, №5, №6.

## **2 Общие технические требования**

**2.1** Техническое предложение должно быть представлено в виде типового технического решения и содержать в своем составе

- полное описание перечня и объема, предлагаемых работ;
- описание вариантов подключения и монтажа всего применяемого оборудования с приложением схем и рисунков.

Перечень оборудования всех уровней, входящих в состав предлагаемой системы и описанный в техническом предложении должен подтверждаться предоставлением в составе заявки, подаваемой участником, копиями образцов паспортов, сертификатов соответствия, свидетельства о внесении в Госреестр, а также документы подтверждающие характеристики и описание предлагаемого оборудования.

**2.2** Продукция должна быть новой, ранее не использованной, годом выпуском не ранее IV квартала 2012 года.

**2.3** Все используемое оборудование должно соответствовать условиям эксплуатации, конструктивное исполнение соответствовать требованиям климатического исполнения по ГОСТ 15150-69 «Машины, приборы и другие технические изделия. Исполнения для различных климатических районов. Категории, условия эксплуатации, хранения и транспортирования в части воздействия климатических факторов внешней среды» и удовлетворять требованиям к рабочему диапазону температур от -40 до +60.

**2.4** Типы применяемых компонентов систем учета электроэнергии (счетчики электрической энергии, измерительные трансформаторы и т.д.) должны быть утверждены федеральным органом исполнительной власти по техническому регулированию и метрологии, внесены в Государственный реестр средств измерений.

**2.5** На каждую единицу поставляемого оборудования продукции должен быть предоставлен образец паспорта, комплектность по спецификации, руководство по эксплуатации. На поставляемое оборудование предоставляется копия сертификата соответствия.

**2.5.1** Трансформаторы тока по техническим характеристикам должны соответствовать ГОСТ 7746-2001 «Трансформаторы тока. Общие технические условия». Коэффициенты трансформаторов тока должны быть выбраны по условиям фактической нагрузки и требованиям Правил устройства электроустановок и определены по результатам предпроектного обследования. Значения допустимых классов точности трансформаторов тока определяется исходя из условий объекта измерений.

**2.5.2** Трансформаторы напряжения по техническим характеристикам должны соответствовать ГОСТ 1983-2001 «Трансформаторы напряжения. Общие технические условия». Значения допустимых классов точности трансформаторов напряжения определяется исходя из условий объекта измерений.

**2.5.3** Технические параметры и метрологические характеристики счётчиков должны соответствовать требованиям ГОСТ 52320-2005 «Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Общие требования. Испытания и условия испытаний. Часть 11. Счетчики электрической энергии», ГОСТ Р 52323-2005 «Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 22. Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S», ГОСТ Р 52322-2005 «Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 21. Статические счетчики активной энергии классов точности 1 и 2», (для реактивной энергии - ГОСТ Р 52425-2005 «Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные



требования. Часть 23. Статические счетчики реактивной энергии»), ГОСТ IEC 61107-2011 «Обмен данными при считывании показаний счетчиков, тарификации и управлении нагрузкой. Прямой локальный обмен данными».

**2.6** На приборы учёта и шкафы учета должны быть нанесены логотипы ОАО «Тюменьэнерго».

**2.7** Состав оборудования шкафов учета и его технические характеристики должны быть определены в результате обследования объектов, а так же при составлении спецификации оборудования и работ.

### **3 Состав и содержание работ**

Все работы выполняются силами Подрядной организации и включают в себя следующие работы:

- проведение предпроектного обследования объектов. Структурирование по объектам основного оборудования, определение каналов и среды передачи данных, технические характеристики и схемы включения, согласование с Заказчиком;
- разработка проектно-сметной и эксплуатационной документации (далее - проект) на организацию/модернизацию системы учета с автоматизированным сбором данных и согласование проекта с Заказчиком. Проектом предусмотреть расчет затрат на эксплуатацию системы учета;
- согласование проектной документации при установке систем учета электроэнергии на объектах потребителя (ВРУ многоквартирных домов, частные домовладения, и т.д.) и графиков выполнения работ с потребителями, с организациями-представителями потребителей (юридическими лицами, бытовыми потребителями, с управляющими компаниями многоквартирных домов и т.д.);
- разработка и согласование с Заказчиком планов-графиков производства работ и технологических карт производства работ по строительно-монтажным, пусконаладочным работам и сдачи в промышленную эксплуатацию готовых объектов;
- поставка оборудования и материалов в полном объеме согласно утвержденной спецификации;
- комплектация оборудования и материалов;
- выполнение работ по монтажу технических средств, прокладка необходимых кабельных линий;
- оформление от имени Заказчика «Акта приема-передачи демонтированного оборудования и замене (приемке, обследовании) установленного оборудования коммерческого учета электрической энергии» с потребителями, с организациями-представителями потребителей (юридическими лицами, бытовыми потребителями, с управляющими компаниями многоквартирных домов и т.д.);
- представление Заказчику приемосдаточной документации в соответствии с разделами 1, 2, 6, 7, 8 И 1.13-07 «Инструкция по оформлению приемосдаточной документации по электромонтажным работам».

#### **3.1. Перечень работ по организации учета**

##### **3.1.1 Выполнение работ по монтажу технических средств:**

- В соответствии с проектом выполнить монтаж средств измерений (счетчиков электрической энергии, измерительных трансформаторов), в том числе с использованием оборудования и материалов Заказчика (Приложение №7).
- Монтаж оборудования передачи данных.
- Прокладка необходимых кабельных линий, линий связи.
- Оформление паспортов-протоколов всех измерительных комплексов на каждом объекте, включая проведение необходимых измерений по загрузке вторичных цепей трансформаторов тока и трансформаторов напряжения, потерь напряжения от трансформаторов напряжения до счетчиков.



- Испытание смонтированных технических средств (автономное).
- Сдача системы для пусконаладочных испытаний.
- 3.1.2 Проведение пусконаладочных работ:**
  - Автономная наладка технических и программных средств.
  - Эмуляция загрузки информации в базу данных, проверка процедур ее заполнения, обмена и передачи данных по каналу связи (стандарта GSM, ZigBee, RS-485, PLC, Ethernet, и т.д.). Обеспечение доступа программно-технического комплекса для автоматизированного сбора данных с системы учета электроэнергии.
  - Комплексная наладка всех элементов системы, отладка их взаимодействия.
  - Проведение предварительных испытаний.
  - Оформление акта о приемке в опытную эксплуатацию.
- 3.1.3 Опытная эксплуатация:**
  - Комплекс работ в рамках проведения опытной эксплуатации (фиксируемых в журнале опытной эксплуатации).
  - Анализ результатов опытной эксплуатации.
  - Дополнительная наладка (при необходимости) технических средств.
  - Оформление акта о завершении опытной эксплуатации.
- 3.1.4 Приемочные испытания систем коммерческого учета электроэнергии:**
  - Анализ результатов испытаний и устранение недостатков, выявленных при испытаниях.
  - Оформление акта о приемке системы коммерческого учета электроэнергии в промышленную эксплуатацию по каждому объекту отдельно.
- 3.1.5 Ввод системы учета в промышленную эксплуатацию в целом с составлением акта.**

## **4 Требования к системе учета с автоматизированным сбором данных**

### **4.1 Общие требования к системе учета с автоматизированным сбором данных**

- Технические средства создаваемой системы учета с автоматизированным сбором данных должны быть изготовлены производителем в виде законченных, укомплектованных изделий, для установки которых на месте эксплуатации достаточно указаний, приведенных в эксплуатационной документации, в которой нормированы метрологические характеристики измерительных каналов системы;
  - необходимость уровня ИВКЭ определить в проектной документации;
  - программное обеспечение, применяемые протоколы ИИК/ИВКЭ системы должны быть открытыми и обеспечивать возможность интеграции в существующие в ОАО «Тюменьэнерго» системы сбора данных (с приобретением лицензий на дополнительный объем точек учета);
  - дальнейшее расширение системы учета - добавление новых (однотипных по отношению к используемым при создании системы и/или продекларированным исполнителем, как поддерживаемые на момент создания системы) счетчиков электроэнергии, УСПД не должно вызывать необходимости доработки созданной системы учета с автоматизированным сбором данных;
  - система должна производить автоматический сбор с заданной периодичностью данных измерений и хранение их в базе данных в течение 3,5 лет с регулярным резервированием на внешних носителях информации;
  - система должна обеспечивать снятие показаний со всех контролируемых ИИК электрической энергии на единый момент времени;
  - система должна обеспечивать контроль полноты и объема собранной информации со всех контролируемых ИИК;



- система должна обеспечивать диагностику функционирования технических и программных средств;
- система должна обеспечивать конфигурирование и настройку параметров выполнения измерений и иных действий;
- система должна обеспечивать ведение системы единого времени, выработку текущего времени с погрешностью не более  $\pm 5$  секунд в сутки.

## 4.2 Требования к ИИК

Типы применяемых приборов учёта электроэнергии должны быть утверждены федеральным органом исполнительной власти по техническому регулированию и метрологии, внесены в Государственный реестр средств измерений, соответствовать требованиям ГОСТ Р 52322-2005 «Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 21. Статические счетчики активной энергии классов точности 1 и 2», ГОСТ 52323-2005 «Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 22. Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S» и обеспечивать технические и функциональные возможности.

### 4.2.1 Общие функциональные возможности:

- монтажа в щит учета, или на DIN-рейку, или на опору – в соответствии с местом и способом установки;
- учет электрической энергии в одно- и трех- фазных сетях переменного тока;
- работу по одному или нескольким цифровым каналам связи;
- возможность проведения поверки счетчиков через числоимпульсный интерфейс (DIN 43864) на месте установки;
- возможность учета не менее чем по 4 - м тарифам и не менее чем по 10 временным зонам суток отдельно для рабочих, выходных и праздничных дней с индивидуальным тарифным расписанием для каждого месяца года;
- отображение параметров и событий на дисплее должно быть русифицировано или отображаться с помощью мнемосимволов и кодов (исключение могут составлять единицы измерения параметров по единой системе измерений – СИ, отображаемых на дисплее счетчика);
- ведение журнала событий, журнала показателей качества электричества, журнала превышения порога мощности;
- измерение параметров качества электрической энергии в сети с фиксированием в журналах счетчика или отображение в режиме индикации на дисплее:
  - действующее значение напряжения (в режиме индикации);
  - частота (в режиме индикации);
  - длительность провала напряжения (ведение журнала);
  - глубина провала напряжения (ведение журнала);
  - длительность перенапряжения (ведение журнала);
- осуществление контроля правильности подключения измерительных цепей учета;
- защиту данных учета и параметров счётчиков электрической энергии на программном уровне - система паролей, на аппаратном уровне - механическая блокировка от несанкционированного доступа (электронная пломба, аппаратная блокировка и т.д.);
- разграничение прав доступа на перепрограммирование (на чтение и запись) в соответствии с паролями доступа;
- ведение часов реального времени;
- погрешность хода внутренних часов не более  $\pm 0,5$  сек. в сутки и иметь возможность внешней синхронизации хода внутренних часов;



- самодиагностику счетчика (ежесуточно и при повторном включении питания) с выводом результата неисправности на дисплей;
  - программируемую последовательность сообщений и вывода измеряемых параметров на дисплей счетчика;
  - срок службы не менее - 20 лет;
  - среднюю наработку до отказа не менее 100 000 ч.;
  - межповерочный интервал не менее 16 лет;
  - защиту от внешних электромагнитных и магнитных полей по ГОСТ Р 51070-97 «Измерители напряженности электрического и магнитного полей. Общие технические требования и методы испытаний»;
  - наличие встроенной батареи в счетчике для обеспечения хода внутреннего таймера, сохранения параметров программирования и хранения значений в энергонезависимой памяти, срок службы которой должен быть не менее 10 лет;
  - протоколы обмена данными соответствующие рекомендациям МЭК;
  - функциональность программного обеспечения для реализации следующих задач:
    - программирования счетчика;
    - считывания данных и просмотра данных в эксплуатационном режиме (мгновенные данные);
    - документирования данных и возможности конвертации информации в один из распространенных форматов (\*.xls, \*.csv, \*.txt, \*.xml);
    - обмена данными на базе «открытых» протоколов с устройствами всех уровней иерархии системы учета;
    - защита от потери зафиксированных показаний (суммарных и по тарифам) при отсутствии гарантированного питания.
- Функциональные возможности при организации учета у бытовых абонентов индивидуальной жилой застройки и многоквартирного сектора
- учет активной энергии для однофазных счетчиков;
  - учет активной энергии и мощности для трехфазных счетчиков;
  - класс точности не хуже 1.0 по активной энергии;
  - управление встроенным или внешним устройством управления нагрузкой по программируемым критериям;
  - хранение профиля нагрузки с 60-ти минутным интервалом, данных по активной энергии с нарастающим итогом за прошедший месяц, суточных значений на глубину хранения не менее 123 суток, за текущий и прошедшие месяцы на глубину не менее 12 месяцев, запрограммированных параметров не менее 3-х лет, последних 100 зафиксированных событий;
  - возможность программирования, перепрограммирования, управления и считывания параметров и данных локально [оптопорт, RS-485 и/или RF] и удаленно [по встроенному модему радио, GSM/CSD/GPRS, PLC и др.];
  - разграничение прав доступа на перепрограммирование в соответствии с паролями доступа;
  - наличие встроенного и (или) удаленного (выносного) цифрового дисплея отображения информации;
  - по напряжению 220 В (230 В);
  - базовая (максимальная) сила тока счетчиков электрической энергии определяется проектом;
  - Функциональные возможности при организации общедомового учета электроэнергии;



- учет активной и реактивной энергии для однофазных счетчиков<sup>1</sup>;
  - учет активной и реактивной энергии и мощности для трехфазных счетчиков;
  - класс точности для активной (реактивной) энергии не хуже 1,0 (2,0) - для присоединений 0,4 (0,2) кВ;
  - класс точности для активной (реактивной) энергии не хуже 0,5 (1,0) - для присоединений 6-10 кВ;
  - управление внешним устройством управления нагрузкой по программируемым критериям;
  - хранение профиля нагрузки с 30-ти минутным интервалом, данных по активной и реактивной электроэнергии с нарастающим итогом за прошедший месяц, суточных значений на глубину хранения не менее 90 суток, за текущий и прошедшие месяцы на глубину не менее 12 месяцев, запрограммированных параметров не менее 3-х лет, последних 100 зафиксированных событий;
  - наличие встроенного цифрового дисплея отображения информации;
  - диапазон по напряжению: от 173В до 264В для 1-фазных приборов учета;  $3 \cdot (57,7-115) / (100-200)$  В для 3-фазных приборов учета трансформаторного включения с ТТ и ТН,  $3 \cdot (120-230) / (208-400)$  В для приборов учета трансформаторного включения с ТТ;
  - базовая (максимальная) сила тока счетчиков электрической энергии определяется проектом;
  - наличие электронной пломбы клеммной колодки электросчетчика для защиты от его вскрытия<sup>2</sup>;
  - возможность программирования, перепрограммирования, управления и считывания параметров и данных локально [оптопорт, RS-485 и/или RF] и удаленно [по встроенному модему радио и/или GSM/CSD/GPRS, и др.].
- Функциональные возможности при организации учета электроэнергии на - ПС/ТП/РУ/КТП:
- учет активной и реактивной энергии в прямом и обратном направлениях и мощности для трехфазных счетчиков;
  - класс точности для активной (реактивной) энергии не хуже 0,5 (1,0) [класс точности определяется в соответствии со стандартом о технической политике по учету электроэнергии];
  - хранение профиля нагрузки с 30-ти минутным интервалом, данных по активной и реактивной электроэнергии с нарастающим итогом за прошедший месяц, суточных значений на глубину хранения не менее 90 суток, за текущий и прошедшие месяцы на глубину не менее 12 месяцев, запрограммированных параметров не менее 3-х лет, последних 100 зафиксированных событий;
  - наличие встроенного цифрового дисплея отображения информации;
  - диапазон по напряжению:  $3 \cdot (57,7-115) / (100-200)$  В для 3-фазных приборов учета трансформаторного включения с ТТ и ТН,  $3 \cdot (120-230) / (208-400)$  В для приборов учета прямого и трансформаторного включения с ТТ;
  - базовая (максимальная) сила тока счетчиков электрической энергии определяется проектом;
  - наличие электронной пломбы корпуса электросчетчика для защиты от его вскрытия<sup>3</sup>;
  - возможность программирования, перепрограммирования, управления и считывания параметров и данных локально [оптопорт, RS-485 и/или RF] и удаленно [по встроенному модему радио и/или GSM/CSD/GPRS, и др.].

<sup>1</sup> Реализация функция измерения реактивной энергии с 01.01.2013г.

<sup>2</sup> Оборудование клеммной колодки счетчика электронной пломбой с 01.01.2013г.

<sup>3</sup> Оборудование клеммной колодки счетчика электронной пломбой с 01.01.2013г.



- Требования к трансформаторам тока:
- тип, коэффициенты трансформации определяются проектом;
- межповерочный интервал трансформаторов тока не менее 6 лет;

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.

Трансформаторы устойчивы к воздействию внешних механических факторов для группы механического исполнения М2 ГОСТ 30631-99 «Общие требования к машинам, приборам и другим техническим изделиям в части стойкости к механическим внешним воздействующим факторам при эксплуатации». Исполнение трансформаторов по условиям установки на месте работы — встраиваемые, допускают установку в пространстве в любом положении. Контактные зажимы вторичной обмотки закрыты прозрачной пластмассовой крышкой, с возможностью опломбирования. По способу защиты от поражения электрическим током трансформаторы относятся к классу 0 по ГОСТ 12.2.007.0-75 «Система стандартов безопасности труда. Изделия электротехнические. Общие требования безопасности» и имеют степень защиты IP 00 по ГОСТ 14254-96 «Степени защиты, обеспечиваемые оболочками (код IP)».

Коэффициенты ТТ должны быть выбраны по условиям ПУЭ к фактической нагрузке.

#### **4.2.2. Требования к трансформаторам напряжения и их вторичным цепям.**

Для питания цепей напряжения измерительных элементов счетчиков должны применяться трехфазные трансформаторы напряжения (ТН) или однофазные трансформаторы, устанавливаемые в каждой из трех фаз. Запрещается использовать для целей коммерческого учёта электрической электроэнергии встроенные трансформаторы напряжения. Исключением являются ТН, встроенные в комплектные распределительные устройства с элегазовой изоляцией, далее - КРУЭ. При применении КРУЭ встроенные ТН должны иметь возможность периодической метрологической поверки.

Применяемые измерительные ТН по техническим характеристикам должны соответствовать ГОСТ 1983-2001 «Трансформаторы напряжения. Общие технические условия».

Значения относительных потерь напряжения в линиях присоединения счетчиков к трансформаторам напряжения должны быть не более 0,25% номинального вторичного напряжения для трансформаторов напряжения классов точности 0,2 и 0,5 и не более 0,5% для трансформаторов напряжения класса точности 1,0. Сечение соединительных проводов во вторичных цепях напряжения ТН расчетного и технического учета должны быть не менее 1,5 кв. мм для меди. Применение алюминиевых проводников запрещается.

Во избежание увеличения индуктивного сопротивления жил кабелей разводку вторичных цепей трансформаторов напряжения необходимо выполнять так, чтобы сумма токов этих цепей в каждом кабеле была равна нулю в любых режимах.

Конструкция клеммных зажимов трансформаторов напряжения должна обеспечивать их защиту от несанкционированного доступа.

Измерительные ТН всех классов напряжения должны защищаться со стороны высшего напряжения соответствующими предохранителями или защитными коммутационными аппаратами. При этом конструкция приводов защитных коммутационных аппаратов на стороне высшего напряжения измерительных ТН расчетного учета должна обеспечивать возможность их пломбирования. Трансформаторы напряжения, используемые только для учета и защищенные предохранителями, должны иметь контроль целостности предохранителей.

Межповерочный интервал трансформаторов напряжения должен составлять не менее 6 лет.



### 4.3 Требования к ИВКЭ

ИВКЭ (УСПД или промконтроллер) выполняет функции промежуточного сбора и хранения данных учета электроэнергии, а также предоставление интерфейса доступа к собранной информации.

Форматы и протоколы передачи данных ИВКЭ должны иметь открытые протоколы обмена данными. При передаче данных должна быть обеспечена их защита от несанкционированного доступа.

Применяемые ИВКЭ должны обеспечивать:

- интерфейсы связи с приборами учета;
- автоматическую коррекцию (синхронизацию) времени обслуживаемых счетчиков электрической энергии;
- передачу накопленных данных в различные системы верхнего уровня для их дальнейшей обработки и хранения;
- защиту от несанкционированного доступа на аппаратном уровне посредством опломбировки разъёмов, функциональных модулей и т.п., и на программном уровне - вводом пароля.

Возможность параметрирования ИВКЭ должна быть только при вводе корректного пароля.

ИВКЭ должен иметь функцию самодиагностики с возможностью считывания результата посредством коммуникационного интерфейса и специального программного обеспечения.

Напряжение питания УСПД от сети переменного тока должно составлять 220В с допустимым отклонением напряжения в пределах  $\pm 20\%$ . Электропотребление УСПД, с полным набором электронных модулей, не должно превышать 100 Вт. Охлаждение УСПД должно осуществляться за счет естественной конвекции. УСПД должно обеспечивать работоспособность в диапазоне температур, в соответствии с условиями эксплуатации, предусмотренными проектом.

Оборудование ИВКЭ должно быть выполнено в промышленном исполнении, предназначенном для непрерывного функционирования в помещениях с повышенной опасностью, с возможностью их установки в ограниченных пространствах (в шкафах, отсеках, панелях и т.п.).

### 4.4. Требования к монтажу и местам установки оборудования

**4.4.1** При установке системы учёта (Приложение №2, №6) потребителям индивидуальной застройки:

- счётчик электрической энергии подлежит установке в отдельном запирающемся шкафу наружной установки со степенью защиты от проникновения воды и посторонних предметов соответствующий IP 54 по ГОСТ 14254-96 «Степени защиты, обеспечиваемые оболочками (код IP)»;
- в случае установки систем учета с выносным отображающим устройством (дисплеем), счетчик подлежит установке в месте подключения отходящей линии (ввода) к сетям электроснабжения;
- в шкафу перед счётчиком, допускается установка реле контроля напряжения для защиты счетчика и внутридомовой сети от перенапряжений (при этом после РКН предусмотреть автомат с независимым расцепителем)<sup>4</sup>;
- в шкафу перед счётчиком, предусмотреть аппарат защиты от короткого замыкания во внутридомовой сети, выбранный по расчётному току сети, имеющий устройство для пломбирования или маркирования исключающее доступ к контактам;

<sup>4</sup> При необходимости для защиты от недопустимого отклонения напряжения в электрических сетях.



- внутридомовую сеть к счетчику прямого включения подключить непосредственно к выходным (нагрузочным) клеммам счётчика в соответствии со схемой, указанной в паспорте применяемого счётчика;
- монтаж шкафа учета выполнить по нормам безопасности от поражения электрическим током и возгорания;
- должны быть выполнены мероприятия по защите от хищения электроэнергии путем замены неизолированного ввода на изолированный (кабельный);
- при наличии ввода на 2, 3, 4 квартиры, осуществить разделение вводов, выполнив по 1 вводу на квартиру;
- проектом может быть предусмотрена установка шкафа на опоре, на высоте не менее 1,7 м;
- монтаж оборудования выполнять по нормам безопасности от поражения электрическим током.

**4.4.2** При установке систем учета (Приложение №3) в многоквартирных домах (МКД) на лестничных площадках:

- счётчики устанавливать в существующем запирающемся шкафу внутренней или наружной установки в соответствии с результатами предпроектного обследования;
- при организации точек учета во вновь устанавливаемых шкафах учета, типоразмеры шкафа выбрать в зависимости от требуемого количества (по количеству квартир на площадке) и типов применяемых счётчиков;
- монтаж шкафа выполнить по нормам безопасности от поражения электрическим током.

**4.4.3** При установке систем учета в многоквартирных домах (МКД) внутри квартир:

- счётчики устанавливать в существующих нишах взамен ранее установленных, при отсутствии установочных ниш, точку учета следует организовать в щите учета наружного исполнения. Место установки определяется результатами предпроектного обследования;
- внутриквартирную сеть подключать непосредственно к выходным (нагрузочным) клеммам счётчика с учетом коммутационной аппаратуры в соответствии со схемой, указанной в паспорте применяемого счётчика.

**4.4.4** При установке систем учета (Приложение №4) в щитовой МКД или на вводе ВРУ 0,4 кВ:

- счётчик электрической энергии прямого включения размещать в запирающемся помещении ВРУ, в случае отсутствия ВРУ, устанавливать в отдельном запирающемся шкафу;
- счётчики трансформаторного включения в комплекте с трансформаторами тока размещать в запирающемся помещении ВРУ, в случае отсутствия ВРУ, установить в отдельном запирающемся шкафу, с устройством для опломбирования, если иное не предусмотрено проектом;
- трансформаторы тока должны быть установлены во всех трех фазах;
- в шкафу перед счётчиком, предусмотреть аппарат защиты от короткого замыкания во внутридомовой сети, выбранный по расчётному току сети (по фактической нагрузке), имеющий устройство для пломбирования или маркирования исключающее доступ к контактам;
- схему шкафа учёта и подключение к нему ввода электроустановки выполнить в соответствии со схемой, указанной в паспорте применяемого счётчика;
- монтаж шкафа выполнять по нормам безопасности от поражения электрическим током и возгорания.

**4.4.5** При установке систем учета, средств автоматизации и связи (Приложение №5) на ПС/ТП/РУ/КТП:



- в целях термической и динамической устойчивости применять счётчики трансформаторного включения;
- трансформаторы тока устанавливать на присоединении в РУ-0,4кВ;
- счётчики, средства автоматизации и связи устанавливать в РУ-0,4кВ трансформаторных подстанций, допускается установка в запирающихся шкафах наружного исполнения;
- счётчики трансформаторного включения подключать к измерительным цепям через испытательные клеммные колодки, установленные перед счётчиками и имеющие устройство для пломбирования или маркирования;
- типоразмеры шкафов выбирать в зависимости от требуемого количества (по количеству присоединений или по условиям ограниченного размещения) и размеров применяемых счётчиков;
- в РУ-0,4 кВ КТП 6-10/0,4 кВ предусмотреть установку аппаратов защиты от атмосферных и коммутационных перенапряжений типа ОПН, в случае отсутствия данного оборудования.

#### 4.4 Требования к каналам связи

- при автоматизированном сборе данных учета передача данных должна осуществляться по каналам связи, обеспечивающим сбор и обмен данными по стандартным интерфейсам и протоколам обмена типа «запрос-ответ» в автоматическом и в автоматизированном (по запросу) режимах. Выбор интерфейсов и каналов передачи данных определяется проектом;
- техническая реализация каналов связи и используемые протоколы передачи данных должны обеспечивать минимальные задержки передачи данных расчетного учета с нижнего уровня на верхний с минимальной временной задержкой, не превышающей 50% от интервала автоматического сбора данных;
- передача информации об электропотреблении от счётчика до ИБКЭ осуществляется по радиоканалу или GSM/GPRS, PLC, RS 485 и др.;
- передача информации от ИБКЭ до центра сбора информации осуществляется по каналам сотовой связи стандарта GSM/GPRS, по каналу Ethernet и т.д.;
- технические характеристики каналообразующей аппаратуры должны обеспечивать скорость передачи информации в канале не менее 1200 бит/с;
- выбор оборудования и канала передачи данных должен производиться с учетом обеспечения надежности и экономичности (наименьших затрат) передачи данных;
- при использовании каналов связи GPRS для передачи данных со счетчиков, модем должен обеспечивать работу по протоколу GPRS в базовом режиме и по протоколу GSM в резервном режиме, а также система должна обеспечивать возможность использования стандартных SIM карт любого оператора связи;
- при использовании радиоканала (RF) для передачи данных со счетчиков, модем должен обеспечивать работу в mesh сетях с автоматической маршрутизацией передаваемых пакетов данных;
- передача информации о потреблённой электроэнергии от счётчика должна производиться с обязательной защитой данных от искажения.

При определении типов каналов связи в каждом конкретном случае следует исходить из территориального расположения субъектов и объектов учета и максимального использования собственных телекоммуникационных связей.

#### 4.5 Требования к надёжности

Комплекс технических средств системы учета с автоматизированным сбором данных по показателям надёжности должны соответствовать требованиям



ГОСТ 27883-88 «Средства измерения и управления технологическими процессами. Надежность. Общие требования и методы испытаний».

Все элементы системы учета должны быть защищены:

- от внезапных отключений напряжения питания аппаратуры;
- от помех и искажений при передаче информации;
- от влияния отклонений температурных параметров, влажности, электромагнитных полей по условиям работы аппаратуры;
- от несанкционированного доступа.

#### **4.7. Метрологические и другие требования к оборудованию**

**4.7.1** Средства измерений, входящие в состав системы, должны иметь:

- акт испытаний с целью утверждения типа средств измерений Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии до начала проведения электромонтажных работ;
- свидетельство об утверждении типа средств измерений Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии и описание типа средств измерений при вводе в опытную эксплуатацию;
- паспорта на приборы учета с указанием сроков поверки при вводе в опытную эксплуатацию;
- руководство по монтажу;
- руководство по эксплуатации;
- руководство пользователя (для программного обеспечения).

#### **4.8. Требования к электромагнитной совместимости**

- устройства системы учета должны удовлетворять требованиям ГОСТ Р 51318.22-2006 «Совместимость технических средств электромагнитная. Оборудование информационных технологий. Радиопомехи промышленные. Нормы и методы измерений» по электромагнитной совместимости;
- уровень радиопомех, создаваемых устройствами и их составными частями, должен соответствовать требованиям ГОСТ Р 51320-99 «Совместимость технических средств электромагнитная. Радиопомехи промышленные. Методы испытаний технических средств - источников промышленных радиопомех» и не превышать норм, предусмотренных в «Общесоюзных нормах допускаемых промышленных радиопомех» (Нормы 1-72-9-72).

#### **4.9. Требования по эксплуатации, техническому обслуживанию, ремонту и хранению**

- оборудование системы учета должно обеспечивать непрерывную работу в пределах срока службы при условии проведения ремонтно-восстановительных работ;
- восстановление работоспособности системы учета должно производиться путем замены неисправных модулей из состава ЗИП, с последующим ремонтом, вышедших из строя модулей;
- технические средства системы учета должны быть обслуживаемыми устройствами. Техническое обслуживание должно заключаться в систематическом наблюдении за правильностью работы устройства, в регулярном техническом осмотре и устранении возникающих неисправностей допущенным для этих работ персоналом или обслуживающей организацией;
- условия хранения технических средств системы учета должны отвечать требованиям ГОСТ 15150-69 «Машины, приборы и другие технические изделия. Исполнения для различных климатических районов. Категории, условия эксплуатации, хранения и транспортирования в части воздействия климатических факторов внешней среды».



#### 4.10. Требования по стандартизации и унификации

Система учета создается в соответствии с требованиями действующих нормативно-правовых документов.

#### 4.11. Требования к документированию

– проектную документацию разработать в соответствии с Постановлением Правительства РФ от 16.02.2008 № 87 "О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию", ГОСТ 21.1101-2009 «Система проектной документации для строительства. Основные требования к проектной и рабочей документации», ГОСТ 34.601-90 «Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания», ГОСТ 34.602-89 «Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Техническое задание на создание автоматизированной системы», РД 50-34.698-90 «Методические указания. Информационная технология. Комплекс стандартов и руководящих документов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Требования к содержанию документов», статьями 47, 48 Градостроительного кодекса РФ, ПУЭ, ПТЭЭП и отвечать требованиям СНиП, государственным нормам и правилам, действующих на территории РФ;

– типовые проектные решения согласовать с филиалом ОАО «Тюменьэнерго» Тюменские распределительные сети до начала выполнения строительно-монтажных работ и разработки рабочей документации;

– оформить согласования эксплуатирующих и заинтересованных организаций на производство работ в зонах пересечения их коммуникаций, сооружений или подведомственных объектов;

– проектную, рабочую и эксплуатационную документацию представить в 4 (четыре) экземплярах на бумажном носителе, в том числе один сброшюрованный. Один экземпляр в электронном виде на CD или DVD/текстовую и графическую части проекта представить в стандартных форматах, обеспечивающих возможность чтения и редактирования в программных продуктах Windows, MS Office, AutoCAD и Acrobat. Сметную документацию в формате MS Excel, либо в другом числовом формате, совместимом с MS Excel, а также в формате "Гранд Смета", позволяющем вести накопительные ведомости по локальным сметам. Все бумажные экземпляры смет должны быть сброшюрованы. Согласования предоставить в оригиналах;

– представить исполнительную документацию в 2-х экземплярах в следующем объеме:

- ведомость объемов работ;
- ведомость материалов;
- ведомость оборудования;
- обзорные чертежи;

– сметная документация составляется в базисном уровне цен на 01.01.2001г, в соответствии с Методикой по определению стоимости строительной продукции на территории Российской Федерации МДС 81-35.2004, Письмо Минрегиона РФ от 09.07.2010г. № 26686-КК/08 ;

– сметную документацию (сводный сметный расчет стоимости строительства, объектные и локальные сметные расчеты (сметы), сметные расчеты на отдельные виды затрат) разработать с применением территориальных сметных нормативов, приведенных в соответствии с государственными сметными нормативами. Пересчет в текущие цены выполнить индексами изменения сметной стоимости Минрегиона РФ. Пересчет базисной стоимости строительства осуществить в двух уровнях по состоянию на 4 квартал 2010г. и на момент составления сметной документации. Индексы перерасчета смет в текущие цены согласовать с филиалом ОАО «Тюменьэнерго» Тюменские распределительные сети;



– в сводном сметном расчете (ССР) предусмотреть следующие затраты (при необходимости):

- удорожание производства работ в зимнее время и на снегоборьбу принимаются в % от глав 1-8 ССР согласно ГСН 81-05-02-2007 «Сборник сметных норм дополнительных затрат при производстве строительно-монтажных работ в зимнее время»;

- пусконаладочные работы определить на основании смет;

- командировочные расходы – нормы на выплату суточных в соответствии с Постановлением Правительства РФ от 02.10.2002 N 729 "О размерах возмещения расходов, связанных со служебными командировками на территории Российской Федерации, работникам организаций, финансируемых за счет средств федерального бюджета", расходы на проезд и проживание определяются расчетом;

- средства на премирование за ввод объекта в эксплуатацию принять в соответствии с письмом Госстроя РФ от 10.10.1991 г. № 1-Д "О размерах средств на премирование за ввод в действие производственных мощностей и объектов строительства" и письмом Минтруда РФ N 463-РБ, Госстроя РФ N 7-13/32 от 15.03.1993 "О размере средств на премирование за ввод объектов", определить расчетом на основе ПОС;

- средства на покрытие затрат строительных организаций по добровольному страхованию работников и имущества, в том числе строительных рисков согласно статей 255, 263 главы 25 Налогового Кодекса Российской Федерации;

- затраты по перевозке автомобильным транспортом работников строительных и монтажных организаций на расстояние свыше 3 км.

#### **4.12. Требования к эксплуатационной документации**

Эксплуатационная документация оформляется в соответствии с ГОСТ 2.601-2006 «Единая система конструкторской документации. Эксплуатационные документы», ГОСТ 2.610-2006 «Единая система конструкторской документации. Правила выполнения эксплуатационных документов».

Эксплуатационная документация на системы учета должна содержать следующую информацию и документы:

- перечень средств измерений в составе информационно-измерительного комплекса с указанием их номинальных параметров и классов точности;
- схема подключения счетчика электроэнергии и трансформаторов тока;
- исходные данные, методика и результаты расчета границ суммарной относительной погрешности средств измерений;
- руководство по эксплуатации;
- инструкции по эксплуатации;
- паспорт - формуляр;
- паспорта-протоколы;
- паспорта на оборудование системы учета;
- ведомость эксплуатационных документов.

#### **4.13. Требования к безопасности**

- система учета должна удовлетворять требованиям международных и российских нормативных документов по безопасности;

- по общим требованиям безопасности устройства, входящие в систему учета, должны соответствовать ГОСТ Р 51350-99 «Безопасность электрических контрольно-измерительных приборов и лабораторного оборудования. Часть 1. Общие требования» и ГОСТ 25861-83 «Машины вычислительные и системы обработки данных. Требования по электрической и механической безопасности и методы испытаний»;



- система учета на всех уровнях должна быть защищена от несанкционированного доступа;

- программные средства должны обеспечивать многоуровневую систему защиты, как функционального программного обеспечения, так и защиты данных. Пользователи должны быть авторизованы, то есть каждый пользователь должен иметь идентификатор и пароль для входа в систему. Права пользователей должны быть строго фиксированы.

#### **4.14. Требования к защите информации от несанкционированного доступа**

Защита от утечки информации должна обеспечиваться в соответствии с действующими нормативно-техническими документами.

**4.14.1.** При создании Системы должны быть решены следующие вопросы обеспечения информационной безопасности:

- необходимость и целесообразность защиты каждой из компонентов Системы;
- условия и критерии аттестации пользовательских рабочих мест с позиции выполнения требований защиты информации от несанкционированного доступа;
- разработка или выбор методов и средств программно-технической защиты информационных ресурсов на этапах сбора, обработки и транспортировки информации с обеспечением степени ее защищенности, адекватной ценности и конфиденциальности содержания.

**4.14.2.** Используемые программно-технические средства защиты от несанкционированного доступа должны обеспечивать:

- идентификацию пользователей;
- передачу данных по сети в закодированном виде;
- контроль за процессами обработки информации путем автоматического ведения системных журналов, в том числе, регистрацию попыток несанкционированного доступа, обнаруживаемых программными средствами защиты.

#### **4.15. Требования к патентной чистоте**

Патентная чистота системы учета должна обеспечиваться в отношении России.

#### **4.16. Требования к видам обеспечения**

**4.16.1** Требования к программному обеспечению:

- внедряемое программное обеспечение (ПО) должно быть русифицировано, базироваться на открытых стандартах, быть масштабируемым и поддерживать как можно больше устройств учёта, сертифицированных на территории РФ;

- проектная документация должна содержать явное описание, используемого программного обеспечения и его производителя, входящее в спецификацию закупаемой системы;

- программное обеспечение должно быть адаптировано под требования законодательства Российской Федерации;

- объединение данных ИИК расчетного и технического учета должно производиться на интерфейсах верхнего уровня;

- программный комплекс должен использовать единые классификаторы объектов базы данных, позволять фиксировать замену счетчиков в точках учета, задавать режимы их опроса, обеспечивать корректность данных и параметров, считываемых со счетчиков и помещаемых в базу, а также непрерывность и полноту данных в базе;

- программно-аппаратное обеспечение должно поддерживать функцию резервирования либо на программном уровне, либо встроенными средствами используемой СУБД с возможностью обеспечения, при дальнейшем развитии системы, автоматического переключения между серверами (в «горячем» режиме);



– программное обеспечение должно являться либо расширяемой частью уже имеющегося программного обеспечения Заказчика, либо, при соответствующей доработке, быть интегрировано в действующую на данный момент систему с целью обеспечения опроса приборов учета и УСПД, формирования отчетности, решения аналитических и иных задач, для выполнения которых, в настоящий момент, используется имеющееся программное обеспечение Заказчика;

– программное обеспечение должно обеспечивать возможность работы с большинством из известных типов СУБД, как минимум, с Microsoft SQL Server и ORACLE, у поставщика программного обеспечения должен быть подтвержденный опыт реализации проектов с использованием указанных типов СУБД;

– система безопасности программного обеспечения должна быть построена на основе учетных записей пользователей и ролей, определяющих перечень действий, которые пользователь может выполнять в системе, причем администратор системы должен иметь возможность, при необходимости, создать/изменить/удалить роль, расширить и сузить список ролей пользователя;

– программное обеспечение должно предоставлять возможность использования для авторизации в системе учетные записи доменных пользователей, зарегистрированных в Active Directory;

– программное обеспечение должно обеспечивать возможность ограничения доступа пользователей к узлам иерархии объектов учета;

– программное обеспечение должно обеспечивать возможности ведения реестров точек учета, характеристик абонентов (ФИО, адрес, номер договора присоединения, номер лицевого счета), хранение истории договоров, замен приборов учета и измерительных трансформаторов, ведение реестров документов (акты поверки ПУ, договора присоединения абонентов и т.д.);

– программное обеспечение должно предоставлять возможности хранения типовых графиков нагрузки (потребления), замещения недостающих данных по потреблению электроэнергии;

– программное обеспечение должно обеспечивать возможность расширения нормативно-справочной информации за счет создания новых атрибутов объектов и справочников, используя встроенные средства, без привлечения разработчика, причем число атрибутов и справочников не должно ограничиваться на программном уровне, пользователь должен иметь возможность определения связей между справочниками;

– программное обеспечение должно обеспечивать возможность создания иерархий объектов учета, при выполнении следующих условий:

✓ иерархии создаются пользователями, имеющими соответствующие права, с применением исключительно встроенных в основной интерфейс средств программного обеспечения, без привлечения разработчиков;

✓ количество иерархий не ограничено;

✓ количество уровней каждой иерархии определяется пользователем;

✓ иерархии можно создавать, на основе атрибутов объектов и справочников, в том числе, созданных пользователем.

– в программном обеспечении должны быть реализованы следующие функции создания отчетов и оповещения:

✓ ручное и автоматическое (по расписанию) создание и рассылка отчетов, по электронной почте;

✓ рассылка по электронной почте/SMS уведомлений при наступлении определенных событий (отсутствие в системе данных по потреблению электроэнергии, выход параметров потребления за заданные пределы, наступление событий, связанных с аварийными и внештатными ситуациями, зарегистрированными прибором учета);

✓ встроенные в основной интерфейс механизмы визуального и звукового оповещения пользователей.



- в программном обеспечении должны быть предусмотрены возможности экспорта данных в форматы MS Excel, Adobe Acrobat, XML, HTML, CSV.

#### **4.16.2 Требования к информационному обеспечению:**

- система учета должна быть функционально - законченной и иметь возможность работать полностью в автономном режиме. Взаимодействие с другими системами должно осуществляться путём обмена сообщениями и/или файлами. Система должна поддерживать обмен файлами форматов xml;

- система должна предоставлять механизм настройки обмена данными между узлами системы, а также со сторонними системами. В качестве стандарта идентификации и описания данных для интеграции приложений предпочтительно использование языка XML;

В системе должны быть реализованы механизмы обмена данными результатов измерений, построенные на основе международного стандарта МЭК 61968 ч.9.

- при каждой операции импорта/экспорта данных должен формироваться протокол результатов контроля.

#### **4.17. Требования к информационному обмену между уровнями системы**

К средствам коммуникаций между устанавливаемыми устройствами систем учета предъявляются следующие требования:

- поддержка международных стандартных протоколов уровня МЭК, Fieldbus (Profibus, Modbus), DNP 3.0 и др. (перечень необходимых интерфейсов и протоколов определяется на стадии проектирования);

- обеспечение синхронизации интегрируемых компонентов системы с астрономическим временем;

- формирование служебной информации (результаты внутренней самодиагностики, синхронизации и т.п.).

#### **4.18. Требования к проведению опытной эксплуатации**

При проведении опытной эксплуатации проверяется соответствие установленного оборудования и программного обеспечения настоящим техническим требованиям, а также выполнение компонентами системы учета, заявленных производителем свойств и функций. Удачным опросом является получение информации с 95% приборов учета (суточный опрос, месячный опрос). Под инцидентом понимается событие, нарушающее нормальное функционирование системы, и не позволяющее успешно реализовать одну или несколько из заявленных функций.

Критерии успешного прохождения опытной эксплуатации:

- автоматический ежедневный сбор значений накопленной за день и с начала месяца энергии суммарно и отдельно по всем тарифам - не более 0,5% случаев неудачных опросов;

- автоматический ежемесячный сбор 30 (60) минутных накопленных значений активной энергии/усредненной мощности, - не более 0,5% случаев неудачных опросов;

- автоматический сбор записей журналов событий приборов учета - не более 0,5% случаев неудачных опросов за день;

- удаленное (с рабочего места оператора) управление (ограничение, отключение) нагрузкой потребления по каждому присоединению, оборудованному приборами учета, входящими в автоматизированную систему - не более 0,5% случаев неудачных действий (без учета состояния каналов связи);

- удаленное (с рабочего места оператора) параметрирование приборов учета и их групп - не более 0,5% случаев неудачных действий (без учета состояния каналов связи);

- устойчивая работа элементов автоматизированной системы – максимально допустимое кол-во отказов и выходов из строя элементов автоматизированной системы



– не более 0,5% от общего количества узлов входящих в ее состав (серверы, приборы учета, оборудование связи) за период опытной эксплуатации;

– количество приборов учета, данные с которых не удалось получить путем удаленного опроса в течение отчетного месяца (исключая случаи выхода из строя прибора учета), УСПД, сервера, % от общего числа приборов учета - не более 0,1%;

– среднее время устранения причины инцидента (сбоя) с момента возникновения инцидента (не более 4 часов);

– количество инцидентов, вызвавших несанкционированное, или произведенное с нарушением установленного порядка, ограничение и (или) отключение нагрузки, исключая некорректные действия персонала Заказчика – не более 2% в первый месяц опытной эксплуатации.

## 5. Требования к выполнению работ

Обеспечение безопасности выполнения работ и соблюдение техники безопасности согласно:

– Постановления Правительства РФ от 04.05.2012 N 442 "О функционировании розничных рынков электрической энергии, полном и (или) частичном ограничении режима потребления электрической энергии";

– Правил устройства электроустановок (ПУЭ);

– Правил технической эксплуатации электроустановок потребителей (ПТЭЭП);

– ГОСТ 1983-2001 «Трансформаторы напряжения. Общие технические условия»;

– ГОСТ 7746-2001 «Трансформаторы тока. Общие технические условия»;

– ГОСТ 14254-96 «Степени защиты, обеспечиваемые оболочками (Код IP)»;

– ГОСТ Р 52320-2005 «Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Общие требования. Испытания и условия испытаний. Часть 11. Счетчики электрической энергии»;

– ГОСТ Р 52323-2005 «Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 22. Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S»;

– ГОСТ Р 51318.22-99 «Совместимость технических средств электромагнитная. Радиопомехи промышленные от оборудования информационных технологий. Нормы и методы испытаний»;

– ГОСТ Р 8.563-2009 «Государственная система обеспечения единства измерений. Методики (методы) измерений»;

– ГОСТ Р 8.596-2002 «Государственная система обеспечения единства измерений. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения»;

– СНиП 12-03-2001 «Строительные нормы и правила Российской Федерации. Безопасность труда в строительстве. Часть 1. Общие требования»;

– СНиП 12-04-2002 «Строительные нормы и правила Российской Федерации. Безопасность труда в строительстве. Часть 2. Строительное производство»;

– СНиП 3.05.06-85 «Строительные нормы и правила. Электротехнические устройства»;

– РД 153-43.0-03.150-00 «Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок ПОТ Р М-016-2001»;

– РД 34.11.502-95 «Методические указания. Организация и порядок проведения метрологической экспертизы документации на стадии разработки и проектирования»;

– РД 34.11.202-95 «Методические указания. Измерительные каналы информационно-измерительных систем. Организация и порядок проведения метрологической аттестации»;



- РД 34.11.333-97 «Типовая методика выполнения измерений количества электрической энергии. Учет электрической энергии и мощности на энергообъектах»;
- РД 34.11.334-97 «Типовая методика выполнения измерений электрической мощности. Учет электрической энергии и мощности на энергообъектах»;
- РД 34.11.114-98 «Автоматизированные системы контроля и учета электроэнергии и мощности. Основные нормируемые метрологические характеристики. Общие требования»;
- РД 153-34.0-11.209-99 «Рекомендации. Автоматизированные системы контроля и учета электроэнергии и мощности. Типовая методика выполнения измерений электроэнергии и мощности»;
- РД 34.35.305 «Инструкция по проверке трансформаторов напряжения и их вторичных цепей»;
- МИ 222-80 «Методика расчета метрологических характеристик измерительных каналов информационно-измерительных систем по метрологическим характеристикам компонентов»;
- МИ 2168-91 «ГСИ. Системы измерительные информационные. Методика расчета метрологических характеристик измерительных каналов по метрологическим характеристикам линейных аналоговых компонентов»;
- МИ 2439-97 «ГСИ. Метрологические характеристики измерительных систем. Номенклатура. Принцип регламентации, определения и контроля»;
- МИ 2440-97 «ГСИ. Методы экспериментального определения и контроля характеристик погрешности измерительных каналов измерительных систем и измерительных комплексов»;
- МИ 3290-2010 «ГСИ. Рекомендации по подготовке, оформлению и рассмотрению материалов испытаний средств измерений в целях утверждения типа»;

## **6. Гарантийные обязательства**

**6.1** Гарантии качества распространяются на все оборудование системы, ее конструктивные элементы, и работы, выполненные Подрядчиком по настоящему договору.

**6.2** Гарантийный срок нормальной эксплуатации системы учета объекта (без аварий, инцидентов по причине отказа оборудования объекта или нарушения технологических параметров его работы, работы в пределах проектных параметров и режимов) и работ устанавливается 60 (шестьдесят) месяцев с даты подписания сторонами Акта приемки выполненных работ формы КС-2.

**6.3** Гарантийный срок нормальной эксплуатации оборудования входящего в систему учета устанавливается 60 месяцев с даты подписания сторонами Акта приемки выполненных работ формы КС-2.

**6.4** Если в период гарантийного срока обнаружатся дефекты, то Подрядчик обязан их устранить за свой счет и в согласованные с Заказчиком сроки, либо возместить Заказчику затраты на их устранение.

При выявлении дефекта Подрядчик должен:

- обеспечить Заказчика необходимым техническими консультациями не позднее 1 (одного) часа со дня обращения последнего с использованием любых доступных видов связи;

- выполнить все необходимые мероприятия по определению причины возникшего дефекта и представить Заказчику соответствующее заключение в течение 10 (Десяти) рабочих дней.

Для участия в составлении акта, фиксирующего дефекты, согласования порядка и сроков их устранения Подрядчик обязан направить своего представителя не позднее 10 (десяти) дней со дня получения письменного извещения Заказчика. Гарантийный срок в этом случае продлевается соответственно на период устранения дефектов.



## **7. Особые условия**

Работы по модернизации системы учета электроэнергии будут проводиться вблизи оборудования, находящегося под высоким напряжением. Требуется определение порядка монтажа оборудования с минимальным перерывом электроснабжения.

Монтаж оборудования необходимо проводить с соблюдением МПОТ (ПОТ РМ-016-2001, РД 153-34.0-03.150.-00) по утвержденному филиалом ОАО «Тюменьэнерго» Тюменские распределительные сети проекту производства работ.

## **8. Срок выполнения работ**

Начало работ – с даты подписания договора.

Окончание работ – 30.11.2014г.

## **9. По техническим условиям выполнения работ обращаться**

Начальник Управления эксплуатации и развития систем учета Департамента транспорта и учета электроэнергии ОАО «Тюменьэнерго» / Нигматуллин Рашит Гаптулхакович / тел. 77-67-93

Начальник Службы сопровождения оптового и розничного рынков электроэнергии Управления эксплуатации и развития систем учета Департамента транспорта и учета электроэнергии ОАО «Тюменьэнерго» / Кузнецов Вадим Олегович / тел. 77-62-93

## **10. Приложения**

Приложение №1. Технические характеристики систем учета.

Приложение №2. Организация систем учета в секторе индивидуальной застройки.

Приложение №3. Организация систем учета абонентов многоквартирных домов.

Приложение №4. Организация систем учета на вводах многоквартирных домов.

Приложение №5. Организация систем учета на ПС, ТП, РУ, КТП.

Приложение №6. Организация систем учета в секторе индивидуальной застройки с использованием оборудования и материалов Заказчика.

Приложение №7. Перечень оборудования и материалов передаваемого Заказчиком Подрядчику.

**ЗАКАЗЧИК:**

**ПОДРЯДЧИК:**

\_\_\_\_\_ //

\_\_\_\_\_ //

Договор ОАО «Тюменьэнерго»

Согласовано:  
секретарь конкурсной комиссии  
ОАО «Тюменьэнерго» Марков И.В.



Технические характеристики систем учета  
Южного ТПО филиала ОАО "Тюменьэнерго" Тюменские распределительные сети

№ п/п	Наименование величины	Технические параметры
<b>1*</b>	<b>Шкаф учета однофазный. шт.</b>	.....
	Номинальное напряжение, В	220
	Номинальная частота, Гц	50
	Система заземления	Выполнить при применении металлического шкафа
	Номинальный ток, А	Не менее 80
	Степень защиты оболочки	IP 54, {материал}
	Срок службы, лет	25
	Гарантийный срок эксплуатации, лет	5
	Температура окружающего воздуха, °С	(от – 40 до + 60)
<b>Состав оборудования шкафа</b>		
1.1	Автоматический выключатель, шт.	1
	количество полюсов	2
	номинальный ток {16, 20 А}	
1.2	Счетчик, шт.	1
1.3	Кабель {марка, сечение}, м	
1.4	Прочее оборудование (указать)	
1.5	.....	
<b>2*</b>	<b>Шкаф учета трехфазный. шт.</b>	....
	Номинальное напряжение, В	380
	Номинальная частота, Гц	50
	Система заземления	Выполнить при применении металлического шкафа
	Номинальный ток, А	Не менее 100 А
	Степень защиты оболочки	IP 54, {материал}
	Срок службы, лет	25
	Гарантийный срок эксплуатации, лет	5
	Температура окружающего воздуха, °С	(от – 40 до + 60)
<b>Состав оборудования шкафа</b>		
2.1	Автоматический выключатель, шт.	1
	количество полюсов	3
	номинальный ток 50А	50
2.2	Счетчик (5-100) А, шт.	1
2.3	Кабель ПВ 1х6, 1,2-1,5 м	ПВ 1х6, 0,8-1
2.4	Выключатель нагрузки, шт.	1
	количество полюсов	3
	номинальный ток 63 А	63
2.5	....	
<b>3*</b>	<b>.....</b>	.....
3.1	.....	
<b>4*</b>	<b>....</b>	....
4.1	.....	

\*Участник должен указать соответствие со своим предложением: тип, состав, а так же количество оборудования и шкафов учета.

**ЗАКАЗЧИК:**

**ПОДРЯДЧИК:**

Согласовано:  
секретарь конкурсной комиссии  
ОАО «Тюменьэнерго» Марков И.В.

Договор ОАО «Тюменьэнерго»



**Организация систем учета в секторе индивидуальной застройки  
Южного ТПО филиала ОАО "Тюменьэнерго" Тюменские распределительные сети**

№ п/п	РЭС	ПС	Населенный пункт	Характеристика ЩУ				ТТ шт.
				1-фазный, шт.	3-фазный, шт.	Всего 3-фаз.	Трансформат орного вкл.	Прямого вкл.
1	2	3	4	4	5	6	7	8
<b>Армизонский РЭС</b>								
1	Армизонский РЭС	ПС 110/35/10 кВ Армизон	Жирыково	66	12	0	12	0
2	Армизонский РЭС	ПС 110/35/10 кВ "Армизон"	Меньшиково	43	4	0	4	0
3	Армизонский РЭС	ПС 110/10 кВ Раздолье	Раздолье	24	2	0	2	0
4	Армизонский РЭС	ПС 110/10 кВ Орлово	Южно-Дубровное	7	12	0	12	0
<b>Итого: Армизонский РЭС</b>				<b>140</b>	<b>30</b>	<b>0</b>	<b>30</b>	<b>0</b>
<b>Заводоуковский РЭС</b>								
5	Заводоуковский РЭС	ПС 110/10 кВ "Дроново"	Бигила	136	36	1	35	3
6	Заводоуковский РЭС	ПС 110/10 кВ "Дроново"	Дроново	168	36	1	35	3
7	Заводоуковский РЭС	ПС 110/10 кВ "Колесниково"	Колесниково	4	5	0	5	0
8	Заводоуковский РЭС	ПС 110/10 кВ "Н-Займка"	Кошелево	47	6	1	5	3
9	Заводоуковский РЭС	ПС 110/10 кВ "Горюново"	Лесной	107	11	0	11	0
10	Заводоуковский РЭС	ПС 35/10 кВ "Лыбаево"	Лыбаево	307	80	5	75	15
11	Заводоуковский РЭС	ПС 110/10 кВ "Горюново"	Мичуринский	182	29	1	28	3
12	Заводоуковский РЭС	ПС 110/10 кВ "Н-Займка"	Новозаймская	53	4	0	4	0
13	Заводоуковский РЭС	ПС 220/110/35/10 кВ "З-Уковская"	Плюхино	28	6	0	6	0
14	Заводоуковский РЭС	ПС 110/10 кВ "Боровинка"	Покровка	42	2	0	2	0
15	Заводоуковский РЭС	ПС 110/10 кВ "Комсомольская"	Речной	95	34	1	33	3
16	Заводоуковский РЭС	ПС 110/10 кВ "Колесниково"	Сединкино	76	12	0	12	0
17	Заводоуковский РЭС	ПС 220/110/35/11 кВ "З-Уковская"	Степной	63	36	0	36	0
18	Заводоуковский РЭС	ПС 110/10 кВ "Горюново"	Центральный	127	34	1	33	3
19	Заводоуковский РЭС	ПС 110/10 кВ "Боровинка"	Шестаково	194	30	0	30	0
<b>Итого: Заводоуковский РЭС</b>				<b>1629</b>	<b>361</b>	<b>11</b>	<b>350</b>	<b>33</b>
<b>Омутинский РЭС</b>								
20	Омутинский РЭС	ПС 110/35/10 кВ "Омутинка"	Б-Краснояр	34	4	0	4	0
21	Омутинский РЭС	ПС 110/35/10 кВ "Омутинка"	деревня Кашевская	88	3	0	3	0
22	Омутинский РЭС	ПС 35/10 кВ "Ситниково"	село Журавлевское	65	5	0	5	0
23	Омутинский РЭС	ПС 110/35/10 кВ "Омутинка"	село Омутинское	151	11	0	11	0
24	Омутинский РЭС	ПС 35/10 кВ "Ситниково"	село Ситниково	60	1	0	1	0
<b>Итого: Омутинский РЭС</b>				<b>398</b>	<b>24</b>	<b>0</b>	<b>24</b>	<b>0</b>
<b>Упоровский РЭС</b>								
25	Упоровский РЭС	ПС 110/35/10 кВ "Ингалянка"	д. Лыково	30	2	0	2	0
26	Упоровский РЭС	ПС 110/35/10 кВ "Емуртла"	д. Слободчики	31	2	0	2	0
27	Упоровский РЭС	ПС 110/35/10 кВ "Емуртла"	п. Емуртлинский	87	11	0	11	0
28	Упоровский РЭС	ПС 110/35/10 кВ "Емуртла"	п. Первомайский	37	6	0	6	0
29	Упоровский РЭС	ПС 110/35/10 кВ "Буньково"	с. Буньково	5	0	0	0	0
30	Упоровский РЭС	ПС 110/35/10 кВ "Упорово"	с. Бызово	36	1	0	1	0
31	Упоровский РЭС	ПС 35/10 кВ "Масали"	с. Видоново	26	2	1	1	3
32	Упоровский РЭС	ПС 110/35/10 кВ "Ингалянка"	с. Ингалянка	224	23	0	23	0
33	Упоровский РЭС	ПС 110/10 кВ "Пятково"	с. Киселево	19	2	0	2	0
34	Упоровский РЭС	ПС 35/10 кВ "Коркино"	с. Коркино	255	25	1	24	3
35	Упоровский РЭС	ПС 110/10 кВ "Пятково"	с. Крашенинино	25	0	0	0	0
36	Упоровский РЭС	ПС 110/35/10 кВ "Ингалянка"	с. Липиха	38	11	1	10	3
37	Упоровский РЭС	ПС 35/10 кВ "Масали"	с. Масали	0	2	0	2	0
38	Упоровский РЭС	ПС 110/10 кВ "Тютрино"	с. Суерка	326	36	2	34	6
39	Упоровский РЭС	ПС 110/35/10 кВ "Упорово"	с. Упорово	220	40	0	40	0
40	Упоровский РЭС	ПС 110/35/10 кВ "Упорово"	с. Черная	121	14	0	14	0
<b>Итого: Упоровский РЭС</b>				<b>1480</b>	<b>177</b>	<b>5</b>	<b>172</b>	<b>15</b>
<b>Юргинский РЭС</b>								
41	Юргинский РЭС	ПС 110/10 кВ "Плетнёво"	Агарах	85	33	0	33	0
42	Юргинский РЭС	ПС 110/10 кВ "Плетнёво"	Бельховка	11	0	0	0	0
43	Юргинский РЭС	ПС 110/10 кВ "Зоново"	Бушуево	143	6	0	6	0
44	Юргинский РЭС	ПС 110/10 кВ "Юрга"	Володино	180	20	0	20	0
45	Юргинский РЭС	ПС 110/10 кВ "Шипаково"	Дегтярево	29	0	0	0	0
46	Юргинский РЭС	ПС 110/10 кВ "Юрга"	Заворуева	20	2	0	2	0
47	Юргинский РЭС	ПС 110/10 кВ "Юрга"	Завозёрная	87	7	0	7	0
48	Юргинский РЭС	ПС 110/10 КкВ "Юрга"	Маркелово	36	0	0	0	0
49	Юргинский РЭС	ПС 110/10 кВ "Шипаково"	Некрасово	13	0	0	0	0
50	Юргинский РЭС	ПС 110/10 кВ "Юрга"	Палецкая	103	17	3	14	9
51	Юргинский РЭС	ПС 110/10 кВ "Плетнёво"	Плетнёво	96	139	5	134	15
52	Юргинский РЭС	ПС 110/10 кВ "Плетнёво"	Соколово	52	21	3	18	9
53	Юргинский РЭС	ПС 110/10 кВ "Юрга"	Чурино	19	1	0	1	0
54	Юргинский РЭС	ПС 110/10 кВ "Шипаково"	Шипаково	145	28	2	26	6
<b>Итого: Юргинский РЭС</b>				<b>1019</b>	<b>274</b>	<b>13</b>	<b>261</b>	<b>39</b>
<b>Ялutorовский РЭС</b>								

Договор ОАО «Тюменьэнерго»

Согласовано:  
секретарь конкурсной комиссии  
ОАО «Тюменьэнерго» Марков И.В.



№ п/п	РЭС	ПС	Населенный пункт	Характеристика ЩУ				
				1-фазный, шт.	3-фазный, шт.			ТТ шт.
1	2	3	4		Всего 3-фаз.	Трансформат орного вкл.	Прямого вкл.	
1	2	3	4	4	5	6	7	8
55	Ялуторовский РЭС	ПС 110/35/10 кВ "Красный Яр"	Авазбакеево	81	5	0	5	0
56	Ялуторовский РЭС	ПС 110/10 кВ "Старый Кавдык"	Анясимовка	0	5	5	0	15
57	Ялуторовский РЭС	ПС 110/35/10 кВ "Красный Яр"	Аслана	280	58	3	55	9
58	Ялуторовский РЭС	ПС 110/10 кВ "Кавдык"	Бердюгино	0	4	3	1	9
59	Ялуторовский РЭС	ПС 110/10 кВ "Атыялово"	Большое Тихвино	0	2	1	1	3
60	Ялуторовский РЭС	ПС 110/10 кВ "Зиново"	Зиново	5	10	5	5	15
61	Ялуторовский РЭС	ПС 110/10 кВ "Петелино"	Каньга	63	6	2	4	6
62	Ялуторовский РЭС	ПС 110/10 кВ "Петелино"	Коктоль	0	4	4	0	12
63	Ялуторовский РЭС	ПС 110/35/10 кВ "Красный Яр"	Красный Яр	82	17	1	16	3
64	Ялуторовский РЭС	ПС 110/10 кВ "Томилово"	Криволукская	146	31	2	29	6
65	Ялуторовский РЭС	ПС 110/35/10 кВ "Красный Яр"	Малая Тихвина	43	5	1	4	3
66	Ялуторовский РЭС	ПС 110/35/10 кВ "Красный Яр"	Новоятылово	0	1	1	0	3
67	Ялуторовский РЭС	ПС 110/10 кВ "Зиново"	озеро Сингуль	0	3	0	3	0
68	Ялуторовский РЭС	ПС 110/35/10 кВ "Красный Яр"	Осиново	83	5	0	5	0
69	Ялуторовский РЭС	ПС 110/10 кВ "Ялуторовская"	Памятное	14	10	0	10	0
70	Ялуторовский РЭС	ПС 110/10 кВ "Петелино"	Петелино	0	8	6	2	18
71	Ялуторовский РЭС	ПС 110/10 кВ "Зиново"	часть	0	1	1	0	3
72	Ялуторовский РЭС	ПС 110/10 кВ "Ялуторовская"	Прогресс	0	2	2	0	6
73	Ялуторовский РЭС	ПС 110/10 кВ "Зиново"	Соснино	0	1	1	0	3
74	Ялуторовский РЭС	ПС 110/10 кВ "Старый Кавдык"	Старый Кавдык	1	12	8	4	24
75	Ялуторовский РЭС	ПС 110/10 кВ "Томилово"	Хохлово	0	3	3	0	9
76	Ялуторовский РЭС	ПС 110/10 кВ "Киево"	Черемушки	0	1	1	0	3
77	Ялуторовский РЭС	ПС 110/10 кВ "Зиново"	Южная	0	1	1	0	3
78	Ялуторовский РЭС	ПС 110/10 кВ "Зиново"	Яр	0	1	1	0	3
Итого: Ялуторовский РЭС				798	196	52	144	156
Всего: Южное ТПО филиала ОАО "Тюменьэнерго"				5464	1062	81	981	243
Тюменские распределительные сети								

ЗАКАЗЧИК:

\_\_\_\_\_ //

ПОДРЯДЧИК:

\_\_\_\_\_ //

Согласовано:  
секретарь конкурсной комиссии  
ОАО «Тюменьэнерго» Марков И.В.

Договор ОАО «Тюменьэнерго»



**Организация систем учета абонентов многоквартирных домов  
Южного ТПО филиала ОАО "Тюменьэнерго" Тюменские распределительные сети**

№ п/п	РЭС	Населенный пункт	Адрес (улица, строение)	Кол-во точек учета	Макс. ток, А	Место установки (ЩУ, ВЩУ, квартира)	Кол-во выносных щитов учета, шт.	Вид передачи данных
1	2	3	4	5	6	7	8	9
<b>Заводоуковский РЭС</b>								
1	Заводоуковский РЭС	Бигила	Школьная - 18	12	100	Подъезд	-	pls
2	Заводоуковский РЭС	Лыбаево	Школьная - 1	11	100	Квартира	-	pls
3	Заводоуковский РЭС	Лыбаево	Школьная - 1	1	100	Квартира	-	pls
4	Заводоуковский РЭС	Лыбаево	Школьная - 11	8	100	Квартира	-	pls
5	Заводоуковский РЭС	Шестаково	Шоссейная - 12а	16	100	Подъезд	-	pls
6	Заводоуковский РЭС	Гилёво	Молодёжная -14	24	100	Квартира	-	pls
<b>Итого: Заводоуковский РЭС</b>				72			0	
<b>Упоровский РЭС</b>								
1	Упоровский РЭС	с. Упорово	ул. Строителей д.21 А	18	435	Квартира	1	pls
<b>Итого: Упоровский РЭС</b>				18			1	
<b>Ялуторовский РЭС</b>								
1	Ялуторовский РЭС	Памятное	Березовая, д.23	16	160	Квартира	-	pls
<b>Итого: Ялуторовский РЭС</b>				16			0	
<b>Всего: Южное ТПО филиала ОАО "Тюменьэнерго"</b>				106			1	
<b>Тюменские распределительные сети</b>								

**ЗАКАЗЧИК:**

\_\_\_\_\_ //

**ПОДРЯДЧИК:**

\_\_\_\_\_ //

Договор ОАО «Тюменьэнерго»

Согласовано:  
секретарь конкурсной комиссии  
ОАО «Тюменьэнерго» Марков И.В.



**Организация систем учета на вводах многоквартирных домов  
Южного ТПО филиала ОАО "Тюменьэнерго" Тюменские распределительные сети**

№ п/п	РЭС	Населенный пункт	Адрес (улица, строение)	Кол-во точек учета	Кол-во фаз	Макс. ток, А	Кол-во ТТ, комп.	Место установки (ВРУ, ТП)	Кол-во щитов учета, шт.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
<b>Заводоуковский РЭС</b>									
1	Заводоуковский РЭС	Бигила	Школьная - 18	1	3	100	0	На опоре	1
	<b>Заводоуковский РЭС</b>	<b>Бигила</b>		<b>1</b>			<b>0</b>		<b>1</b>
2	Заводоуковский РЭС	Лыбаево	Школьная - 1	1	3	100	0	На опоре	1
3	Заводоуковский РЭС	Лыбаево	Школьная - 2	1	3	100	0	На опоре	1
4	Заводоуковский РЭС	Лыбаево	Школьная - 11	1	3	100	0	На опоре	1
	<b>Заводоуковский РЭС</b>	<b>Лыбаево</b>		<b>3</b>			<b>0</b>		<b>3</b>
5	Заводоуковский РЭС	Шестаково	Шоссейная - 12а	1	3	150	1	ТП	1
	<b>Заводоуковский РЭС</b>	<b>Шестаково</b>		<b>1</b>			<b>1</b>		<b>1</b>
6	Заводоуковский РЭС	Гилёво	Молодёжная -14	1	3	250	1	ВРУ	1
	<b>Заводоуковский РЭС</b>	<b>Гилёво</b>		<b>1</b>			<b>1</b>		<b>1</b>
7	Заводоуковский РЭС	Горюново	Шоссейная -5	1	3	100	0	ВРУ	1
	<b>Заводоуковский РЭС</b>	<b>Горюново</b>		<b>1</b>			<b>0</b>		<b>1</b>
8	Заводоуковский РЭС	Падун	Школьная - 20	1	3	150	0	На опоре	1
	<b>Заводоуковский РЭС</b>	<b>Падун</b>		<b>1</b>			<b>0</b>		<b>1</b>
9	Заводоуковский РЭС	Пригородный	Профсоюзная -1	1	3	150	0	Фасад	1
10	Заводоуковский РЭС	Пригородный	Профсоюзная -2а	1	3	250	0	ВРУ	1
	<b>Заводоуковский РЭС</b>	<b>Пригородный</b>		<b>2</b>			<b>0</b>		<b>2</b>
11	Заводоуковский РЭС	Щучье	Камчатская	1	3	100	0	На опоре	1
	<b>Заводоуковский РЭС</b>	<b>Щучье</b>		<b>1</b>			<b>0</b>		<b>1</b>
<b>Итого: Заводоуковский РЭС</b>				<b>11</b>			<b>2</b>		<b>11</b>
<b>Упоровский РЭС</b>									
1	Упоровский РЭС	с. Упорово	ул. Строителей д.21 А	1	3	435	1	На опоре	1
2	Упоровский РЭС	с. Упорово	ул. Каратаева д.13	1	3	400	1	На опоре	1
	<b>Упоровский РЭС</b>	<b>с. Упорово</b>		<b>2</b>			<b>2</b>		<b>2</b>
<b>Итого: Упоровский РЭС</b>				<b>2</b>			<b>2</b>		<b>2</b>
<b>Ялуторовский РЭС</b>									
1	Ялуторовский РЭС	Беркут	Первомайская, д.14	1	3	135	1	На опоре	1
2	Ялуторовский РЭС	Беркут	Первомайская, д.18	1	3	160	1	На опоре	1
3	Ялуторовский РЭС	Беркут	Первомайская, д.16	1	3	160	1	На опоре	1
4	Ялуторовский РЭС	Беркут	Первомайская, д.24	1	3	160	1	На опоре	1
5	Ялуторовский РЭС	Беркут	Первомайская, д.27	1	3	160	1	На опоре	1
6	Ялуторовский РЭС	Беркут	Первомайская, д.34	1	3	135	1	На опоре	1
	<b>Ялуторовский РЭС</b>	<b>Беркут</b>		<b>6</b>			<b>6</b>		<b>6</b>
7	Ялуторовский РЭС	Зиново	Советская, д.8	1	3	75	0	На опоре	1
	<b>Ялуторовский РЭС</b>	<b>Зиново</b>		<b>1</b>			<b>0</b>		<b>1</b>
8	Ялуторовский РЭС	Коктюль	Школьная, д.9	1	3	75	0	На опоре	1
	<b>Ялуторовский РЭС</b>	<b>Коктюль</b>		<b>1</b>			<b>0</b>		<b>1</b>
9	Ялуторовский РЭС	Памятное	Фрунзе, д.19	1	3	160	1	На опоре	1
10	Ялуторовский РЭС	Памятное	Фрунзе, д.21	1	3	160	1	На опоре	1
11	Ялуторовский РЭС	Памятное	Чкалова, д.20	1	3	135	1	На опоре	1
12	Ялуторовский РЭС	Памятное	Лесная, д.2 "а"	1	3	135	1	На опоре	1
13	Ялуторовский РЭС	Памятное	Березовая, д.23	1	3	160	1	На опоре	1
	<b>Ялуторовский РЭС</b>	<b>Памятное</b>		<b>5</b>			<b>5</b>		<b>5</b>
14	Ялуторовский РЭС	Петелино	Ленина, д.29	1	3	75	0	На опоре	1
	<b>Ялуторовский РЭС</b>	<b>Петелино</b>		<b>1</b>			<b>0</b>		<b>1</b>
15	Ялуторовский РЭС	Старый Кавдык	Центральная, д.69	1	3	135	1	На опоре	1
	<b>Ялуторовский РЭС</b>	<b>Старый Кавдык</b>		<b>1</b>			<b>1</b>		<b>1</b>
16	Ялуторовский РЭС	Хохлово	Центральная, д.1	1	3	160	1	На опоре	1
17	Ялуторовский РЭС	Хохлово	Центральная, д.3	1	3	160	1	На опоре	1
	<b>Ялуторовский РЭС</b>	<b>Хохлово</b>		<b>2</b>			<b>2</b>		<b>2</b>
<b>Итого: Ялуторовский РЭС</b>				<b>17</b>			<b>14</b>		<b>17</b>
<b>Всего: Южное ТПО филиала ОАО "Тюменьэнерго"</b>				<b>30</b>			<b>18</b>		<b>30</b>
<b>Тюменские распределительные сети</b>									

ЗАКАЗЧИК:

ПОДРЯДЧИК:

Договор ОАО «Тюменьэнерго»

Согласовано:  
секретарь конкурсной комиссии  
ОАО «Тюменьэнерго» Марков И.В.



Организация систем учета на ПС, ТП, РУ, КТП  
Южного ТПО филиала ОАО «Тюменьэнерго» Тюменские распределительные сети

№ п/п	РЭС	Наименование ПС, ТП, КТП	Населенный пункт	Уровень напряжения	Кол-во счетчиков, шт.	Кол-во ТТ, шт.	Кол-во ТН, шт.	Кабельная продукция, м	Оборудование сбора передачи данных	Прочее оборудование
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
<b>Армизонский РЭС</b>										
1	Армизонский РЭС	ПС "Армизон" ВЛ-10 кВ "Жиряки" ТП №107	д. Жиряки	0.4	1	3	0	ВВГ-3х2,5 - 9м.	gsm	
2	Армизонский РЭС	ПС "Армизон" ВЛ-10 кВ "Жиряки" ТП №747	д. Жиряки	0.4	1	3	0	ВВГ-3х2,5 - 9м.	gsm	
3	Армизонский РЭС	ПС "Армизон" ВЛ-10 кВ "Жиряки" ТП №725	д. Меньшиково	0.4	1	3	0	ВВГ-3х2,5 - 9м.	gsm	
4	Армизонский РЭС	ПС "Раздолье" ВЛ-10 кВ "Восточный" ТП №753	с. Раздолье	0.4	1	3	0	ВВГ-3х2,5 - 9м.	gsm	
5	Армизонский РЭС	ПС "Орлово" ВЛ-10 кВ "Южно-Дубровное" ТП №810	с. Южно-Дубровное	0.4	1	3	0	ВВГ-3х2,5 - 9м.	gsm	
<b>Итого: Армизонский РЭС</b>					5	15	0			
<b>Заводоуковский РЭС</b>										
1	Заводоуковский РЭС	ПС "Дроново" ф. "Бигила" 10 кВ ТП №105	д. Бигила	0.4	1	3	0	ВВГ-3х2,5 - 9м.	gsm	
2	Заводоуковский РЭС	ПС "Дроново" ф. "Бигила" 10 кВ ТП №36	д. Бигила	0.4	1	3	0	ВВГ-3х2,5 - 9м.	gsm	
3	Заводоуковский РЭС	ПС "Дроново" ф. "Бигила" 10 кВ ТП №409	д. Бигила	0.4	1	3	0	ВВГ-3х2,5 - 9м.	gsm	
4	Заводоуковский РЭС	ПС "Дроново" ф. "Бигила" 10 кВ ТП №428	д. Бигила	0.4	1	3	0	ВВГ-3х2,5 - 9м.	gsm	
5	Заводоуковский РЭС	ПС "Дроново" ф. "Бигила" 10 кВ ТП №464	д. Бигила	0.4	1	3	0	ВВГ-3х2,5 - 9м.	gsm	
6	Заводоуковский РЭС	ПС "Новая Займка" ф. "Сосновка" 10 кВ ТП №102	д. Кошелево	0.4	1	3	0	ВВГ-3х2,5 - 9м.	gsm	
7	Заводоуковский РЭС	ПС "Новая Займка" ф. "Сосновка" 10 кВ ТП №427	д. Кошелево	0.4	1	3	0	ВВГ-3х2,5 - 9м.	gsm	
8	Заводоуковский РЭС	ПС "Новая Займка" ф. "Южный" 10 кВ ТП №19	д. Новогайская	0.4	1	3	0	ВВГ-3х2,5 - 9м.	gsm	
9	Заводоуковский РЭС	ПС "Новая Займка" ф. "Южный" 10 кВ ТП №202	д. Новогайская	0.4	1	3	0	ВВГ-3х2,5 - 9м.	gsm	
10	Заводоуковский РЭС	ПС "Озерки" ф. "Спорткомплекс" 10 кВ ТП №004	д. Озерки	0.4	1	3	0	ВВГ-3х2,5 - 9м.	gsm	
11	Заводоуковский РЭС	ПС "Озерки" ф. "Спорткомплекс" 10 кВ ТП №456	д. Озерки	0.4	1	3	0	ВВГ-3х2,5 - 9м.	gsm	
12	Заводоуковский РЭС	ПС "Заводоуковская" ф. "Сельэнерго" 10 кВ ТП №47	д. Плехино	0.4	1	3	0	ВВГ-3х2,5 - 9м.	gsm	
13	Заводоуковский РЭС	ПС "Боровинка" ф. "Шестаково" 10 кВ ТП №111	д. Покровка	0.4	1	3	0	ВВГ-3х2,5 - 9м.	gsm	
14	Заводоуковский РЭС	ПС "Боровинка" ф. "Шестаково" 10 кВ ТП №415	д. Покровка	0.4	1	3	0	ВВГ-3х2,5 - 9м.	gsm	
15	Заводоуковский РЭС	ПС "Колесниково" ф. "Сединкино" 10 кВ ТП №211	д. Сединкино	0.4	1	3	0	ВВГ-3х2,5 - 9м.	gsm	
16	Заводоуковский РЭС	ПС "Колесниково" ф. "Сединкино" 10 кВ ТП №32	д. Сединкино	0.4	1	3	0	ВВГ-3х2,5 - 9м.	gsm	
17	Заводоуковский РЭС	ПС "Горюново" ф. "Лесной" 10 кВ ТП №15	пос. Лесной	0.4	1	3	0	ВВГ-3х2,5 - 9м.	gsm	
18	Заводоуковский РЭС	ПС "Горюново" ф. "Мичуринский" 10 кВ ТП №10	пос. Мичуринский	0.4	1	3	0	ВВГ-3х2,5 - 9м.	gsm	
19	Заводоуковский РЭС	ПС "Горюново" ф. "Мичуринский" 10 кВ ТП №123	пос. Мичуринский	0.4	1	3	0	ВВГ-3х2,5 - 9м.	gsm	
20	Заводоуковский РЭС	ПС "Комсомольская" ф. "Речной" 10 кВ ТП №25	пос. Речной	0.4	1	3	0	ВВГ-3х2,5 - 9м.	gsm	
21	Заводоуковский РЭС	ПС "Комсомольская" ф. "Речной" 10 кВ ТП №404	пос. Речной	0.4	1	3	0	ВВГ-3х2,5 - 9м.	gsm	
22	Заводоуковский РЭС	ПС "Комсомольская" ф. "Речной" 10 кВ ТП №7	пос. Речной	0.4	1	3	0	ВВГ-3х2,5 - 9м.	gsm	
23	Заводоуковский РЭС	ПС "Заводоуковская" ф. "Зерновой" 10 кВ ТП №213	пос. Степной	0.4	1	3	0	ВВГ-3х2,5 - 9м.	gsm	
24	Заводоуковский РЭС	ПС "Заводоуковская" ф. "Зерновой" 10 кВ ТП №419	пос. Степной	0.4	1	3	0	ВВГ-3х2,5 - 9м.	gsm	
25	Заводоуковский РЭС	ПС "Горюново" ф. "Центральный" 10 кВ ТП №13	пос. Центральный	0.4	1	3	0	ВВГ-3х2,5 - 9м.	gsm	
26	Заводоуковский РЭС	ПС "Горюново" ф. "Центральный" 10 кВ ТП №18	пос. Центральный	0.4	1	3	0	ВВГ-3х2,5 - 9м.	gsm	
27	Заводоуковский РЭС	ПС "Горюново" ф. "Центральный" 10 кВ ТП №437	пос. Центральный	0.4	1	3	0	ВВГ-3х2,5 - 9м.	gsm	
28	Заводоуковский РЭС	ПС "Горюново" ф. "Центральный" 10 кВ ТП №75	пос. Центральный	0.4	1	3	0	ВВГ-3х2,5 - 9м.	gsm	
29	Заводоуковский РЭС	ПС "Дроново" ф. "Дроново-2" 10 кВ ТП №129	с. Дроново	0.4	1	3	0	ВВГ-3х2,5 - 9м.	gsm	
30	Заводоуковский РЭС	ПС "Дроново" ф. "Дроново-2" 10 кВ ТП №133	с. Дроново	0.4	1	3	0	ВВГ-3х2,5 - 9м.	gsm	
31	Заводоуковский РЭС	ПС "Дроново" ф. "Дроново-2" 10 кВ ТП №195	с. Дроново	0.4	1	3	0	ВВГ-3х2,5 - 9м.	gsm	
32	Заводоуковский РЭС	ПС "Дроново" ф. "Дроново-2" 10 кВ ТП №215	с. Дроново	0.4	1	3	0	ВВГ-3х2,5 - 9м.	gsm	
33	Заводоуковский РЭС	ПС "Дроново" ф. "Дроново-2" 10 кВ ТП №44	с. Дроново	0.4	1	3	0	ВВГ-3х2,5 - 9м.	gsm	
34	Заводоуковский РЭС	ПС "Дроново" ф. "Хорзово" 10 кВ ТП №208	с. Дроново	0.4	1	3	0	ВВГ-3х2,5 - 9м.	gsm	
35	Заводоуковский РЭС	ПС "Колесниково" ф. "Колесниково-2" 10 кВ ТП №148	с. Колесниково	0.4	1	3	0	ВВГ-3х2,5 - 9м.	gsm	
36	Заводоуковский РЭС	ПС "Лыбаево" ф. "Лыбаево-2" 10 кВ ТП №115	с. Лыбаево	0.4	1	3	0	ВВГ-3х2,5 - 9м.	gsm	
37	Заводоуковский РЭС	ПС "Лыбаево" ф. "Лыбаево-2" 10 кВ ТП №412	с. Лыбаево	0.4	1	3	0	ВВГ-3х2,5 - 9м.	gsm	
38	Заводоуковский РЭС	ПС "Лыбаево" ф. "Лыбаево-2" 10 кВ ТП №475	с. Лыбаево	0.4	1	3	0	ВВГ-3х2,5 - 9м.	gsm	
39	Заводоуковский РЭС	ПС "Лыбаево" ф. "Школьный" 10 кВ ТП №407	с. Лыбаево	0.4	1	3	0	ВВГ-3х2,5 - 9м.	gsm	
40	Заводоуковский РЭС	ПС "Лыбаево" ф. "Школьный" 10 кВ ТП №501	с. Лыбаево	0.4	1	3	0	ВВГ-3х2,5 - 9м.	gsm	
41	Заводоуковский РЭС	ПС "Лыбаево" ф. "Школьный" 10 кВ ТП №57	с. Лыбаево	0.4	1	3	0	ВВГ-3х2,5 - 9м.	gsm	
42	Заводоуковский РЭС	ПС "Лыбаево" ф. "Школьный" 10 кВ ТП №58	с. Лыбаево	0.4	1	3	0	ВВГ-3х2,5 - 9м.	gsm	
43	Заводоуковский РЭС	ПС "Лыбаево" ф. "Школьный" 10 кВ ТП №84	с. Лыбаево	0.4	1	3	0	ВВГ-3х2,5 - 9м.	gsm	
44	Заводоуковский РЭС	ПС "Лыбаево" ф. "Школьный" 10 кВ ТП №92	с. Лыбаево	0.4	1	3	0	ВВГ-3х2,5 - 9м.	gsm	
45	Заводоуковский РЭС	ПС "Боровинка" ф. "Шестаково" 10 кВ ТП №018	с. Шестаково	0.4	1	3	0	ВВГ-3х2,5 - 9м.	gsm	
46	Заводоуковский РЭС	ПС "Боровинка" ф. "Шестаково" 10 кВ ТП №108	с. Шестаково	0.4	1	3	0	ВВГ-3х2,5 - 9м.	gsm	
47	Заводоуковский РЭС	ПС "Боровинка" ф. "Шестаково" 10 кВ ТП №127	с. Шестаково	0.4	1	3	0	ВВГ-3х2,5 - 9м.	gsm	
48	Заводоуковский РЭС	ПС "Боровинка" ф. "Шестаково" 10 кВ ТП №162	с. Шестаково	0.4	1	3	0	ВВГ-3х2,5 - 9м.	gsm	
49	Заводоуковский РЭС	ПС "Боровинка" ф. "Шестаково" 10 кВ ТП №203	с. Шестаково	0.4	1	3	0	ВВГ-3х2,5 - 9м.	gsm	
50	Заводоуковский РЭС	ПС "Боровинка" ф. "Шестаково" 10 кВ ТП №481	с. Шестаково	0.4	1	3	0	ВВГ-3х2,5 - 9м.	gsm	
<b>Итого: Заводоуковский РЭС</b>					50	150	0		gsm	
<b>Омутинский РЭС</b>										
1	Омутинский РЭС	ПС "Омутинка" ф. "Горьковский" 10 кВ ТП №537	д. Кашевская	0.4	1	3	0	ВВГ-3х2,5 - 9м.	gsm	
2	Омутинский РЭС	ПС "Омутинка" ф. "Омутинский" 10 кВ ТП №404	с. Большой Краснояр	0.4	1	3	0	ВВГ-3х2,5 - 9м.	gsm	
3	Омутинский РЭС	ПС "Ситниково" ф. "Журавли" 10 кВ ТП №667	с. Журавли	0.4	1	3	0	ВВГ-3х2,5 - 9м.	gsm	
4	Омутинский РЭС	ПС "Омутинка" ВЛ-10 кВ "Прогресс 1" ТП №707	с. Омутинское	0.4	1	3	0	ВВГ-3х2,5 - 9м.	gsm	
5	Омутинский РЭС	ПС "Омутинка" ф. "Прогресс 1" 10 кВ ТП №501	с. Омутинское	0.4	1	3	0	ВВГ-3х2,5 - 9м.	gsm	
6	Омутинский РЭС	ПС "Ситниково" ф. "Дмитриево" 10 кВ ТП №561	с. Ситниково	0.4	1	3	0	ВВГ-3х2,5 - 9м.	gsm	
<b>Итого: Омутинский РЭС</b>					6	18	0			
<b>Упоровский РЭС</b>										
1	Упоровский РЭС	ПС 35/10 кВ "Масали" ф. "Дубровное" 10 кВ ТП №378	д. Видонова	0.4	1	3	0	ВВГ-3х2,5 - 9м.	gsm	
2	Упоровский РЭС	ПС 110/35/10 кВ "Ингалинка" ф. "Лыково" 10 кВ ТП №317	д. Лыкова	0.4	1	3	0	ВВГ-3х2,5 - 9м.	gsm	
3	Упоровский РЭС	ПС 110/35/10 кВ "Ингалинка" ф. "Лыково" 10 кВ ТП №337	д. Лыкова	0.4	1	3	0	ВВГ-3х2,5 - 9м.	gsm	
4	Упоровский РЭС	ПС 110/35/10 кВ "Ингалинка" ф. "Ингалинка" 10 кВ ТП №323	д. Нифаки	0.4	1	3	0	ВВГ-3х2,5 - 9м.	gsm	
5	Упоровский РЭС	ПС 110/35/10 кВ "Упорово" ф. "Черная 2" 10 кВ ТП №314	д. Черная	0.4	1	3	0	ВВГ-3х2,5 - 9м.	gsm	
6	Упоровский РЭС	ПС 110/35/10 кВ "Емуртла" ф. "Кашир" 10 кВ ТП №085	пос. Емуртлинский	0.4	1	3	0	ВВГ-3х2,5 - 9м.	gsm	
7	Упоровский РЭС	ПС 110/35/10 кВ "Емуртла" ф. "Зернокомплес" 10 кВ ТП №084	пос. Емуртлинский	0.4	1	3	0	ВВГ-3х2,5 - 9м.	gsm	
8	Упоровский РЭС	ПС 110/35/10 кВ "Емуртла" ф. "Октябрьский" 10 кВ ТП №287	пос. Первомайский	0.4	1	3	0	ВВГ-3х2,5 - 9м.	gsm	
9	Упоровский РЭС	ПС 110/35/10 кВ "Емуртла" ф. "Октябрьский" 10 кВ ТП №364	пос. Первомайский	0.4	1	3	0	ВВГ-3х2,5 - 9м.	gsm	
10	Упоровский РЭС	ПС 110/35/10 кВ "Буньково" ф. "Буньково" 10 кВ ТП №278	с. Буньково	0.4	1	3	0	ВВГ-3х2,5 - 9м.	gsm	
11	Упоровский РЭС	ПС 110/35/10 кВ "Упорово" ф. "Бызово" 10 кВ ТП №265	с. Бызово	0.4	1	3	0	ВВГ-3х2,5 - 9м.	gsm	
12	Упоровский РЭС	ПС 110/35/10 кВ "Ингалинка" ВЛ-10 кВ "Пушкарёво" ТП №094	с. Ингалинское	0.4	1	3	0	ВВГ-3х2,5 - 9м.	gsm	
13	Упоровский РЭС	ПС 110/35/10 кВ "Ингалинка" ф. "Ингалинка" 10 кВ ТП №325	с. Ингалинское	0.4	1	3	0	ВВГ-3х2,5 - 9м.	gsm	
14	Упоровский РЭС	ПС 110/35/10 кВ "Ингалинка" ф. "Ингалинка" 10 кВ ТП №327	с. Ингалинское	0.4	1	3	0	ВВГ-3х2,5 - 9м.	gsm	

Секретарь конкурсной комиссии  
ОАО «Тюменьэнерго» Марков И.В.

Договор ОАО «Тюменьэнерго»



№ п/п	РЭС	Наименование ПС, ТП, КТП	Населенный пункт	Уровень напряжения	Кол-во счетчиков, шт.	Кол-во ТТ, шт.	Кол-во ТН, шт.	Кабельная продукция, м	Оборудование сбора передачи данных	Прочее оборудование
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
22	Упоровский РЭС	ПС 110/10 кВ "Пятково" ф. "Пантелеевка" 10 кВ ТП №509	с. Крашенинино	0.4	1	3	0	ВВГ-3х2,5 - 9м.	gsm	
23	Упоровский РЭС	ПС 110/35/10 кВ "Ингалника" ВЛ-10 кВ "Комплексе" ТП №316	с. Липиха	0.4	1	3	0	ВВГ-3х2,5 - 9м.	gsm	
24	Упоровский РЭС	ПС 110/35/10 кВ "Ингалника" ВЛ-10 кВ "Комплексе" ТП №338	с. Липиха	0.4	1	3	0	ВВГ-3х2,5 - 9м.	gsm	
25	Упоровский РЭС	ПС 110/35/10 кВ "Ингалника" ф. "Комплексе" 10 кВ ТП №559	с. Липиха	0.4	1	3	0	ВВГ-3х2,5 - 9м.	gsm	
26	Упоровский РЭС	ПС 110/35/10 кВ "Емугла" ф. "Слободчики" 10 кВ ТП №261	с. Слободчики	0.4	1	3	0	ВВГ-3х2,5 - 9м.	gsm	
27	Упоровский РЭС	ПС 110/10 кВ "Тютрино" ф. "Суерка" 10 кВ ТП №211	с. Суерка	0.4	1	3	0	ВВГ-3х2,5 - 9м.	gsm	
28	Упоровский РЭС	ПС 110/10 кВ "Тютрино" ф. "Суерка" 10 кВ ТП №272	с. Суерка	0.4	1	3	0	ВВГ-3х2,5 - 9м.	gsm	
29	Упоровский РЭС	ПС 110/10 кВ "Тютрино" ф. "Суерка" 10 кВ ТП №298	с. Суерка	0.4	1	3	0	ВВГ-3х2,5 - 9м.	gsm	
30	Упоровский РЭС	ПС 110/10 кВ "Тютрино" ф. "Суерка" 10 кВ ТП №324	с. Суерка	0.4	1	3	0	ВВГ-3х2,5 - 9м.	gsm	
31	Упоровский РЭС	ПС 110/10 кВ "Тютрино" ф. "Суерка" 10 кВ ТП №331	с. Суерка	0.4	1	3	0	ВВГ-3х2,5 - 9м.	gsm	
32	Упоровский РЭС	ПС 110/10 кВ "Тютрино" ф. "Суерка" 10 кВ ТП №342	с. Суерка	0.4	1	3	0	ВВГ-3х2,5 - 9м.	gsm	
33	Упоровский РЭС	ПС 110/10 кВ "Тютрино" ф. "Суерка" 10 кВ ТП №369	с. Суерка	0.4	1	3	0	ВВГ-3х2,5 - 9м.	gsm	
34	Упоровский РЭС	ПС 110/10 кВ "Тютрино" ф. "Суерка" 10 кВ ТП №213	с. Суерка	0.4	1	3	0	ВВГ-3х2,5 - 9м.	gsm	
35	Упоровский РЭС	ПС 110/35/10 кВ "Упорово" ф. "Молзавод" 10 кВ ТП №221	с. Упорово	0.4	1	3	0	ВВГ-3х2,5 - 9м.	gsm	
36	Упоровский РЭС	ПС 110/35/10 кВ "Упорово" ф. "Молзавод" 10 кВ ТП №530	с. Упорово	0.4	1	3	0	ВВГ-3х2,5 - 9м.	gsm	
37	Упоровский РЭС	ПС 110/35/10 кВ "Упорово" ф. "Черная 2" 10 кВ ТП №247	с. Упорово	0.4	1	3	0	ВВГ-3х2,5 - 9м.	gsm	
38	Упоровский РЭС	ПС 110/35/10 кВ "Упорово" ф. "Элеватор" 10 кВ ТП №299	с. Упорово	0.4	1	3	0	ВВГ-3х2,5 - 9м.	gsm	
<b>Итого: Упоровский РЭС</b>					<b>38</b>	<b>114</b>	<b>0</b>			
<b>Юргинский РЭС</b>										
1	Юргинский РЭС	ПС "Плетнева" ВЛ-10 кВ "Агарах" ТП №010	д. Агарах	0.4	1	3	0	ВВГ-3х2,5 - 9м.	gsm	
2	Юргинский РЭС	ПС "Плетнева" ф. "Агарах" 10 кВ ТП №053	д. Агарах	0.4	1	3	0	ВВГ-3х2,5 - 9м.	gsm	
3	Юргинский РЭС	ПС "Плетнева" ф. "Агарах" 10 кВ ТП №209	д. Агарах	0.4	1	3	0	ВВГ-3х2,5 - 9м.	gsm	
4	Юргинский РЭС	ПС "Плетнева" ф. "Бельховка" 10 кВ ТП №018	д. Бельховка	0.4	1	3	0	ВВГ-3х2,5 - 9м.	gsm	
5	Юргинский РЭС	ПС "Зонов" ф. "Бушуево" 10 кВ ТП №002	д. Бушуево	0.4	1	3	0	ВВГ-3х2,5 - 9м.	gsm	
6	Юргинский РЭС	ПС "Зонов" ф. "Бушуево" 10 кВ ТП №101	д. Бушуево	0.4	1	3	0	ВВГ-3х2,5 - 9м.	gsm	
7	Юргинский РЭС	ПС "Зонов" ф. "Бушуево" 10 кВ ТП №236	д. Бушуево	0.4	1	3	0	ВВГ-3х2,5 - 9м.	gsm	
8	Юргинский РЭС	ПС "Зонов" ф. "Бушуево" 10 кВ ТП №237	д. Бушуево	0.4	1	3	0	ВВГ-3х2,5 - 9м.	gsm	
9	Юргинский РЭС	ПС "Зонов" ф. "Бушуево" 10 кВ ТП №968	д. Бушуево	0.4	1	3	0	ВВГ-3х2,5 - 9м.	gsm	
10	Юргинский РЭС	ПС "Зонов" ф. "Бушуево" 10 кВ ТП №970	д. Бушуево	0.4	1	3	0	ВВГ-3х2,5 - 9м.	gsm	
11	Юргинский РЭС	ПС "Зонов" ф. "Бушуево" 10 кВ ТП №971	д. Бушуево	0.4	1	3	0	ВВГ-3х2,5 - 9м.	gsm	
12	Юргинский РЭС	ПС "Юрга" ф. "Володино" 10 кВ ТП №117	д. Володино	0.4	1	3	0	ВВГ-3х2,5 - 9м.	gsm	
13	Юргинский РЭС	ПС "Юрга" ф. "Володино" 10 кВ ТП №159	д. Володино	0.4	1	3	0	ВВГ-3х2,5 - 9м.	gsm	
14	Юргинский РЭС	ПС "Юрга" ф. "Володино" 10 кВ ТП №951	д. Володино	0.4	1	3	0	ВВГ-3х2,5 - 9м.	gsm	
15	Юргинский РЭС	ПС "Юрга" ф. "Володино" 10 кВ ТП №952	д. Володино	0.4	1	3	0	ВВГ-3х2,5 - 9м.	gsm	
16	Юргинский РЭС	ПС "Юрга" ф. "Володино" 10 кВ ТП №954	д. Володино	0.4	1	3	0	ВВГ-3х2,5 - 9м.	gsm	
17	Юргинский РЭС	ПС "Юрга" ф. "Л-Юрга" 10 кВ ТП №020	д. Заозерная	0.4	1	3	0	ВВГ-3х2,5 - 9м.	gsm	
18	Юргинский РЭС	ПС "Юрга" ф. "Л-Юрга" 10 кВ ТП №161	д. Заозерная	0.4	1	3	0	ВВГ-3х2,5 - 9м.	gsm	
19	Юргинский РЭС	ПС "Юрга" ф. "Л-Юрга" 10 кВ ТП №207	д. Заозерная	0.4	1	3	0	ВВГ-3х2,5 - 9м.	gsm	
20	Юргинский РЭС	ПС "Юрга" ф. "Л-Юрга" 10 кВ ТП №963	д. Заозерная	0.4	1	3	0	ВВГ-3х2,5 - 9м.	gsm	
21	Юргинский РЭС	ПС "Юрга" ф. "Володина" 10 кВ ТП №955	д. Маркелово	0.4	1	3	0	ВВГ-3х2,5 - 9м.	gsm	
22	Юргинский РЭС	ПС "Юрга" ф. "Некрасово" 10 кВ ТП №218	д. Палецкая	0.4	1	3	0	ВВГ-3х2,5 - 9м.	gsm	
23	Юргинский РЭС	ПС "Юрга" ф. "Некрасово" 10 кВ ТП №219	д. Палецкая	0.4	1	3	0	ВВГ-3х2,5 - 9м.	gsm	
24	Юргинский РЭС	ПС "Юрга" ф. "Некрасово" 10 кВ ТП №962	д. Палецкая	0.4	1	3	0	ВВГ-3х2,5 - 9м.	gsm	
25	Юргинский РЭС	ПС "Плетнево" ф. "Чуманово" 10 кВ ТП №120	д. Соколово	0.4	1	3	0	ВВГ-3х2,5 - 9м.	gsm	
26	Юргинский РЭС	ПС "Плетнево" ф. "Чуманово" 10 кВ ТП №121	д. Соколово	0.4	1	3	0	ВВГ-3х2,5 - 9м.	gsm	
27	Юргинский РЭС	ПС "Шипаково" ф. "Шипаково" 10 кВ ТП №061	д. Шипаково	0.4	1	3	0	ВВГ-3х2,5 - 9м.	gsm	
28	Юргинский РЭС	ПС "Шипаково" ф. "Шипаково" 10 кВ ТП №068	д. Шипаково	0.4	1	3	0	ВВГ-3х2,5 - 9м.	gsm	
29	Юргинский РЭС	ПС "Шипаково" ф. "Шипаково" 10 кВ ТП №957	д. Шипаково	0.4	1	3	0	ВВГ-3х2,5 - 9м.	gsm	
30	Юргинский РЭС	ПС "Плетнево" ф. "Ернякуль" 10 кВ ТП №164	с. Северо-Плетнево	0.4	1	3	0	ВВГ-3х2,5 - 9м.	gsm	
31	Юргинский РЭС	ПС "Плетнево" ф. "Ернякуль" 10 кВ ТП №895	с. Северо-Плетнево	0.4	1	3	0	ВВГ-3х2,5 - 9м.	gsm	
32	Юргинский РЭС	ПС "Плетнево" ф. "Плетнево" 10 кВ ТП №059	с. Северо-Плетнево	0.4	1	3	0	ВВГ-3х2,5 - 9м.	gsm	
33	Юргинский РЭС	ПС "Плетнево" ф. "Плетнево" 10 кВ ТП №189	с. Северо-Плетнево	0.4	1	3	0	ВВГ-3х2,5 - 9м.	gsm	
34	Юргинский РЭС	ПС "Плетнево" ф. "Плетнево" 10 кВ ТП №204	с. Северо-Плетнево	0.4	1	3	0	ВВГ-3х2,5 - 9м.	gsm	
35	Юргинский РЭС	ПС "Плетнево" ф. "Плетнево" 10 кВ ТП №205	с. Северо-Плетнево	0.4	1	3	0	ВВГ-3х2,5 - 9м.	gsm	
36	Юргинский РЭС	ПС "Плетнево" ф. "Плетнево" 10 кВ ТП №993	с. Северо-Плетнево	0.4	1	3	0	ВВГ-3х2,5 - 9м.	gsm	
<b>Итого: Юргинский РЭС</b>					<b>36</b>	<b>108</b>	<b>0</b>			
<b>Ялutorовский РЭС</b>										
1	Ялutorовский РЭС	ПС "Красный Яр" ф. "Ивановка" 10 кВ ТП №168	д. Авазбакево	0.4	1	3	0	ВВГ-3х2,5 - 9м.	gsm	
2	Ялutorовский РЭС	ПС "Красный Яр" ф. "Ивановка" 10 кВ ТП №169	д. Авазбакево	0.4	1	3	0	ВВГ-3х2,5 - 9м.	gsm	
3	Ялutorовский РЭС	ПС "Красный Яр" ф. "Ивановка" 10 кВ ТП №170	д. Авазбакево	0.4	1	3	0	ВВГ-3х2,5 - 9м.	gsm	
4	Ялutorовский РЭС	ПС "Атылово" ф. "КРС" 10 кВ ТП №272	д. Анисимовка	0.4	1	3	0	ВВГ-3х2,5 - 9м.	gsm	
5	Ялutorовский РЭС	ПС "Петелино" ф. "Коктоль" 10 кВ ТП №301	д. Каньга	0.4	1	3	0	ВВГ-3х2,5 - 9м.	gsm	
6	Ялutorовский РЭС	ПС "Петелино" ф. "Коктоль" 10 кВ ТП №318	д. Каньга	0.4	1	3	0	ВВГ-3х2,5 - 9м.	gsm	
7	Ялutorовский РЭС	ПС "Петелино" ф. "Коктоль" 10 кВ ТП №319	д. Каньга	0.4	1	3	0	ВВГ-3х2,5 - 9м.	gsm	
8	Ялutorовский РЭС	ПС "Петелино" ф. "Коктоль" 10 кВ ТП №320	д. Каньга	0.4	1	3	0	ВВГ-3х2,5 - 9м.	gsm	
9	Ялutorовский РЭС	ПС "Красный Яр" ф. "Аслана" 10 кВ ТП №159	д. Красный Яр	0.4	1	3	0	ВВГ-3х2,5 - 9м.	gsm	
10	Ялutorовский РЭС	ПС "Красный Яр" ф. "Аслана" 10 кВ ТП №160	д. Красный Яр	0.4	1	3	0	ВВГ-3х2,5 - 9м.	gsm	
11	Ялutorовский РЭС	ПС "Красный Яр" ф. "Аслана" 10 кВ ТП №161	д. Красный Яр	0.4	1	3	0	ВВГ-3х2,5 - 9м.	gsm	
12	Ялutorовский РЭС	ПС "Красный Яр" ф. "Аслана" 10 кВ ТП №162	д. Красный Яр	0.4	1	3	0	ВВГ-3х2,5 - 9м.	gsm	
13	Ялutorовский РЭС	ПС "Красный Яр" ф. "Аслана" 10 кВ ТП №164	д. Красный Яр	0.4	1	3	0	ВВГ-3х2,5 - 9м.	gsm	
14	Ялutorовский РЭС	ПС "Красный Яр" ф. "Аслана" 10 кВ ТП №177	д. Красный Яр	0.4	1	3	0	ВВГ-3х2,5 - 9м.	gsm	
15	Ялutorовский РЭС	ПС "Красный Яр" ф. "Ивановка" 10 кВ ТП №167	д. Красный Яр	0.4	1	3	0	ВВГ-3х2,5 - 9м.	gsm	
16	Ялutorовский РЭС	ПС "Томилово" ф. "Завод" 10 кВ ТП №329	д. Криволукская	0.4	1	3	0	ВВГ-3х2,5 - 9м.	gsm	
17	Ялutorовский РЭС	ПС "Томилово" ф. "Завод" 10 кВ ТП №323	д. Криволукская	0.4	1	3	0	ВВГ-3х2,5 - 9м.	gsm	
18	Ялutorовский РЭС	ПС "Томилово" ф. "Завод" 10 кВ ТП №324	д. Криволукская	0.4	1	3	0	ВВГ-3х2,5 - 9м.	gsm	
19	Ялutorовский РЭС	ПС "Томилово" ф. "Завод" 10 кВ ТП №325	д. Криволукская	0.4	1	3	0	ВВГ-3х2,5 - 9м.	gsm	
20	Ялutorовский РЭС	ПС "Томилово" ф. "Завод" 10 кВ ТП №326	д. Криволукская	0.4	1	3	0	ВВГ-3х2,5 - 9м.	gsm	
21	Ялutorовский РЭС	ПС "Томилово" ф. "Завод" 10 кВ ТП №327	д. Криволукская	0.4	1	3	0	ВВГ-3х2,5 - 9м.	gsm	
22	Ялutorовский РЭС	ПС "Красный Яр" ф. "Ивановка" 10 кВ ТП №280	д. Малое Тихино	0.4	1	3	0	ВВГ-3х2,5 - 9м.	gsm	
23	Ялutorовский РЭС	ПС "Красный Яр" ф. "Ивановка" 10 кВ ТП №281	д. Малое Тихино	0.4	1	3	0	ВВГ-3х2,5 - 9м.	gsm	
24	Ялutorовский РЭС	ПС "Кавдык" ф. "Кавдык" 10 кВ ТП №118	д. Старый Кавдык	0.4	1	3	0	ВВГ-3х2,5 - 9м.	gsm	
25	Ялutorовский РЭС	ПС "Кавдык" ф. "Кавдык" 10 кВ ТП №120	д. Старый Кавдык	0.4	1	3	0	ВВГ-3х2,5 - 9м.	gsm	
26	Ялutorовский РЭС	ПС "Кавдык" ф. "Кавдык" 10 кВ ТП №122	д. Старый Кавдык	0.4	1	3	0	ВВГ-3х2,5 - 9м.	gsm	
27	Ялutorовский РЭС	ПС "Кавдык" ф. "Кавдык" 10 кВ ТП №123	д. Старый Кавдык	0.4	1	3	0	ВВГ-3х2,5 - 9м.	gsm	
28	Ялutorовский РЭС	ПС "Кавдык" ф. "Кавдык" 10 кВ ТП №125	д. Старый Кавдык	0.4	1	3	0	ВВГ-3х2,5 - 9м.	gsm	
29	Ялutorовский РЭС	ПС "Кавдык" ф. "Кавдык" 10 кВ ТП №126	д. Старый Кавдык	0.4	1	3	0	ВВГ-3х2,5 - 9м.	gsm	
30	Ялutorовский РЭС	ПС "Кавдык" ф. "Кавдык" 10 кВ ТП №127	д. Старый Кавдык	0.4	1	3	0	ВВГ-3х2,5 - 9м.	gsm	
31	Ялutorовский РЭС	ПС "Кавдык" ф. "Кавдык" 10 кВ ТП №128	д. Старый Кавдык	0.4	1	3	0	ВВГ-3х2,5 - 9м.	gsm	
32	Ялutorовский РЭС	ПС "Зинов" ф. "Шорино" 10 кВ ТП №16	озеро Сингуль	0.4	1	3	0	ВВГ-3х2,5 - 9м.	gsm	
33	Ялutorовский РЭС	ПС "Зинов" ф. "Шорино" 10 кВ ТП №335	пригород	0.4	1	3	0	ВВГ-3х2,5 - 9м.	gsm	
34	Ялutorовский РЭС	ПС "Кавдык" ф. "Анисимовка" 10 кВ ТП №110	с. Анисимовка	0.4	1	3	0	ВВГ-3х2,5 - 9м.	gsm	
35	Ялutorовский РЭС	ПС "Кавдык" ф. "Анисимовка" 10 кВ ТП №112	с. Анисимовка	0.4	1	3	0	ВВГ-3х2,5 - 9м.	gsm	
36	Ялutorовский РЭС	ПС "Старый Кавдык" ф. "Анисимовка" 10 кВ ТП №345	с. Анисимовка	0.4	1	3	0	ВВГ-3х2,5 - 9м.	gsm	

Договор ОАО «Тюменьэнерго»

Согласовано:  
секретарь конкурсной комиссии  
ОАО «Тюменьэнерго» Марков И.В.



№ п/п	РЭС	Наименование ПС, ТП, КТП	Населенный пункт	Уровень напряжения	Кол-во счетчиков, шт.	Кол-во ТТ, шт.	Кол-во ТН, шт.	Кабельная продукция, м	Оборудование сбора передачи данных	Прочее оборудование
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
37	Ялуторовский РЭС	ПС "Старый Кавдык" ф. "Анисимовка" 10 кВ ТП №346	с. Анисимовка	0.4	1	3	0	ВВГ 3×2,5, 9м.	gsm	
38	Ялуторовский РЭС	ПС "Красный Яр" ф. "Аслана" 10 кВ ТП №143	с. Аслана	0.4	1	3	0	ВВГ 3×2,5, 9м.	gsm	
39	Ялуторовский РЭС	ПС "Красный Яр" ф. "Аслана" 10 кВ ТП №144	с. Аслана	0.4	1	3	0	ВВГ 3×2,5, 9м.	gsm	
40	Ялуторовский РЭС	ПС "Красный Яр" ф. "Аслана" 10 кВ ТП №145	с. Аслана	0.4	1	3	0	ВВГ 3×2,5, 9м.	gsm	
41	Ялуторовский РЭС	ПС "Красный Яр" ф. "Аслана" 10 кВ ТП №147	с. Аслана	0.4	1	3	0	ВВГ 3×2,5, 9м.	gsm	
42	Ялуторовский РЭС	ПС "Красный Яр" ф. "Аслана" 10 кВ ТП №148	с. Аслана	0.4	1	3	0	ВВГ 3×2,5, 9м.	gsm	
43	Ялуторовский РЭС	ПС "Красный Яр" ф. "Аслана" 10 кВ ТП №149	с. Аслана	0.4	1	3	0	ВВГ 3×2,5, 9м.	gsm	
44	Ялуторовский РЭС	ПС "Красный Яр" ф. "Аслана" 10 кВ ТП №150	с. Аслана	0.4	1	3	0	ВВГ 3×2,5, 9м.	gsm	
45	Ялуторовский РЭС	ПС "Красный Яр" ф. "Аслана" 10 кВ ТП №154	с. Аслана	0.4	1	3	0	ВВГ 3×2,5, 9м.	gsm	
46	Ялуторовский РЭС	ПС "Красный Яр" ф. "Аслана" 10 кВ ТП №155	с. Аслана	0.4	1	3	0	ВВГ 3×2,5, 9м.	gsm	
47	Ялуторовский РЭС	ПС "Кавдык" ф. "Анисимовка" 10 кВ ТП №109	с. Бердюгино	0.4	1	3	0	ВВГ 3×2,5, 9м.	gsm	
48	Ялуторовский РЭС	ПС "Кавдык" ф. "Бердюгино" 10 кВ ТП №232	с. Бердюгино	0.4	1	3	0	ВВГ 3×2,5, 9м.	gsm	
49	Ялуторовский РЭС	ПС "Петелино" ф. "Мыс" 10 кВ ТП №233	с. Бердюгино	0.4	1	3	0	ВВГ 3×2,5, 9м.	gsm	
50	Ялуторовский РЭС	ПС "Зинов" ф. "Зинов" 10 кВ ТП №26	с. Зинов	0.4	1	3	0	ВВГ 3×2,5, 9м.	gsm	
51	Ялуторовский РЭС	ПС "Зинов" ф. "КРС" 10 кВ ТП №25	с. Зинов	0.4	1	3	0	ВВГ 3×2,5, 9м.	gsm	
52	Ялуторовский РЭС	ПС "Зинов" ф. "КРС-1" 10 кВ ТП №30	с. Зинов	0.4	1	3	0	ВВГ 3×2,5, 9м.	gsm	
53	Ялуторовский РЭС	ПС "Зинов" ф. "КРС-1" 10 кВ ТП №31	с. Зинов	0.4	1	3	0	ВВГ 3×2,5, 9м.	gsm	
54	Ялуторовский РЭС	ПС "Зинов" ф. "КРС-1" 10 кВ ТП №32	с. Зинов	0.4	1	3	0	ВВГ 3×2,5, 9м.	gsm	
55	Ялуторовский РЭС	ПС "Зинов" ф. "Сингуль" 10 кВ ТП №1007	с. Зинов	0.4	1	3	0	ВВГ 3×2,5, 9м.	gsm	
56	Ялуторовский РЭС	ПС "Петелино" ф. "Коктоль" 10 кВ ТП №305	с. Коктоль	0.4	1	3	0	ВВГ 3×2,5, 9м.	gsm	
57	Ялуторовский РЭС	ПС "Петелино" ф. "Коктоль" 10 кВ ТП №308	с. Коктоль	0.4	1	3	0	ВВГ 3×2,5, 9м.	gsm	
58	Ялуторовский РЭС	ПС "Петелино" ф. "Коктоль" 10 кВ ТП №310	с. Коктоль	0.4	1	3	0	ВВГ 3×2,5, 9м.	gsm	
59	Ялуторовский РЭС	ПС "Красный Яр" ф. "Аслана" 10 кВ ТП №1057	с. Осново	0.4	1	3	0	ВВГ 3×2,5, 9м.	gsm	
60	Ялуторовский РЭС	ПС "Ялуторовская" ф. "Памятное" 10 кВ ТП №1006	с. Памятное	0.4	1	3	0	ВВГ 3×2,5, 9м.	gsm	
61	Ялуторовский РЭС	ПС "Ялуторовская" ф. "Памятное" 10 кВ ТП №1201	с. Памятное	0.4	1	3	0	ВВГ 3×2,5, 9м.	gsm	
62	Ялуторовский РЭС	ПС "Ялуторовская" ф. "Памятное" 10 кВ ТП №1202	с. Памятное	0.4	1	3	0	ВВГ 3×2,5, 9м.	gsm	
63	Ялуторовский РЭС	ПС "Кавдык" ф. "Бердюгино" 10 кВ ТП №207	с. Петелино	0.4	1	3	0	ВВГ 3×2,5, 9м.	gsm	
64	Ялуторовский РЭС	ПС "Петелино" ф. "Коктоль" 10 кВ ТП №200	с. Петелино	0.4	1	3	0	ВВГ 3×2,5, 9м.	gsm	
65	Ялуторовский РЭС	ПС "Петелино" ф. "Комплексе Хохлово" 10 кВ ТП №208	с. Петелино	0.4	1	3	0	ВВГ 3×2,5, 9м.	gsm	
66	Ялуторовский РЭС	ПС "Петелино" ф. "Мыс" 10 кВ ТП №210	с. Петелино	0.4	1	3	0	ВВГ 3×2,5, 9м.	gsm	
67	Ялуторовский РЭС	ПС "Петелино" ф. "Мыс" 10 кВ ТП №213	с. Петелино	0.4	1	3	0	ВВГ 3×2,5, 9м.	gsm	
68	Ялуторовский РЭС	ПС "Петелино" ф. "Мыс" 10 кВ ТП №214	с. Петелино	0.4	1	3	0	ВВГ 3×2,5, 9м.	gsm	
69	Ялуторовский РЭС	ПС "Петелино" ф. "Мыс" 10 кВ ТП №215	с. Петелино	0.4	1	3	0	ВВГ 3×2,5, 9м.	gsm	
70	Ялуторовский РЭС	ПС "Петелино" ф. "Петелино" 10 кВ ТП №218	с. Петелино	0.4	1	3	0	ВВГ 3×2,5, 9м.	gsm	
71	Ялуторовский РЭС	ПС "Зинов" ф. "Прогресс" 10 кВ ТП №87	с. Прогресс	0.4	1	3	0	ВВГ 3×2,5, 9м.	gsm	
72	Ялуторовский РЭС	ПС "Зинов" ф. "Прогресс" 10 кВ ТП №89	с. Прогресс	0.4	1	3	0	ВВГ 3×2,5, 9м.	gsm	
Итого: Ялуторовский РЭС					72	216	0			
Всего: Южное ТПО филиала ОАО "Тюменьэнерго" Тюменские распределительные сети					207	621	0			

ЗАКАЗЧИК:

ПОДРЯДЧИК:

//

//

Договор ОАО «Тюменьэнерго»

Согласовано:  
секретарь конкурсной комиссии  
ОАО «Тюменьэнерго» Марков И.В.



**Организация систем учета в секторе индивидуальной застройки с использованием оборудования и материалов Заказчика  
Южного ТПО филиала ОАО "Тюменьэнерго" Тюменские распределительные сети**

№ п/п	РЭС	ПС	Населенный пункт	Характеристика ЩУ				
				1-фазный, шт.	3-фазный, шт.			ТТ шт.
					Всего 3-фаз.	Трансформ аторного вкл.	Прямого вкл.	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
<b>Армизонский РЭС</b>								
1	Армизонский РЭС	ПС 110/10 кВ "Калмак"	Калмак	0	1	0	1	0
2	Армизонский РЭС	ПС 110/10 кВ "Орлово"	Красноорлово	0	2	0	2	0
3	Армизонский РЭС	ПС 110/10 кВ "Орлово"	Ю. Дубровное	0	5	0	5	0
4	Армизонский РЭС	ПС 110/10 кВ "Орлово"	Орлово	0	2	0	2	0
5	Армизонский РЭС	ПС 110/10 кВ "Раздолье"	Капразиха	0	1	0	1	0
6	Армизонский РЭС	ПС 110/35/10 кВ "Армизон"	Армизон	1	2	0	2	0
7	Армизонский РЭС	ПС 110/35/10 кВ "Армизон"	Жирыки	1	0	0	0	0
8	Армизонский РЭС	ПС 110/35/10 кВ "Армизон"	Бердюгино	0	1	0	1	0
9	Армизонский РЭС	ПС 110/35/10 кВ "Армизон"	Меньщикова	0	1	0	1	0
10	Армизонский РЭС	ПС 110/35/10 кВ "Армизон"	Прохорово	0	1	0	1	0
11	Армизонский РЭС	ПС 110/35/10 кВ "Армизон"	Снегирёво	0	1	0	1	0
12	Армизонский РЭС	ПС 35/10 кВ "Иваново"	Крашенёво	0	1	0	1	0
<b>Итого: Армизонский РЭС</b>					2	18	0	18
<b>Заводоуковский РЭС</b>								
13	Заводоуковский РЭС	ПС 110/10 кВ "Боровинка"	Боровинка	0	1	1	0	3
14	Заводоуковский РЭС	ПС 110/10 кВ "Горюново"	Лесной	1	1	1	0	3
15	Заводоуковский РЭС	ПС 110/10 кВ "Горюново"	Горюново	2	0	0	0	0
16	Заводоуковский РЭС	ПС 110/10 кВ "Дроново"	Бигла	1	4	4	0	12
17	Заводоуковский РЭС	ПС 110/10 кВ "Дроново"	Дроново	5	3	3	0	9
18	Заводоуковский РЭС	ПС 110/10 кВ "Дроново"	Першино	1	0	0	0	0
19	Заводоуковский РЭС	ПС 110/10 кВ "Новая-Займка"	Н-Займка	0	2	2	0	6
20	Заводоуковский РЭС	ПС 35/10 кВ "Лыбаево"	Сунгурово	1	3	3	0	9
21	Заводоуковский РЭС	ПС 35/10 кВ "Лыбаево"	Комарово	0	1	1	0	3
22	Заводоуковский РЭС	ПС 35/10 кВ "Лыбаево"	Шиликуль	0	2	2	0	6
23	Заводоуковский РЭС	ПС 35/10 кВ "Лыбаево"	Комарово	0	3	3	0	9
<b>Итого: Заводоуковский РЭС</b>				11	20	20	0	60
<b>Омутинский РЭС</b>								
24	Омутинский РЭС	ПС 110/10 кВ "Вагай"	Б-Крутая	0	1	1	0	3
25	Омутинский РЭС	ПС 110/35/10 кВ "Омутинка"	Б-Краснояр	0	1	0	1	0
26	Омутинский РЭС	ПС 110/35/10 кВ "Омутинка"	Ю-Плетнево	0	1	1	0	3
27	Омутинский РЭС	ПС 110/35/10 кВ "Омутинка"	Шабаново	0	3	0	3	0
28	Омутинский РЭС	ПС 110/35/10 кВ "Омутинка"	Слободское	0	2	0	2	0
29	Омутинский РЭС	ПС 110/35/10 кВ "Омутинка"	Томская	0	1	0	1	0
30	Омутинский РЭС	ПС 110/35/10 кВ "Омутинка"	Ю-Плетнево	0	2	1	1	3
31	Омутинский РЭС	ПС 110/35/10 кВ "Омутинка"	Омутинское	0	1	1	0	3
32	Омутинский РЭС	ПС 35/10 кВ "Ситниково"	Савиново	0	1	0	1	0
33	Омутинский РЭС	ПС 35/10 кВ "Ситниково"	Медвежка	1	1	0	1	0
34	Омутинский РЭС	ПС 35/10 кВ "Ситниково"	Шаньгино	0	1	1	0	3
<b>Итого: Омутинский РЭС</b>				1	15	5	10	15
<b>Упоровский РЭС</b>								
35	Упоровский РЭС	ПС 110/10 кВ "Пятково"	Н-Манай	0	1	0	1	0
36	Упоровский РЭС	ПС 110/10 кВ "Пятково"	Киселево	0	1	1	0	3
37	Упоровский РЭС	ПС 110/10 кВ "Пятково"	Пятково	0	1	0	1	0
38	Упоровский РЭС	ПС 110/35/10 кВ "Буньково"	Петропавловка	0	1	1	0	3
39	Упоровский РЭС	ПС 110/35/10 кВ "Емуртла"	Емуртлинский	0	1	0	1	0
40	Упоровский РЭС	ПС 110/35/10 кВ "Емуртла"	Слободчики	0	1	1	0	3
41	Упоровский РЭС	ПС 110/35/10 кВ "Емуртла"	Бердюгино	1	0	0	0	0
42	Упоровский РЭС	ПС 110/35/10 кВ "Емуртла"	Октябрьский	1	1	1	0	3
43	Упоровский РЭС	ПС 110/35/10 кВ "Емуртла"	Маркова	1	2	2	0	6
44	Упоровский РЭС	ПС 110/35/10 кВ "Ингалинка"	Коклягино	1	1	1	0	3
45	Упоровский РЭС	ПС 110/35/10 кВ "Ингалинка"	Пушкарева	2	0	0	0	0
46	Упоровский РЭС	ПС 110/35/10 кВ "Упорово"	Черная	0	2	1	1	3
47	Упоровский РЭС	ПС 110/35/10 кВ "Упорово"	Карагузова	2	0	0	0	0
48	Упоровский РЭС	ПС 110/35/10 кВ "Упорово"	Бызово	4	2	1	1	3
49	Упоровский РЭС	ПС 110/35/10 кВ "Упорово"	Упорово	12	3	3	0	9
50	Упоровский РЭС	ПС 35/10 кВ "Масали"	Кизак	1	0	0	0	0

Договор ОАО «Тюменьэнерго»

Согласовано:  
секретарь конкурсной комиссии  
ОАО «Тюменьэнерго» Марков И.В.



№ п/п	РЭС	ПС	Населенный пункт	Характеристика ЩУ				
				1-фазный, шт.	3-фазный, шт.			ТТ шт.
1	2	3	4	5	Всего 3-фаз.	Трансформ аторного вкл.	Прямого вкл.	8
51	Упоровский РЭС	ПС 35/10 кВ "Масали"	Дубровное	1	0	0	0	0
52	Упоровский РЭС	ПС 35/10 кВ "Масали"	Видоново	0	1	1	0	3
53	Упоровский РЭС	ПС 35/10 кВ "Масали"	Масали	2	0	0	0	0
Итого: Упоровский РЭС				28	18	13	5	39
Юргинский РЭС								
54	Юргинский РЭС	ПС 110/10 кВ "Зоново"	Бушуево	0	2	2	0	6
55	Юргинский РЭС	ПС 110/35/10 кВ "Плетнёво"	С-Плетнёво	0	2	2	0	6
56	Юргинский РЭС	ПС 110/35/10 кВ "Юрга"	Маркелова	0	1	1	0	3
57	Юргинский РЭС	ПС 110/35/10 кВ "Юрга"	Н-Деревня	0	1	1	0	3
58	Юргинский РЭС	ПС 110/35/10 кВ "Юрга"	Юргинское	0	3	3	0	9
59	Юргинский РЭС	ПС 110/35/10 кВ "Юрга"	Бучиха	1	0	0	0	0
60	Юргинский РЭС	ПС 110/35/10 кВ "Юрга"	Палецкая	0	1	1	0	3
Итого: Юргинский РЭС				1	10	10	0	30
Ялуторовский РЭС								
61	Ялуторовский РЭС	ПС 110/10 кВ "Петелино"	Петелино	0	1	0	1	0
62	Ялуторовский РЭС	ПС 110/10 кВ "Петелино"	Коктюль	0	1	1	0	3
63	Ялуторовский РЭС	ПС 110/10 кВ "Петелино"	Каньга	0	2	0	2	0
64	Ялуторовский РЭС	ПС 110/10 кВ "Старый Кавдык"	Новый Кавдык	0	1	0	1	0
65	Ялуторовский РЭС	ПС 110/10 кВ "Старый Кавдык"	Бердюгино	0	1	0	1	0
66	Ялуторовский РЭС	ПС 110/10 кВ "Томилово"	Криволукское	0	2	0	2	0
67	Ялуторовский РЭС	ПС 110/10 кВ "Томилово"	Тюменский тракт	0	2	0	2	0
68	Ялуторовский РЭС	ПС 110/10 кВ "Ялуторовская"	Прогресс	0	1	0	1	0
69	Ялуторовский РЭС	ПС 110/35/10 кВ "Красный Яр"	Аслана	2	3	1	2	3
70	Ялуторовский РЭС	ПС 110/35/10 кВ "Красный Яр"	Красный Яр	1	0	0	0	0
71	Ялуторовский РЭС	ПС 110/35/10 кВ "Красный Яр"	Авазбакаево	1	0	0	0	0
72	Ялуторовский РЭС	ПС 110/35/10 кВ "Красный Яр"	Озерная	0	1	0	1	0
73	Ялуторовский РЭС	ПС 110/35/10 кВ "Красный Яр"	Осиново	0	1	0	1	0
74	Ялуторовский РЭС	ПС 110/35/10 кВ "Красный Яр"	Большое Тихвино	0	1	0	1	0
75	Ялуторовский РЭС	ПС 110/35/10 кВ "Красный Яр"	Малое Тихвино	1	1	0	1	0
76	Ялуторовский РЭС	ПС 35/10 кВ "Стеклозавод"	Кулики	2	0	0	0	0
77	Ялуторовский РЭС	ПС 35/10 кВ "Стеклозавод"	Ревда	0	1	0	1	0
Итого: Ялуторовский РЭС				7	19	2	17	6
Всего: Южное ТПО филиала ОАО "Тюменьэнерго" Тюменские распределительные сети				50	100	50	50	150

ЗАКАЗЧИК:

\_\_\_\_\_ //

ПОДРЯДЧИК:

\_\_\_\_\_ //

Договор ОАО «Тюменьэнерго»

Согласовано:  
секретарь конкурсной комиссии  
ОАО «Тюменьэнерго» Марков И.В.



Приложение №7

к Техническому заданию по Договору № \_\_\_\_\_ от «\_\_» \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.

Перечень оборудования и материалов передаваемого Заказчиком Подрядчику  
Южного ТПО филиала ОАО "Тюменьэнерго" Тюменские распределительные сети

№ п/п	Тип счетчика	Количество
1	2	3
1	Меркурий 203.2Т GBO	50 шт.
2	Меркурий 230ART-02 PQCSIN	50 шт.
3	Меркурий 230ART-03 PQCSIDN	50 шт.

**ЗАКАЗЧИК:**

**ПОДРЯДЧИК:**

\_\_\_\_\_ //

\_\_\_\_\_ //