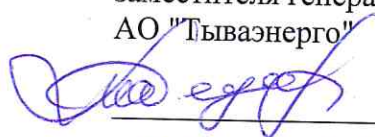


**УТВЕРЖДАЮ:**

И.о. управляющего директора – первого  
заместителя генерального директора  
АО «Тываэнерго»



Н.А. Федоров

"01" 11 2018 г.

**ЗАДАНИЕ НА ПРОЕКТИРОВАНИЕ**

Модернизация системы учета электроэнергии путем внедрения системы АИИСКУЭ на территории Республики Тыва

**1. Основание для проектирования.**

1.1. - Программа мероприятий по снижению потерь электроэнергии на 2018-2022 годы;

- Баланс электрической энергии АО «Тываэнерго» по фидерам ф.1-06, ф.1-10, ф.10-01, ф.10-03, ф.10-10, ф.10-12, ф.11-01, ф.11-02, ф.11-03, ф.11-05, ф.11-06, ф.13-02, ф.13-03, ф.20-01, ф.20-08, ф.40-07, ф.40-08, ф.40-14, ф.40-15, ф.7-05, ф.8-10, ф.8-13, ф.4-02, ф.4-03, ф.4-08, ф.4-10 за 2016 г. .

**2. Нормативно-технические документы (НТД), определяющие требования к оформлению и содержанию проектной и рабочей документации:****2.1.Нормативные акты федерального уровня:**

- Земельный кодекс РФ от 25.10.2001 №136-ФЗ;
- Лесной кодекс РФ от 04.12.2006 №200-ФЗ;
- Водный кодекс РФ от 03.06.2006 №74-ФЗ;
- Градостроительный кодекс РФ от 29.12.2004 №190-ФЗ;
- Постановление Правительства РФ от 16.02.2008 №87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию»;
- ФЗ «Об обеспечении единства измерений» от 26.06.2008 №102-ФЗ;
- ФЗ «О техническом регулировании» от 27.12.2002 №184-ФЗ;
- ФЗ «О связи» от 07.07.2003 №126-ФЗ;
- ФЗ «Об охране окружающей среды» от 10.01.2002 №7-ФЗ;
- ФЗ «Об охране атмосферного воздуха» от 04.05.1999 №96-ФЗ;
- ФЗ «Об особо охраняемых природных территориях» от 14.03.1995 №33-ФЗ;
- ФЗ «О животном мире» от 24.04.1995 №52-ФЗ;
- Постановление Правительства РФ от 13.08.1996 № 997 «Об утверждении Требований по предотвращению гибели объектов животного мира при осуществлении производственных процессов а также при эксплуатации транспортных магистралей, трубопроводов, линий связи и электропередачи»;
- Постановление Правительства РФ от 23.02.1994 №140 «О рекультивации земель, снятии, сохранении и рациональном использовании плодородного слоя почвы»;
- ФЗ от 22.07.2008 № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности»;
- ГОСТ Р 32144-2013 «Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения»;

- ГОСТ Р 21.1101 -2013 «Система проектной документации для строительства. Основные требования к проектной и рабочей документации»;
- СНиП 12-01-2004 Организация строительства;
- МДС 12-81.2007 Методические рекомендации по разработке и оформлению проекта организации строительства и проекта производства работ;
- МДС 12-46.2008 Методические рекомендации по разработке и оформлению проекта организации строительства, проекта организации работ по сносу (демонтажу), проекта производства работ.
- ГОСТ 1983-2001 «Трансформаторы напряжения. Общие технические требования»;
- ГОСТ 7746-2001 «Трансформаторы тока. Общие технические условия»;
- ГОСТ 14254-96 «Степени защиты, обеспечиваемые оболочками (Код IP)»;
- ТР ТС 020/2011 «Электромагнитная совместимость технических средств»;
- ГОСТ Р 8.596-2002 ГСИ. «Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения»;
- РД 34.09.101-94 Типовая инструкция по учету электроэнергии при ее производстве, передаче и распределении;
- РД 34.11.202-95. «Методические указания. Измерительные каналы информационно-измерительных систем. Организация и порядок проведения метрологической аттестации»;
- 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»;
- МИ 2440-97 ГСИ. «Методы экспериментального определения и контроля характеристик погрешности измерительных каналов измерительных систем и измерительных комплексов»;

## **2.2. Отраслевые НТД:**

- Правила устройства электроустановок;
- Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей;
- Правила охраны труда при эксплуатации электроустановок;
- РД 78.36.003-2002 Инженерно-техническая укрепленность. Технические средства охраны. Требования и нормы проектирования по защите объектов от преступных посягательств.

## **2.3. ОРД и НТД ПАО «Россети», ПАО «МРСК Сибири», ПАО «СО ЕЭС»:**

- Положение ПАО «Россети» о единой технической политике в электросетевом комплексе;
- Стандарт организации ПАО «МРСК Сибири» СО 5.148/0 «Единые требования к оборудованию. Положение»;
- Стандарт организации ПАО «МРСК Сибири» СО 5.109/0 «Выполнение работ по созданию, эксплуатации и модернизации АИИС КУЭ. Положение»;
- Стандарт организации ПАО «МРСК Сибири» СО 3.338/0-01 «Правила предотвращения и ликвидации последствий аварий на электросетевых объектах. Регламент»;
- Стандарт организации о технической политике по учету электроэнергии в распределительном электросетевом комплексе ПАО «МРСК Сибири»;
- Стандарт организации ПАО «Россети» СТО 34.01-27.1-001-2014 (ВППБ 27-14) «Правила пожарной безопасности в электросетевом комплексе ПАО «Россети». Общие технические требования»;



- Стандарт организации ПАО «Россети» СТО 34.01-27.3-001-2014 (ВППБ 28-14) «Установка противопожарной защиты. Общие технические требования»;
- Стандарт организации ПАО «Россети» СТО 34.01-27.3-002-2014 (ВППБ 29-14) «Проектирование противопожарной защиты объектов электросетевого комплекса ПАО «Россети». Общие технические требования»;
- Типовые технические требования по организации обмена информацией с диспетчерскими центрами и центрами управления сетями РСК от 19.03.2010; Стандарт организации ПАО «МРСК Сибири» «Техническая политика. Системы учета с удаленным сбором данных оптового и розничного рынков электрической энергии ПАО «МРСК Сибири»» (действующая редакция); Типовое техническое задание на организацию системы учета электроэнергии с удаленным сбором данных, утвержденное приказом ПАО «МРСК Сибири» от 03.09.2015 №780.

Данный список НТД не является полным и окончательным. При проектировании необходимо руководствоваться последними редакциями документов, необходимых и действующих на момент разработки документации.

### **3. Вид строительства и этапы разработки проектной и рабочей документации.**

3.1. Вид строительства: комплексная реконструкция систем учета электроэнергии в сети 10/0,4 кВ с созданием у потребителей автоматизированной системы учета электроэнергии с удаленным сбором данных.

3.2. Перечень титулов, по которым требуется координация решений данной проектной документации: не требуется.

3.3. Этапы разработки документации:

I этап - разработка, согласование с Заказчиком и ИА ПАО «МРСК Сибири» основных технических решений (ОТР) по сооружаемым объектам.

II этап- разработка, согласование и экспертиза проектной документации в соответствии с требованиями нормативно-технических документов; му оборудованию».

III этап- разработка, согласование рабочей документации.

### **4. Основные характеристики проектируемого объекта.**

4.1. В части модернизации систем учета электроэнергии в сети 10/0,4 кВ с созданием у потребителей автоматизированной системы учета электроэнергии с удаленным сбором данных:

<b>Показатель</b>	<b>Значение / Заданные характеристики*</b>
Установка однофазных приборов учета электроэнергии	13 743 шт. у бытовых потребителей 907 шт. у юридических лиц
Установка трехфазных приборов учета электроэнергии	1928 шт. у бытовых потребителей 1 373 шт. у юридических лиц
Установка трехфазных приборов учета электроэнергии на КТП (технический учет)	272 шт.
Установка трехфазных приборов учета электроэнергии в многоквартирных домах (организация общедомового учета на вводах многоквартирных домов)	253 шт.
Установка трехфазных приборов учета электроэнергии на ведомственных ТП	71 шт.
Установка шкафов связи и маршрутизаторов для организации удаленного сбора данных.	272 шт.

Показатель	Значение / Заданные характеристики*
Прочие особенности ВЛ (КЛ, КВЛ), включая рекомендации по типу опор и изоляции (с уточнением в проекте)	Предусмотреть реконструкцию фидеров: ф.1-06, ф.1-10, ф.10-01, ф.10-03, ф.10-10, ф.10-12, ф.11-01, ф.11-02, ф.11-03, ф.11-05, ф.11-06, ф.13-02, ф.13-03, ф.20-01, ф.20-08, ф.40-07, ф.40-08, ф.40-14, ф.40-15, ф.7-05, ф.8-10, ф.8-13, ф.4-02, ф.4-03, ф.4-08, ф.4-10 путем модернизации систем учета электроэнергии в сети 10/0,4 кВ с созданием у потребителей автоматизированной системы учета электроэнергии с удаленным сбором данных

**4.2. В части линий электропередачи 0,4 кВ от магистральных ВЛ-0,4 кВ (замена вводов потребителей):**

Показатель	Значение / Заданные характеристики*
Вид ЛЭП	ВЛ, КЛ (при необходимости)
Пропускная способность	Определить при проектировании
Количество цепей	Определить при проектировании с учетом количества существующих потребителей и наличия резерва
Номинальное напряжение	0,4 кВ
Тип провода на реконструируемых участках	СИП-4 расчётного сечения. Марку и сечение определить проектом. При необходимости предусмотреть наличие дополнительного провода уличного освещения.
Длина трассы	Определить при проектировании из расчета 25 метров на 1 точку учета
Наличие переходов через естественные и искусственные преграды	Определить при проектировании
Район по гололеду	Определить при проектировании
Региональный коэффициент по гололеду	Определить при проектировании
Район по ветру	Определить при проектировании
Региональный коэффициент по ветру	Определить при проектировании
Район по количеству грозových часов в году	Определить при проектировании
Район по степени загрязненности атмосферы	Определить при проектировании
Прочие особенности ВЛ (КЛ, КВЛ), включая рекомендации по типу опор и изоляции (с уточнением в проекте)	Предусмотреть переустройство вводов к существующим потребителям на реконструируемых участках проводом СИП 2А, при трехфазном исполнении – минимальное сечение провода 4×16 мм <sup>2</sup> , при однофазном исполнении – минимальное сечение провода 2×16 мм <sup>2</sup> .

Предусмотреть демонтаж существующих ВЛ 0,4 кВ (ввода потребителей) у 6 493 единиц юридических и бытовых потребителей.

**5. Требования к оформлению и содержанию проектной и рабочей документации.**

**5.1.1. В части технических решений по системе учета электроэнергии с удаленным сбором данных необходимо:**

5.1.1.1. Представить решения по созданию системы учета с удаленным сбором данных в соответствии с требованиями действующих нормативно-правовых документов и приложения №1 к заданию на проектирование.

5.1.1.2. Определить направление, состав и характеристики данных, передаваемых на другие уровни управления, включая расчет объемов передаваемой информации.

5.1.1.3. В проектной документации представить решения по метрологическому



обеспечению системы учета с удаленным сбором данных.

5.1.1.4. Обеспечить возможность интеграции оборудования системы учета в существующий программно-технический комплекс АО «Тываэнерго».

5.1.1.5. Технические требования к монтажу и местам установки оборудования определяются в соответствии с типовыми техническими решениями ПАО «Россети» по организации интеллектуального учета электроэнергии:

1) При установке системы учёта потребителям индивидуальной застройки и юридическим лицам:

- установка шкафа учета с трехфазным счетчиком в месте подключения на опоре ВЛ 0,4 кВ отходящей линии (ввода) к сетям электроснабжения (на высоте не менее 1,6 м) с установкой выносного отображающего устройства (дисплея) в доме;

- установка счетчика электроэнергии в месте подключения на опоре ВЛ 0,4 кВ отходящей линии (ввода) к сетям электроснабжения (на высоте не менее 1,6 м) с установкой выносного отображающего устройства (дисплея) в доме;

- для однофазных и трехфазных систем учета электроэнергии могут быть предложены разные варианты установки систем учета электроэнергии;

- прибор учета 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;

- в случае установки систем учета с выносным отображающим устройством (дисплеем), прибор учета подлежит установке в месте подключения отходящей линии (ввода) к сетям электроснабжения;

- в шкафу перед прибором учета, допускается установка реле контроля напряжения для защиты прибора учета и внутридомовой сети от перенапряжений (при этом после РКН предусмотреть автомат с независимым расцепителем);

- комплектация шкафа должна включать размыкатель до прибора учета и опционально - автоматический выключатель после прибора учета. Конструкция шкафа должна позволять без вскрытия производить (при необходимости) визуальный съём контрольных показаний с прибора учета, просмотр всех индикаций и других параметров отображающихся на дисплее прибора учета;

- внутридомовую сеть к прибору учета прямого включения подключить непосредственно к выходным (нагрузочным) клеммам прибора учета в соответствии со схемой, указанной в паспорте применяемого прибора учета;

- приборы учета трансформаторного включения подключать к измерительным цепям через испытательные клеммные колодки, установленные перед приборами учета 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 приборов учета;

- при наличии ввода на 2, 3, 4 квартиры, осуществить разделение вводов, выполнив по 1 вводу на квартиру, дополнительные вводы выполнить путем применения изолированного провода (СИП);

- требования по монтажу оборудования выполнять по нормам безопасности от поражения электрическим током и возгорания.

2) При установке систем учета в щитовой МКД или на вводе ВРУ 0,4 кВ:

- прибор учета электрической энергии прямого включения размещать в запирающемся помещении ВРУ, в случае отсутствия ВРУ, устанавливать в отдельном запирающемся шкафу;

- приборы учета 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 ТРП;

- трансформаторы тока должны быть установлены во всех трех фазах;
- схему шкафа учёта и подключение к нему ввода электроустановки выполнить в соответствии со схемой, указанной в паспорте применяемого прибора учета;
- требования по монтажу оборудования выполнять по нормам безопасности от поражения электрическим током и возгорания.

3) При установке пункта коммерческого учета (ПКУ) на опоре ВЛ:

- прибор учета должен быть установлен в отдельном запирающемся металлическом шкафу (универсальный ключ для всех шкафов) наружной установки со степенью защиты от проникновения воды и посторонних предметов соответствующий IP 54 по ГОСТ 14254-96;
- имеющий устройство для пломбирования или маркирования исключающее доступ к контактам;
- в шкафу перед прибором учета, предусмотреть ограничитель импульсных напряжений (ограничитель перенапряжений) для защиты прибора учета от перенапряжений;
- измерительные цепи подключить непосредственно к выходным (нагрузочным) клеммам прибора учета в соответствии со схемой, указанной в паспорте применяемого прибора учета;
- монтаж шкафа выполнить по нормам безопасности от поражения электрическим током, для чего необходимо смонтировать контур заземления;
- схему подключения предусмотреть 3 трансформатора напряжения, 3 трансформатора тока;
- в высокомодульном модуле предусмотреть разъединитель;
- предусмотреть возможность установки шкафа учета на опору;
- предусмотреть возможность передачи данных в существующий сервер по GSM-каналу.

4) При установке систем учета, средств автоматизации и связи на ПС/ТП/РУ/КТП:

- в целях термической и динамической устойчивости применять приборы учета трансформаторного включения;
- трансформаторы тока устанавливать на присоединении в РУ-0,4кВ;
- приборы учета, средства автоматизации и связи устанавливать в РУ-0,4кВ трансформаторных подстанций, допускается установка в запирающихся шкафах наружного исполнения;
- приборы учета электроэнергии трансформаторного включения подключать к измерительным цепям через испытательные клеммные колодки, установленные перед приборами учета 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 приборов учета;

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.

**5.1.2. Привести расчет объема кабельной продукции (при необходимости).**

**5.1.3. Итогом I этапа проектирования являются:**

- поименный перечень потребителей электроэнергии;
- перечень трансформаторных подстанций 10/0,4 кВ. для установки приборов учета (технический учет);
- утвержденная принципиальная электрическая схема;
- схемы пусковых комплексов (при необходимости);
- график строительства с указанием состава работ и длительности отключения оборудования (временные схемы);



- согласованные требования по структуре диспетчерского и технологического управления отходящими ЛЭП;
- согласованные ОТР системе учета электроэнергии;
- согласованный объем и место размещения аварийного запаса материалов и оборудования;
- согласованная пояснительная записка по ОТР;
- материалы инженерных изысканий (при их выполнении). Материалы инженерно-геодезических изысканий выполнить в электронном виде в формате dwg; dxf. утвержденный без замечаний (или со снятыми или устраненными замечаниями) протокол заседания экспертной комиссии ПАО «МРСК Сибири» по рассмотрению материалов I этапа проектирования.

## **5.2. II этап проектирования «Разработка, согласование и экспертиза проектной документации в соответствии с требованиями нормативно-технических документов».**

Разработку проектной документации выполнить в соответствии с нормативными требованиями, в том числе в соответствии с требованиями постановления Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 г. №87 «О составе разделов проектной документации и требований к их содержанию».

**5.2.1. Проект организации строительства (ПОС)** - в соответствии с приложением 2 к настоящему заданию на проектирование.

**5.2.4. Сметную документацию** выполнить в соответствии с требованиями «Положения о составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию», утвержденного Постановлением Правительства РФ от 16.02.2008 №87.

Сметную документацию выполнить в формате MS Excel и в программном комплексе системы «Гранд-Смета».

При составлении сметной документации в базисном уровне цен использовать территориальные единичные расценки регионов (ТЕР, ТЕРм, ТЕРп), включенные в федеральный реестр сметных нормативов.

Сметную стоимость строительства приводить в двух уровнях цен: в базисном по состоянию на 01.01.2000 и текущем, сложившемся ко времени составления смет.

Пересчет сметной документации в текущие цены выполнить индексами, разработанными и утвержденными Региональными центрами ценообразования.

Включить в расчет сметной стоимости затраты на строительство временных зданий и сооружений в соответствии с нормативами ГСН 81-05-01-2001.

Учесть при выполнении сметных расчетов условия производства работ и усложняющие факторы (например стесненные условия и т.п.).

В главу 9 «Прочие затраты и расходы» Сводного сметного расчета включить:

- дополнительные затраты на производства работ в зимние время в соответствии с нормативами ГСН81-05-02-2007;
- прочие.

В главу 10 Сводного сметного расчета включить затраты на содержание службы заказчика-застройщика в размере 4,7% от итога глав 1-9 Сводного сметного расчета;

Включить в Сводный сметный расчет резерв средств на непредвиденные работы и затраты в размере 3%.

В сметной документации учесть:

- затраты на покрытие убытков собственников земельных участков, землепользователей, землевладельцев, арендаторов земельных участков, связанных с изъятием путем выкупа или временным занятием указанных земельных участков для целей строительства (реконструкции) объекта капитального строительства;
- затраты на арендную плату за временный отвод земель на период строительства;



- затраты на проведение кадастровых работ и подготовку документов и материалов, необходимых для проведения постановки на государственный кадастровый учет земельных участков в соответствии с правилами, предусмотренными Земельным кодексом Российской Федерации и Федеральным законом от 24.07.2007 г. № 221-ФЗ «О государственном кадастре недвижимости»;

- затраты на перевод земельного участка из одной категории в другую в соответствии с Федеральным законом от 21 декабря 2004 г. № 172-ФЗ «О переводе земель или земельных участков из одной категории в другую»;

- затраты по выносу центров опор в натуру;

- затраты на комплектацию аварийного запаса.

5.2.3. При выполнении проектной документации учесть «Типовые требования к корпоративному стилю оформления объектов принадлежащих ПАО «МРСК Сибири».

5.2.4. Документацию в полном объеме (включая обосновывающие расчеты) представить Заказчику в 5-ти экземплярах на бумажном носителе, в 2-х экземплярах в электронном виде (в формате MSWord, AdobeAcrobat) на DVD и в 2 экз. на DVD в электронных архивах данных (rar) в формате dwg, dxf.

5.2.5. Одновременно с разработкой проектной документации разработать Технические требования к основному электротехническому оборудованию (опросные листы, спецификаций и т.д.), учитывающие все условия (электрические, массогабаритные, климатические, эксплуатационные, надежности и т.д.) принятые в проектных решениях (отдельными томами) (указывается при необходимости - при выделении давальческого оборудования и материалов).

### **5.3. III этап проектирования «Разработка и согласование рабочей документации в соответствии с требованиями нормативно-технических документов».**

Разработка РД выполняется на основании ПД с максимальным применением типовых решений, рекомендуемых производителями оборудования. Применение не типовых решений, ведущих к увеличению стоимости ПИР и СМР, допускается только при соответствующем основании.

На III этапе разработать РД в объеме, необходимом для выполнения строительно-монтажных работ на проектируемом объекте.

По всем разделам выполнить необходимые рабочие чертежи и схемы, полный пакет документов достаточный для выполнения строительно-монтажных работ Подрядчиком, а так же для проверки работ Техническим надзором и при необходимости другими заинтересованными лицами.

При выполнении рабочей документации, кроме прочего, произвести:

- кадастровые работы и подготовить документы и материалы, необходимые для проведения постановки на государственный кадастровый учет земельных участков в соответствии с правилами, предусмотренными Земельным кодексом Российской Федерации и Федеральным законом от 24.07.2007 г. № 221-ФЗ «О государственном кадастре недвижимости»;

- заключение договоров аренды по земельным участкам на период строительства и реконструкции (по доверенности от Заказчика).

РД в полном объеме представить Заказчику в 5-ти экземплярах на бумажном носителе, в 2-х экземплярах в электронном виде (в формате MS Word, AdobeAcrobat) на DVD и в 2 экз. на DVD в электронных архивах данных (rar) в формате dwg, dxf.

### **6. Особые условия.**

6.1. При выполнении ПИР необходимо применять оборудование и материалы соответствующие Российским стандартам, сертифицированные в установленном порядке.



Применяемое оборудование, устройства и материалы должны быть аттестованы в аккредитованном ПАО «Россети» испытательном центре (информация о перечне аттестованного оборудования размещена на сайте ПАО «Россети»).

Применяемые силовое оборудование, конструкции и элементы ВЛ, должны быть согласованы в АО «Тываэнерго».

6.2. Графические материалы проектных решений, связанные с размещением проектируемого объекта, выполнить в электронном виде в формате dwg, dxf (или ином корпоративном стандарте); текстовые материалы по отводу земельных участков выполнить в электронном виде в программах MSWord, Excel. Отсканированные версии разделов проектной и иной документации, в том числе и с официальными подписями, должны быть представлены в формате AdobeAcrobat.

Не допускается передача документации в формате AdobeAcrobat с пофайловым разделением страниц.

6.3. Разработанная проектная, рабочая и конкурсная документации являются собственностью Заказчика и передача ее третьим лицам без его согласия запрещается.

6.4. Подрядная организация получает все необходимые согласования и заключения с производителями оборудования и устройств, природоохранными органами, ГО и ЧС, Министерства здравоохранения и социального развития Российской Федерации (при необходимости).

6.5. При необходимости, по запросу подрядной организации выполняющей разработку проектной документации, Заказчик предоставляет доверенность на получение технических условий или сбор исходных данных и иных документов, необходимых для выполнения проектных работ и работ по выбору и утверждению трассы (площадки строительства).

6.6. Подрядная организация выполняет весь комплекс работ по отводу и оформлению земельных участков под строительство.

6.7. Подрядная организация обеспечивает:

- заключение договоров на проведение государственной экспертизы проектной документации;
- получение положительных заключений экспертиз по проектной документации;
- сопровождение документации в процессе ее согласования и добивается получения согласования;
- сопровождение документации в процессе экспертизы проектной документации и добивается получения положительного заключения;
- внесение соответствующих изменений с согласованием с Заказчиком в документацию в соответствии с замечаниями, полученными от согласующих и экспертов либо эффективно оспаривает эти замечания;- получение согласований от всех лиц, чьи интересы могут быть затронуты и технических условий от всех владельцев пересекаемых коммуникаций.

6.8. В случае выявления, на этапе выполнения строительно-монтажных и пусконаладочных работ, ошибок проектирования подрядная организация обеспечивает безвозмездную корректировку проектных решений с устранением несоответствий. Доработка проектных решений не должна приводить к переносу срока ввода объекта.

## **7. Выделение пусковых комплексов**

Не требуется.

## **8. Срок выполнения проектной и рабочей документации.**

I этап - разработка, обоснование и согласование с Заказчиком, ИА ПАО «МРСК Сибири» основных технических решений (ОТР) по сооружаемому объекту – в течение 30 дней с даты заключения (подписания) договора.



II этап - разработка, согласование и экспертиза проектной документации в соответствии с требованиями нормативно-технических документов; разработка и согласование раздела «Технические требования к основному электротехническому оборудованию» – в течение 90 дней, с даты заключения (подписания) договора.

III этап - разработка, согласование рабочей документации – в течение 150 дней, с даты заключения (подписания) договора..

#### **9. Исходные данные для разработки проектной документации.**

Перечень исходных данных, сроки подготовки и их передачи определяются условиями Договора на разработку проектной документации и календарным графиком. Получение исходных данных подрядной организацией выполняется с выездом на объекты. Заказчик обеспечивает организационную поддержку доступа представителей подрядной организации для получения информации.

#### **Календарный график выдачи исходных данных**

№п/п	Исходные материалы	Срок предоставления	Примечание
	<i>Указываются передаваемые документы *</i>		

*\*подрядная организация указывает данные, необходимые для проектирования и согласовывает срок их предоставления с АО «Тываэнерго» в соответствии утвержденным в АО «Тываэнерго» порядком документооборота*

Заместитель генерального директора  
по развитию и реализации услуг

С.В. Райдер

Согласовано:

Заместитель генерального директора  
по техническим вопросам – главный инженер

А.В. Лукин



## 1. Общие технические требования

1.1. Маршрутизаторы (концентраторы, УСПД), приборы учета электроэнергии, выносные дисплеи должны быть одного производителя. Допускается применение УСПД (маршрутизатора) другого производителя при документальном подтверждении производителем приборов учета электроэнергии прохождения успешной совместной интеграции с не менее чем 5000 предлагаемых приборов учета и с учетом требований п.2.15 Технического задания.

1.2. Все используемое оборудование должно соответствовать требованиям климатического исполнения по ГОСТ 15150-69 и удовлетворять требованиям к рабочему диапазону температур от -40°C до +60°C.

1.3. Типы применяемых компонентов систем учета (приборы учета электрической энергии, измерительные трансформаторы и т.д.) электроэнергии должны быть утверждены федеральным органом исполнительной власти по техническому регулированию и метрологии, внесены в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений.

1.4. Все оборудование должно быть аттестовано в аккредитованном Центре ПАО «Россети» (в соответствии с действующими организационно-распорядительными документами ПАО «Россети»).

1.5. Продукция должна иметь сертификаты соответствия и протоколы сертификационных испытаний, подтверждающие заявленные характеристики, сопровождаться документацией по монтажу, наладке и эксплуатации.

1.6. Поставляемое оборудование должно быть рассчитано на эксплуатацию в непрерывном режиме круглосуточно в заданных условиях в течение установленного срока службы.

1.7. Маркировка оборудования должна выполняться на русском языке, должна иметь четкие обозначения. Также указывается изготовитель, номер партии и дата изготовления. Маркировка должна сохраняться весь срок службы поставляемого оборудования.

1.8. Предлагаемые варианты технических параметров и характеристик оборудования и материалов не указанные в ТЗ, согласовываются дополнительно.

1.9. Технические параметры и метрологические характеристики приборов учета должны соответствовать требованиям ГОСТ Р 52320-2005 Часть 11 «Счетчики электрической энергии», ГОСТ Р 52323-2005 Часть 22 «Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S», ГОСТ Р 52322-2005 Часть 21 «Статические счетчики активной энергии классов точности 1 и 2» (для реактивной энергии - ГОСТ Р 52425-2005 «Статические счетчики реактивной энергии»), IEC61107 или ГОСТ 31818.11-2012 «Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Общие требования. Испытания и условия испытаний. Счетчики электрической энергии», ГОСТ 31819.21-2012 «Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Статические счетчики активной энергии классов точности 1 и 2», ГОСТ 31819.22-2012 «Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2s и 0,5s», ГОСТ 31819.23-2012 «Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Счетчики статические реактивной энергии».

1.10. На приборы учёта должен быть нанесен логотип АО «Тываэнерго».

1.11. На приборы учёта split-исполнения на клеммную крышку (на крышку шкафа или для однофазных ПУ на корпус счетчика) должен быть нанесен несгораемой краской серийный номер прибора учета, позволяющего его визуальную и идентификацию без подъема персонала на опору.

1.12. Компонировка шкафов учета должны соответствовать типовым техническим решениям ПАО «Россети» по организации интеллектуального учета электроэнергии.

1.13. Приборы учета электроэнергии без маршрутизаторов (концентраторов, УСПД, контроллеров) должны интегрироваться в существующий информационно - вычислительный комплекс верхнего уровня (ИВК ВУ) «Пирамида-Сети» ПАО «МРСК Сибири».

1.14. Используемые маршрутизаторы (концентраторы, УСПД, контроллеры) с приборами учета электроэнергии должны интегрироваться в существующий оперативно-информационный комплекс (ОИК) АО «Тываэнерго» по протоколу МЭК 60870-5-104, а также в существующий



информационно - вычислительный комплекс верхнего уровня (ИВК ВУ) «Пирамида-Сети» ПАО «МРСК Сибири».

## 2. Требования к приборам учета электроэнергии

Типы применяемых приборов учёта электроэнергии должны быть утверждены федеральным органом исполнительной власти по техническому регулированию и метрологии, внесены в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений и обеспечивать технические и функциональные возможности. Кроме того конструкция элементов ИИК должна предусматривать установку пломб сетевой организацией.

По способу установки прибора учета допускается монтаж в щит учета, или на DIN-рейку, или на опору – в соответствии рекомендациями «Типовые технические решения ПАО «Россети» по организации интеллектуального учета электроэнергии», утвержденными распоряжением ПАО «Россети» от 06.04.2015 №166р. Для отображения показаний и наблюдения за индикатором функционирования, прибор учета электрической энергии должен быть оборудован встроенным дисплеем и/или укомплектован удаленным (выносным) дисплеем.

Прибор учета электроэнергии должен быть обеспечен первичной поверкой при выпуске из производства.

Маркировка приборов учета должна соответствовать ГОСТ 25372 и ГОСТ 31818.11-12.

Комплект поставки прибора учета электроэнергии должен включать:

- прибор учета электроэнергии;
- удаленный (выносной) дисплей (в соответствии с таблицей 1.5.1);
- монтажный комплект для установки счетчика на опору ВЛ (скобы, кронштейны, монтажная лента и т.п.) или на провода ВЛ (хомуты, ремешки и т.п.);
- комплект эксплуатационной документации (руководство по эксплуатации, паспорт (паспорт-формуляр), оформленные по ГОСТ 2.601;
- методику поверки на партию приборов учета (или в качестве подраздела в составе ЭД);
- действующее свидетельство о поверке (или знак поверки в паспорте (паспорт-формуляре));
- сервисное ПО (версия ПО согласно описанию типа на прибор учета);
- транспортная тара.

### Общие функциональные возможности:

Приборы учета электроэнергии должны обеспечивать:

- хранение профиля активной и реактивной мощности нагрузки прямого и обратного направлений с программируемым интервалом временем интегрирования от 1 до 60 минут и глубиной хранения не менее 123 суток при времени интегрирования 60 минут;
- хранение в энергонезависимом запоминающем устройстве прибора учета тарифицированных данных по активной и реактивной электроэнергии с нарастающим итогом, в том числе в прямом и обратном направлениях (для приборов учета электроэнергии устанавливаемых на ПС/ТП на присоединениях 6-10 кВ и выше), за:
  - - текущий месяц и на начало предыдущих 36 месяцев;
  - - текущий год и предыдущие два года (на начало года);
- хранение суточных значений тарифицированной активной и реактивной энергии прямого и обратного направлений на глубину не менее 123 суток;
- хранение в энергонезависимом запоминающем устройстве прибора учета информации (измерительных данных, параметров настройки, программ) при **отключенном питании** не менее 3 лет;
- хранение запрограммированных параметров не менее 5 лет эксплуатации прибора учета;
- работу по двум или более цифровым каналам связи;
- скорость передачи данных приборов учета должна определяться стандартными спецификациями применяемых интерфейсов связи;
- возможность программирования, перепрограммирования, управления и считывания параметров и данных локально и удаленно;



- разграничение прав доступа на перепрограммирование в соответствии с паролями доступа;
- наличие встроенного и (или) удаленного (выносного) цифрового дисплея отображения информации;
- отображение параметров и событий на дисплее должно быть русифицировано (исключение могут составлять единицы измерения параметров по единой системе измерений – СИ, отображаемых на дисплее прибора учета);
  - визуализацию индикации работоспособного состояния;
  - контроль правильности подключения измерительных цепей;
  - наличие энергонезависимой электронной пломбы корпуса и клеммной крышки прибора учета для защиты от несанкционированного доступа;
  - ведение журналов событий, журнала показателей качества электричества, журнала превышения порога мощности;
  - защиту от воздействия магнитных полей (различной природы) на элементы прибора учета электрической энергии. Воздействие магнитного поля должно фиксироваться в «журнале событий» (Дату и время начала события; дату и время окончания события), при этом факт события должен визуализироваться на дисплее прибора учета. Допускается визуализация факта события отдельной индикацией.
- Приборы учета электрической энергии должны обеспечивать ведение «журнала событий» с привязкой ко времени (общей глубиной не менее 100 записей);
  - В журналах событий приборов учета должны фиксироваться:
    - дата и время вскрытия клеммной крышки;
    - изменение состояния корпуса прибора учета;
    - дата последнего перепрограммирования;
    - изменения направления перетока мощности (для однофазных приборов учета и трехфазных приборов учета прямого включения);
    - дата и время воздействия сверхнормативного магнитного воздействия индукцией свыше 200 мТл для постоянного магнитного поля и 100 мТл для переменного магнитного поля;
    - факт связи с прибором учета, приведший к изменению данных;
    - отклонение напряжения в измерительных цепях от заданных пределов;
    - отсутствие напряжения при наличии тока в измерительных цепях с конфигурируемыми порогами (для трехфазных счетчиков);
    - нарушение фазировки (для трехфазных приборов учета);
    - результатов самодиагностики;
    - изменение текущих значений времени и даты при синхронизации времени.
  - Программируемую последовательность сообщений и вывода измеряемых параметров на дисплей прибора учета;
  - наличие встроенной батареи в приборе учета для обеспечения хода внутренних часов реального времени;
    - обмен данными по протоколам, соответствующим стандарту ПАО «Россети»<sup>1</sup>;
    - автоматический переход зима/лето по умолчанию в режиме «запрещен»;
    - автоматический переход зима/лето в режиме «запрещен»;
    - защита от потери зафиксированных показаний (суммарных и по тарифам) при отсутствии гарантированного питания.

<sup>1</sup> С 01.01.2019г. обязательное применение единого протокола СПОДЭС, разработанного для ПАО «Россети»



# Характеристики приборов учета электроэнергии

Наименование параметров	Однофазные приборы	Трехфазные приборы учета электроэнергии прямого включения	Трехфазные приборы учета электроэнергии полукосвенного включения	Трехфазные приборы учета электроэнергии косвенного включения
Назначение	Учет активной и реактивной электроэнергии в сетях переменного тока	Учет активной и реактивной электроэнергии в сетях переменного тока		
Технические характеристики				
Класс точности (активная/реактивная), не хуже	1,0/2,0	1,0/2,0	0,5/1,0	
Номинальное рабочее напряжение, В (диапазон рабочих напряжений $0,8U_{ном}$ до $1,15U_{ном}$ )	230В	3х230/400В	3х230/400В	3х57,7/100В
Номинальный (максимальный) ток, А	5А (60А)/(80А); 10А (100А)	5А (60А)/(80А)/(100А); 10А (100А)	5А (7,5А)/(10А); 1А (1,5А)	
Ток чувствительности, не хуже <sup>2</sup>	0,004I <sub>б</sub>	0,004I <sub>б</sub>	0,001I <sub>ном</sub>	
Номинальная частота сети, Гц	50			
Межповерочный интервал, лет	не менее 10			
Полная мощность, потребляемая - параллельной цепью; - последовательной цепью; - встроенные модули связи;	-не более 2,0 Вт(10,0В•А); -не более 0,3 В•А ; -не более 3,0 Вт	-не более 6,0 Вт (30,0 В•А); -не более 0,9 В•А ; -не более 3,0 Вт		
Потребляемая мощность по цепям тока,	-	Не более 1 ВА		
Количество направлений учёта	1	1 или 2	2	
Максимальный рабочий температурный диапазон	от -40 до +60 °С (в данном температурном диапазоне прибор учета не должен терять не одну из своих функций)			
Резервное питание (опция)	-	В диапазоне 12 – 230 В		
Требования по способу защиты от поражения электрическим током	ГОСТ 12.2.007.0-75, ГОСТ 31818.11-12, ГОСТ Р 51350-99 классу защиты II			

<sup>2</sup> I<sub>б</sub> - Базовый ток, значение является исходным для установления требований к прибору с непосредственным включением;

I<sub>ном</sub> - номинальный ток, значение является исходным для установления требований к прибору полукосвенного и косвенного включения.

Тип корпуса (обязательно с 01.01.2017г. неразъемный или разъемный при вскрытии)	Крепление: на штычок/на DIN-рейку/split		Крепление: на штычок/на DIN-рейку
Конструктивное исполнение по ГОСТ 14254-96	для установки в шкафу учета не хуже IP 51, для наружной установки не хуже IP 54 (установка без применения шкафов учета)		
Встроенные энергонезависимые часы реального времени	точность хода не хуже ± 0,5 с/сут в соответствии с ГОСТ Р МЭК 61038-2001 в диапазоне температур от минус 40 до +60°С и с возможностью внешней коррекции хода часов		
Предустановленное время	[Кызыл] (UTC+7)		
Длительность сохранения хода часов при отключенном питании	не менее 10 лет		
Время начального запуска, не более	5 с момента подачи напряжения		
Наработка на отказ, не менее часов	100 000		
Средний срок службы, не менее лет	20		
Гарантийный срок эксплуатации, лет	Не менее 5		
Управление нагрузкой			
Встроенное реле управления нагрузкой по программируемым критериям - отключение/ограничение	внешняя команда по интерфейсной связи		
	превышение ограничения энергопотребления и мощности		
Тарификация			
Количество тарифных зон			не менее 4-х
Число тарифов			не менее 4-х
Предустановленное тарифное расписание	Установить суточный тариф		
Максимальный устанавливаемый интервал действия тарифной зоны	24 ч		
Дискретность установки интервала действия тарифной зоны	30-60 мин		
Цифровые интерфейсы			
Изолированный дискретный вход/выход	нет		2 с внутренним питанием 24 В
RS-485	не менее 1 (скорость обмена не менее 9600 бит/с)		2 (скорость обмена не менее 9600 бит/с)
оптический порт (протоколом обмена, соответствующий МЭК 61107)	1 (скорость обмена по оптическому порту не менее 9600 бит/с)		
Ethernet	Опция, при наличии скорости обмена не менее 10 Мбит/с		1 (скорость обмена не менее 10 Мбит/с)
Оборудование связи			



Модем (любой из предложенного перечня)	PLC			-
	RF, мощность не более 10 мВт			
	PLC+RF		RF	RF
	LTE/UMTS/GPRS/GSM			
Мониторинг параметров сети и показателей качества электроэнергии				
Пределы погрешностей измерения качества электроэнергии	класс S <sup>3</sup>			
Измеряемые и рассчитываемые в реальном времени параметры				
Фазное напряжение в каждой фазе		да		
Линейное напряжение	-		да	да
Фазный ток в каждой фазе	да		да	
Активная, реактивная и полная мощность (в каждой фазе и суммарная)		да		
Коэффициент мощности суммарно и по каждой фазе		да		
Ток в нулевом проводе	Да		Нет	
Небаланс токов в фазном и нулевом проводах	Да		Нет	
Частота сети		да		

### 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.

Для УСПД - наличие сертификата об утверждении типа и внесении в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений.

Форматы и протоколы передачи данных ИВКЭ должны иметь открытые протоколы обмена данными, позволяющие использование стандарта СПОДЭС<sup>4</sup>. При передаче данных должна быть обеспечена их защита от несанкционированного доступа.

Возможность параметрирования ИВКЭ осуществляется посредством ввода пароля, при этом в «Журнале событий» автоматически должно фиксироваться это событие с указанием даты и времени.

#### Основные технические характеристики уровня ИВКЭ

№ п/п	Наименование параметра	Значения параметров
<b>ТРЕБОВАНИЯ ПО НАДЕЖНОСТИ</b>		
1.1	Наработка на отказ, ч, не менее	90 000
1.2	Среднее время восстановления работоспособности, не более, ч	24
1.3	Проведение автоматической самодиагностики, не реже, раз в сутки	1
1.4	Средний срок службы, лет, не менее	15
1.5	Гарантийный срок эксплуатации со дня ввода в эксплуатацию должен составлять не менее, лет	5
1.6	<b>Требования к питанию</b>	
1.7	- автоматическое переключение на резервный источник питания при исчезновении основного питания и обратно	Обязательно
1.8	-напряжение питания от сети переменного или постоянного тока, В*	220 (110) ±20 % или 9 – 30 В
1.9	-суммарная потребляемая мощность с полным набором модулей, Вт, не более	100
1.10	<b>Ведение «журнала события» с регистрацией времени и даты следующих фактов:</b>	
1.11	-наличие факта параметрирования	Обязательно
1.12	-наличие факта коррекции времени в приборе учета	Обязательно
1.13	-попытки несанкционированного доступа	Обязательно
1.14	- перезапуска (при пропадании напряжения, заикливания и т.п.);	Обязательно
2	<b>ТРЕБОВАНИЯ ПО ЗАЩИЩЕННОСТИ</b>	
2.1	Наличие защиты от несанкционированного доступа (данных, параметров настройки, загруженных программ)	
2.2	В аппаратной части (доступ к параметрированию, к разъемам, функциональным модулям и т.д.) – механическое пломбирование или маркирование	Обязательно
2.3	В программно-информационном обеспечении	
2.4	– установка паролей при параметрировании	Обязательно
2.5	- исключение возможности корректировки данных по протоколу	Обязательно
2.6	- защита от заикливания ("watchdog")	Обязательно
2.7	- безопасную работу, как в публичных сетях, так и в закрытых сетях связи, в том числе с использованием защищенного канала VPN с шифрованием	Обязательно
3	<b>ФУНКЦИОНАЛЬНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ</b>	
3.1	Синхронизация времени как самого устройства, так и в подключаемых приборах учета (в том числе, при отсутствии связи с ИВК верхнего уровня)	Обязательно
3.2	Наличие энергонезависимых часов	Обязательно

<sup>4</sup> Начиная с 01.01.2019



№ п/п	Наименование параметра	Значения параметров
3.3	Сбор информации:	
3.4	- о состоянии средств и объектов измерений	Обязательно
3.5	- результатов измерений	
3.6	Режимы обмена информацией	
3.7	- по регламенту (по меткам времени)	Обязательно
3.8	- спорадически	Обязательно
3.9	- по запросу	Обязательно
3.10	Автоматический сбор показаний приборов учета о приращениях электроэнергии с заданной дискретностью учета (для розничного рынка - 60 минут), не реже	1 раз/сутки
3.11	Снятие показаний со всех контролируемых ИИК на единый момент времени	Обязательно
3.12	Двухнаправленный обмен информацией между ИВКЭ и ИИК, ИВК, обеспечивающий передачу данных, диагностической информации и т.п.	Обязательно
3.13	Поддержка протокола стандарта СПОДЭС**	Обязательно
3.14	Обеспечение автоматического поиска приборов учета и включение в схему опроса	Обязательно
3.15	Наличие возможности передачи данных в различные комплексы программно-технических средств, для их дальнейшей обработки и хранения, интеграция с АСТУ	Обязательно
	- состояний средств и объектов измерения	Обязательно
	- результатов измерения	Обязательно
	- поддержка протокола МЭК-60870-5-104	Обязательно
	- сбор и передача данных телесигнализации и телеизмерений	Обязательно
4	<b>Формирование и хранение учетных показателей</b>	
4.1	суточные данные о шестидесятиминутных приращениях электроэнергии средств измерений, объем хранимых данных, не менее	90 суток, не менее чем с 1000 приборов учета
4.2	состояние средств*** и объектов**** измерений в расчете на один прибор учета при глубине хранения 90 суток, не менее	5 000 записей, не менее чем с 1000 приборов учета
4.3	Энергопотребление за сутки/месяц, не менее	35 суток / 3,0 года, не менее чем с 1000 приборов учета
4.4	Срок хранения результатов измерения при отсутствии питания, в том числе, при севшей встроенной батарее, не менее	3,5 года
4.5	Поддерживаемые приборы учета, типы и протоколы обмена должны быть указаны в эксплуатационной документации	Обязательно
4.6	Наличие возможности подключения внешнего источника сигналов точного времени (возможность подключения устройств, типа, GPS/ГЛОНАСС, NTP-серверов точного времени)	Обязательно
4	<b>Формирование учетных показателей</b>	
4.1	суточные данные о шестидесятиминутных приращениях электроэнергии средств измерений, не менее	90 суток
4.2	состояние средств*** и объектов**** измерений в расчете на один прибор учета при глубине хранения 90 суток, не менее	5 000 записей
4.3	Энергопотребление за сутки/месяц, не менее	35 суток / 3,0 года
4.4	результаты измерения электроэнергии при отсутствии питания, не менее	3,5 года
4.5	Поддерживаемые приборы учета, их количество и протоколы обмена должны быть указаны в эксплуатационной документации	Обязательно
4.6	Наличие возможности подключения внешнего источника сигналов точного времени (возможность подключения устройств, типа, GPS/ГЛОНАСС)	Обязательно



№ п/п	Наименование параметра	Значения параметров
<b>5</b>	<b>ТРЕБОВАНИЕ К МЕТРОЛОГИЧЕСКОМУ ОБЕСПЕЧЕНИЮ</b>	
5.1	Абсолютная среднесуточная погрешность хода часов за сутки без внешней синхронизации, с	$\pm 5,0$
5.2	Наличие действующего свидетельства об утверждении типа СИ	Обязательно
5.3	Наличие первичной поверки	Обязательно
5.4	Межповерочный интервал, не менее, лет	10
<b>6</b>	<b>ТРЕБОВАНИЯ К КОНСТРУКТИВНОМУ ИСПОЛНЕНИЮ</b>	
6.1	Степень защиты оболочек устройства по ГОСТ 14254, не ниже	IP 51, либо обязательна установка в шкафу
6.2	Наличие интерфейса RS-485, не менее одного	Обязательно
6.3	Минимальная скорость передачи, бит / с по PLC (при наличии), не менее по RS-485, не менее	1 200 9 600
6.4	Наличие интерфейсов Ethernet, не менее одного	Обязательно
6.5	Наличие дополнительных интерфейсов, не менее двух (Ethernet, PLC, RF(ZigBee, LoRa и подобных), GPRS/GSM)	Обязательно
6.6	Промышленное исполнение, предназначено для непрерывного функционирования в помещениях с повышенной опасностью, с возможностью установки в ограниченных пространствах (в шкафах, отсеках, панелях и т.п.), а также обеспечивать удобство технического обслуживания	Обязательно

#### 4. Требования к трансформаторам тока

- Тип, коэффициенты трансформации определяются в ТРП.
- Межповерочный интервал трансформаторов тока не менее 8 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. 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 должны относиться к классу 0 по ГОСТ 12.2.007.0-75 и иметь степень защиты IP00 по ГОСТ 14254-96.
- Коэффициенты ТТ должны быть выбраны по условиям ПУЭ к фактической нагрузке.

#### 5. Требования к трансформаторам напряжения и их вторичным цепям.

- Для питания цепей напряжения измерительных элементов приборов учета 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 приборов учета 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.

## **6. Требования к шкафам АИИС КУЭ (автоматизированной информационно-измерительной системе контроля и учета электроэнергии) для установки на ТП(КТП)-10(6)/(0,4) кВ.,**

### **6.1. Требования к составу оборудования шкафа АИИС КУЭ:**

Установленное в утепленном шкафу оборудование должно быть скоммутировано и обеспечивать его использование по функциональному назначению.

Степень защиты шкафа от проникновения воды и посторонних предметов соответствующий IP 54 по ГОСТ 14254-96.

В составе утепленного шкафа АИИС КУЭ:

- Счетчик 3-ф с RS485/RS232 интерф. трансф. вкл. ТТ или счетчик 3-ф в с PLC/RF инт. трансф. вкл. ТТ;

- Коробка измерительная переходная;

- УСПД (маршрутизатор(ы), концентратор(ы)), интегрируемые в существующий информационно-вычислительный комплекс верхнего уровня (ИБК ВУ) «Пирамида-Сети» ПАО «МРСК Сибири»;

- Антенна GSM для УСПД (маршрутизатора(ов), концентратора(ов));

- Автоматический выключатель;

- Ограничитель импульсных перенапряжений;

- Шина заземления;

- Система обогрева шкафа (нагревательный элемент, терморегулятор);

- GSM-модем (при необходимости);

- Антенна для GSM-модема (при необходимости);

- Радиомодем (в комплекте со всенаправленной антенной, кронштейном и кабельной сборкой длиной не менее 5 м) (при необходимости);

- Блок питания (при необходимости);

- Набор блок зажимов на DIN-рейку (ЗНИ, заглушка, ограничитель) (при необходимости).

### **6.2. Требования к исполнению утепленного шкафа АИИС КУЭ:**

- Корпус – сертифицированная российская сталь (ГОСТ);

- Покрытие корпуса – текстурированный полиэфировый порошок;

- Металл 1,2 мм (без учета полимерного покрытия);

- Кронштейны для крепления на стену (в комплекте);

- Утеплитель толщиной не менее 5 мм;
- Двухкомпонентный полиуретановый уплотнитель;
- Усиленные петли с оцинкованным шплинтом;
- Заземляющий проводник дверцы (установлен в щите);
- Наличие заземляющего винта корпуса;
- Герметичные сальники для ввода кабеля, диаметр отверстия 30мм;
- Знаки электробезопасности;
- Шайбы с резиновым уплотнителем и набор метизов;
- Ввод и вывод проводов осуществляется снизу щитка (3 отверстия диаметром 30 мм).
- Наличие замка с 3-мя комплектами ключей (ключи универсальные для всех шкафов).

## **7. Требования к шкафам учета**

### **7.1. Требования шкафам учета из ПВХ:**

- Степень защиты от проникновения воды и посторонних предметов соответствующий IP 54 по ГОСТ 14254-96;

- Антивандальное исполнение;
- Наличие окна для снятия показаний;
- Наличие окна для управления автоматическим выключателем;
- Предусмотрены места пломбировки окошек и крышки корпуса;
- Устойчивость к механическим воздействиям;
- Выдерживать 3 единичных удара силой 0,50+0,04 Дж в соответствии с ТУ;
- Устойчивость к воздействию солнечного излучения и температуры внешней среды;
- Знаки электробезопасности;
- Наличие двух видов крепления на фасад и на опору (комплект для крепления с помощью монтажной ленты);
- Наличие в комплекте с щитом учета сальников для герметизации, метизов, DIN-рейки.

### **7.2. Требования к металлическим шкафам учета:**

- Корпус – сертифицированная российская сталь (ГОСТ);
- Покрытие корпуса – текстурированный полиэстеровый порошок;
- Модификации для 3ф счётчиков косвенного включения;
- Наличие съемной панели для закрытия токоведущих частей с предусмотренными местами опломбировки;
- Металл 1,2 мм (без учета полимерного покрытия);
- Кронштейны для крепления на стену (в комплекте);
- Двухкомпонентный полиуретановый уплотнитель;
- Усиленные петли с оцинкованным шплинтом;
- Заземляющий проводник дверцы (установлен в щите);
- Сальники для ввода кабеля, диаметр отверстия 30мм;
- Знаки электробезопасности;
- Шайбы с резиновым уплотнителем и набор метизов;
- Наличие окна для визуального снятия показаний (в левой части корпуса, по расположению прибора учета);
- Наличие окна для управления автоматическим выключателем;
- Ввод и вывод проводов осуществляется снизу щитка (3 отверстия диаметром 30 мм);



- Наличие замка с 3-мя комплектами ключей;

## **8. Требования к надёжности и безопасности**

Комплекс технических средств системы учета с автоматизированным сбором данных по показателям надёжности должны соответствовать требованиям ГОСТ 27883-88 и требованиям технического регламента Таможенного союза ТС 004/2011 «О безопасности низковольтного оборудования». Элементы системы учета электроэнергии должны удовлетворять требованиям международных и российских нормативных документов по безопасности.

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.

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

Средства измерения 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 (формуляры) на приборы учета с указанием сроков поверки при вводе в опытную эксплуатацию, датой поверки не более 5 (пяти) месяцев на дату поставки;
- руководство по монтажу;
- руководство по эксплуатации;
- руководство пользователя (для программного обеспечения).

## **10. Требования к электромагнитной совместимости**

- устройства системы учета должны удовлетворять требованиям Технического регламента Таможенного союза ТР ТС 020/2011 «Электромагнитная совместимость технических средств».

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

- оборудование должно обеспечивать непрерывную работу в пределах срока службы при условии проведения ремонтно-восстановительных работ;
- оборудование должно 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 оборудования должны отвечать требованиям ГОСТ 15150-69.

## **12. Требования к патентной чистоте**

Патентная чистота оборудования должна обеспечиваться в отношении России.



### **Требования к разделу «Проект организации строительства»**

При разработке проекта организации строительства (ПОС) для обоснования работ и затрат, учитываемых в составе сметной документации, должен содержать и учитывать следующие требования:

а) ПОС в составе проектной документации разрабатывается с целью выбора наиболее эффективной технологии строительно-монтажных работ, способствующей сокращению строительства и улучшению качества работ.

б) Состав и содержание ПОС должно быть сформировано в соответствии с требованиями, изложенными в постановлении Правительства РФ от 16 февраля 2008 г. № 87, СНиП 12- 01-2004, МДС 12-81.2007, МДС 12-46.2008, а также в соответствии с другими руководящими документами федерального значения и корпоративными требованиями.

в) В составе ПОС должна быть представлена транспортная схема строительства, в которой должны быть указаны места вывоза строительного мусора, металлического лома при подготовительных, или демонтажных работах; места захоронения остатков от разборки лежневых дорог, порубочных остатков от лесорасчистки; места вывоза излишнего грунта при выторфовке и др.

г) Транспортная схема должна быть согласована с Заказчиком, владельцами автодорог;

д) В схеме и ведомости автодорог должна быть указана категория всех участков дорог, вошедших в транспортную схему, их принадлежность и протяженность, а также допустимая нагрузка на ось.

Движение по автомобильным дорогам транспортного средства, осуществляющего перевозки опасных, тяжеловесных и (или) крупногабаритных грузов, осуществляется при наличии специального разрешения, выдаваемого в соответствии с положениями Федерального закона от 08 ноября 2007 № 257-ФЗ «Об автомобильных дорогах и о дорожной деятельности в Российской Федерации и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации».

е) В составе ПОС должна быть представлена ведомость лежневых дорог по трассе прохождения ВЛ с указанием информации о категории болот.

ж) В составе ПОС должно быть представлено детальное обоснование возможности использования других видов транспорта (узкоколейного, ЖД платформ габарита 24 м, тракторных перевозок, вертолетов, паромов, понтонных переправ, специальной техники на воздушной подушке и др.), в случае невозможности использования традиционных способов перевозок. Объемы и сроки доставки грузов с применением специальных транспортных средств должны быть определены с учетом возможности использования этих средств. Все полученные данные должны быть достаточными для правильного отражения использования намечаемых транспортных средств и стоимости перевозок в сметной документации.

з) В составе ПОС должны быть представлены согласования, технические условия, стоимость услуг на прием отходов промышленного строительства на захоронение.

и) При организации массовых перевозок строительных грузов через города и поселки, должна быть указана возможность и маршруты перевозок.

к) В соответствующем разделе ПОС должны быть отражены используемые карьеры минерального грунта, ПГС, щебня с предоставлением полного пакета документов, подтверждающего возможность использования их при строительстве. В случае отпуска указанных ОПИ из существующих карьеров - подтверждение владельцев на отпуск необходимого количества и его стоимость с указанием условий поставки (франко-карьер, франко-транспортное средство, или иное) и выделением НДС в заявленной стоимости, а также баланс грунта.

л) Размещение временных зданий и сооружений генподрядчика должно быть расположено в местах, максимально приближенных к объектам строительства. В составе ПОС должны быть указаны места размещения временных зданий и сооружений, а именно:

- основных временных производственных предприятий и баз;
- временных поселков;
- временных подъездных и объездных дорог и др.



м) Необходимость выполнения работ по подготовке территории для временных зданий и сооружений должна быть обоснована в ПОС с учетом проектных объемов работ.

н) Данные о возможности обеспечения площадок и временных зданий и сооружений потребными местными энергоресурсами и места водозабора должны быть подтверждены техническими условиями.

о) В составе ПОС должны быть представлены следующие расчеты:

- на перебазирование техники строительной организации (без учета перебазировки строительных машин и механизмов, учтенной в сметной стоимости машино-часа);
- на перевозку автотранспортом работников строительных и монтажных организаций к месту ведения работ свыше 3 км;
- средневзвешенного плеча возки ОПИ, строительного мусора, лесорубочных остатков, а также МТР от ЖД станций (морских портов, временных причалов) до принятых площадок временного хранения (базы хранения МТР Заказчика).

п) В составе ПОС должен быть указан метод производства строительно-монтажных работ (традиционный, вахтовый, или командированием). При этом должна быть определена экономическая обоснованность выбранного метода ведения работ по отношению к другим.

р) В составе ПОС должны быть представлены: перечень, объемы и способы выполнения строительно-монтажных работ в стесненных условиях.

с) Описание особенностей проведения работ в условиях действующего предприятия содержит перечень работ по реконструкции (переустройству цехов, расширению зданий, сооружений) или техническому перевооружению предприятия, требования к режиму его работы (без остановки производства, с частичной или полной остановкой), оценку влияния стесненности на выбор способов основных строительных работ, обоснование средств механизации, применяемых для выполнения этих работ. В случае проведения работ в местах расположения линий электропередачи приводятся их описание и характеристики, определение охранных и опасных зон, излагаются условия работы.

т) Описание особенностей проведения работ в условиях стесненной городской застройки состоит из характеристики стесненных условий, определения опасных зон, образующихся при работе грузоподъемных кранов, указания объектов, попадающих в опасные зоны, из обоснования мероприятий по безопасному проведению работ (ограничение зон обслуживания кранами и сокращение опасных зон, устройство защитных сооружений (укрытий), применение защитных экранов и т.п.).

у) В графической части ПОС должен в обязательном порядке содержать:

- календарный план строительства (включая подготовительный период);
- строительный генеральный план с определением мест постоянных и временных зданий и сооружений, мест размещения площадок и складов временного складирования конструкций, изделий, материалов и оборудования, мест установки стационарных кранов и путей перемещения кранов большой грузоподъемности, инженерных сетей и источников обеспечения строительной площадки водой, электроэнергией, связью, а также трасс сетей с указанием точек их подключения и мест расположения знаков закрепления разбивочных осей.

ф) При необходимости сноса (демонтажа) объекта или части этого объекта, разрабатывается проект организации работ по сносу или демонтажу объектов капитального строительства.