Приложение № 14

к энергосервисному договору

№ \_\_\_\_\_\_\_\_\_ от «\_\_» \_\_\_\_\_\_ 20\_\_г

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ**

**на проектирование и монтаж автоматизированой системы коммерческого учета электроэнергии (АСКУЭ) нижнего уровня в АО «НЭСК-электросети»**

г. Краснодар

СОГЛАВЛЕНИЕ

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **1** | **Основные понятия и определения** |  |
|  | 1.1 | Основные понятия, сокращения |  |
|  | 1.2 | Перечень источников и документов для разработки  |  |
| **2** | **Введение** |  |
| **3** | **Цели создания системы** |  |
| **4** | **Назначение системы, область использования и общие требования** |  |
| **5** | **Перечень подсистем, их назначение и основные характеристики** |  |
|  | 5.1 | Архитектура АСКУЭ (НУ) |  |
|  | 5.2 | Взаимодействие с другими системами |  |
|  | 5.3 | Основные характеристики ИИК |  |
|  | 5.4 | Основные характеристики ИВКЭ |  |
| **6** | **Краткая характеристика объекта автоматизации** |  |
| **7** | **Требования к системе** |  |
|  | 7.1 | Требования к системе в целом |  |
|  |  | 7.1.1 | Требования к АСКУЭ (НУ) |  |
|  |  | 7.1.2 | Требования к ИВКЭ |  |
|  |  | 7.1.3 | Требования к ИИК |  |
|  |  | 7.1.4 | Требования к каналам связи |  |
|  |  | 7.1.5 | Требования к надёжности |  |
|  |  | 7.1.6 | Требования к электромагнитной совместимости |  |
|  |  | 7.1.7 | Требования к средствам защиты от внешних воздействий |  |
|  |  | 7.1.8 | Требования по эксплуатации, техническому обслуживанию, ремонту и хранению |  |
|  |  | 7.1.9 | Требования по стандартизации и унификации |  |
|  |  | 7.1.10 | Требования к эксплуатационной документации |  |
|  |  | 7.1.11 | Требования к безопасности |  |
|  |  | 7.1.12 | Требования по эргономике и технической эстетике  |  |
|  |  | 7.1.13 | Требования к защите информации от несанкционированного доступа |  |
|  |  | 7.1.14 | Требования к патентной чистоте |  |
|  | 7.2 | Требования к видам обеспечения |  |
|  |  | 7.2.1 | Требования к программному обеспечению |  |
|  |  | 7.2.2 | Требования к информационному обеспечению |  |
|  |  | 7.2.3 | Требования к метрологическому обеспечению |  |
| **8** | **Требования к проекту** |  |
| **9** | **Требования к составу и содержанию работ.** |  |
| **10** | **Требования к монтажным и пусконаладочным работам.** |  |
| **11** | **Дополнительные требования.** |  |

**1. Основные понятия и определения**

**1.1 Основные понятия, сокращения.**

АРМ - автоматизированное рабочее место

АСКУЭ..(НУ) - Автоматизированная система коммерческого учета электроэнергии (нижнего уровня);

БД - База данных

ГТП - группа точек поставки

Заказчик – АО «НЭСК-электросети»

ЗИП - Запасное имущество и принадлежности

ИК - измерительный канал

ИВКЭ - Информационно-вычислительный комплекс электроустановки

ИВКВУ - Информационно-вычислительный комплекс верхнего уровня (центральный сервер с единым программным обеспечением)

ИИК - Информационно-измерительный комплекс

КУ - коммерческий учет

Исполнитель – инвестор, энергосервисная компания, вендер

ЛВС - локальная вычислительная сеть

ЛЭП - линия электропередачи

МИ - методика измерений

НСД - Несанкционированный доступ

НСИ - нормативно-справочная информация

ПО - программное обеспечение

ПУЭ - Правила устройства электроустановок

РД - руководящий документ

РП – распределительный пункт

СИ - средство измерения

СОЕВ - Система обеспечения единого времени

СУБД - система управления базами данных

ТН - трансформатор напряжения

ТП - трансформаторная подстанция

ТТ - трансформатор тока

ТФОП - телефонная сеть общего пользования

УСПД - устройство сбора и передачи данных

УССВ - устройство синхронизации системного времени

Филиал – филиал АО «НЭСК-электросети»

ЭПУ – энергопринимающее устройство

СПОДЭС – спецификация протокола обмена данными электронных счетчиков

КСУЭ – коммерческая система учета электроэнергии

**1.2 Перечень источников и документов для разработки.**

1) ГОСТ 34.601-90. Комплекс стандартов на Автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания;

2) ГОСТ 34.201-89. Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Виды, комплектность и обозначение документов при создании автоматизированных систем;

3) ГОСТ 34.602-89. Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Техническое задание на создание автоматизированной системы;

4) ГОСТ 34.603-92. Виды испытаний автоматизированных систем;

5) РД 34.09.101-94. Типовая инструкция по учету электроэнергии при ее производстве, передаче и распределении;

6) РД 153-34.0-11.209-99. Рекомендации. Автоматизированные системы контроля и учета электроэнергии и мощности. Типовая методика выполнения измерений электроэнергии и мощности;

7) РД 34.11.114-98. Автоматизированные системы контроля и учета электроэнергии и мощности. Основные нормируемые метрологичеекие характеристики. Общие требования;

8) Правила устройства электроустановок. Издание шестое. Глава 1.5. Учет электроэнергии;

9) Правила учета электрической энергии (утв. Минтопэнерго РФ и Минстроем РФ 26.09.1996г.).

10) Федеральный закон РФ от 27.07.2006 года № 152-ФЗ «О персональных данных»;

11) ГОСТ Р50739-95. Средства вычислительной техники. Защита от несанкционированного доступа к информации. Общие технические требования.

12) Приказ Минэнерго России №1234 от 30.12.2020 «Об утверждении перечня и спецификации защищенных протоколов передачи данных, которые могут быть использованы для организации информационного обмена между владельцами и пользователями интеллектуальных систем учета электрической энергии (мощности)».

**2. Введение.**

Данное техническое задание является основным документом, определяющим требования и порядок создания АСКУЭ (НУ) для измерения объемов потребленной электроэнергии (на ЭПУ юридических и физических лиц), сбора, обработки и хранения информации по филиалам АО «НЭСК-электросети». В соответствии с настоящим техническим заданием проводится создание АСКУЭ (НУ) и её приемка по результатам опытной эксплуатации.

В соответствии с ГОСТ 34.602, настоящее техническое задание устанавливает требования к АСКУЭ (НУ) и составляющим её компонентам (ИИК, ИВКЭ).

Изменения к данному техническому заданию оформляют дополнением или протоколом, подписанным Заказчиком и Исполнителем. Дополнение или протокол являются неотъемлемой частью данного технического задания.

**3. Цели создания системы.**

Формирование АСКУЭ (НУ) путем подключения к системе ИИК ЭПУ юридических и физических лиц в филиалах АО «НЭСК-электросети» создается с целью:

- своевременного получения юридически значимой, достоверной и легитимной информации о фактическом потреблении электроэнергии;

- получения достоверных данных для расчетов технико-экономических показателей, составления балансов энергии и мощности;

- стимулирования потребителей к энергосбережению и повышению энергетической эффективности;

- снижения фактических потерь до уровня нормативно-технических, зависящих только от режимов работы электросетевого комплекса;

-..возможность дистанционного отключения (включения) и регулирования мощности ЭПУ потребителя;

- автоматический контроль нагрузки с дистанционным ограничением заданной мощности;

- оптимизации режимов электрических сетей;

- поддержания качественных показателей электроэнергии на требуемом уровне на основании данных АСКУЭ (НУ).

**4. Назначение системы, область использования и общие требования.**

АСКУЭ (НУ) – комплекс специализированных технических средств учета потребления электрической энергии, предназначенных для измерения потребленной электроэнергии, сбора, обработки и хранения информации с возможностью последующей передачей полученных сведений в сбытовую организацию.

Создания АСКУЭ (НУ)является автоматизацией следующих основных процессов учёта коммерческой электроэнергии:

- выполнение измерений электроэнергии;

- автоматизированный сбор и консолидацию результатов измерений;

- автоматический контроль нагрузки с дистанционным ограничением заданной мощности;

- хранение первичных данных об измерениях в специализированной базе;

- передача данных об измерениях в консолидированную базу данных;

- синхронизацию времени в Системе.

**5. Перечень систем, подсистем, их назначение и основные характеристики.**

**5.1 Архитектура АСКУЭ (НУ)**

АСКУЭ (НУ) является составной общей системы АСКУЭ АО «НЭСК-электросети», которая включает в себя:

- АСКУЭ верхнего уровня (приборы учета установлены на питающих центрах в точках поставки ЭЭ в сети АО "НЭСК - электросети");

- АСКУЭ среднего уровня (технический учет на ТП и РП электросетевого комплекса АО "НЭСК - электросети")

- АСКУЭ нижнего уровня (установка ИИК на ЭПУ потребителей и формирование ИВКЭ на ТП и РП электросетевого комплекса АО "НЭСК - электросети").

Структура АИСКУЭ (НУ) должна иметь иерархический характер и состоять из следующих подуровней:

- информационно-измерительный комплекс (далее - ИИК) состоит из счётчиков электроэнергии.

- информационно-вычислительный комплекс электроустановки (далее - ИВКЭ). В состав ИВКЭ должны входить специализированные устройства сбора и передачи данных (далее – УСПД), каналообразующая аппаратура для осуществления связи со смежными уровнями. ИВКЭ предназначен для автоматического сбора, консолидации и хранения данных о результатах измерений, передачи индивидуальных и групповых команд электросчётчикам, передачи данных на верхний уровень, формирования журнала событий об аварийно-техническом состоянии оборудования (ИИК, ИВКЭ).

**5.2 Взаимодействие с другими системами.**

АСКУЭ (НУ) находится под контролем и управлением ИВКВУ созданной на базе ПО «Пирамида 2.0».

Все устанавливаемое оборудование должно быть интегрировано в ПО «Пирамида 2.0» АО «НЭСК-электросети».

**5.3 Основные характеристики ИИК.**

Каждый ИИК предназначается для обеспечения автоматического проведения измерений в точке учета и возможности контроля нагрузки с дистанционным ограничением заданной мощности в т.ч.:

- автоматическое выполнение измерений величин активной и реактивной электроэнергии (для трехфазных приборов учета), мощности;

- наличие встроенных часов реального времени;

- автоматическая регистрация событий в журнале событий, сопровождающих процессы измерения для счетчиков косвенного включения;

- обеспечение безопасности хранения информации и программного обеспечения счетчика (в том числе и при отключении основного питания счетчика);

- предоставление доступа к измеренным значениям параметров с уровня УСПД (контроллера) и ИВКВУ;

- взаимодействие с концентраторами и/или ИВКВУ для приема и передачи данных;

- возможность удаленного автоматизированного конфигурирования и параметрирования ПО счетчика;

- возможность автоматического контроля нагрузки с дистанционным ограничением, в т.ч. по заданной мощности ЭПУ потребителя;

- возможность диагностики работы технических средств, в т.ч. самодиагностику прибора учета;

- хранение данных измерения, в т.ч. при отключении питания прибора учета (счетчика).

- обеспечение многотарифности средств учета.

**5.4 Основные характеристики ИВКЭ.**

ИВКЭ предназначен для консолидации измерительной информации по электроустановке (группе электроустановок) и обеспечения интерфейсов доступа к этой информации.

ИВКЭ должен включать в себя:

- устройство сбора и передачи данных (далее по тексту - УСПД) с энергонезависимой памятью и поддержкой формирования пакетов данных по информационным каналам;

- технические средства приёма-передачи данных (каналообразующая аппаратура), поддерживающие пакетную передачу данных.

ИВКЭ должен обеспечивать:

- автоматический регламентный сбор результатов измерений;

- предоставление доступа ИВКВУ к результатам измерений;

- диагностика работы технических средств;

- хранение результатов измерений;

- предоставление пользователям и эксплуатационному персоналу регламентированного доступа к данным;

- защиту от несанкционированного изменения параметров и любого изменения данных.

- шифрование данных при обмене с устройствами верхнего и нижнего уровня.

1. **Краткая характеристика объекта автоматизации.**

Автоматизации подлежит система учета электроэнергии потребителей (юридических и физических) запитанных от ТП-1360, ТП-1361, ТП-1399, ТП-1150, ТП-1223, ТП-981, ТП-604, ТП-1127. Общее количество потребителей составляет 1194 шт., из них с однофазными приборами учета 261 шт., с трехфазными приборами учета 933 шт. и технических учетов 8 шт.

Точное количество и типы устанавливаемых приборов учета подлежащих включению в АСКУЭ (НУ), уточняется на стадии предпроектного обследования.

АСКУЭ (НУ) должна предусматривать возможность наращивания, модификации и оптимизации решаемых задач.

Наращивание системы в части изменения количества сигналов должно производиться без вывода из постоянной эксплуатации компонентов АСКУЭ (НУ).

Создание или добавление новых точек учета не должно отражаться на структурном составе и программном обеспечение ИВКВУ.

ИИК ТУ, входящие в состав АСКУЭ (НУ), должны иметь открытые протоколы передачи данных.

Организация учета электроэнергии и автоматизированного сбора должна быть выполнена в точках коммерческого и технического учета на объектах Заказчика:

- на ТП (РП) 6/10 кВ для формирования баланса электроэнергии по секциям шин и контроля режимов работы сети;

- на границе балансовой принадлежности с крупными, мелкомоторными и бытовыми потребителями.

Условия эксплуатации ТУ должны соответствовать требованиям паспортных данных используемых средств и их инструкциям по эксплуатации.

Параметры окружающей среды:

- температура окружающего воздуха от минус 40°С до плюс 55°С;

- относительная влажность от 10 до 90% при температуре 20°С и отсутствии выпадения росы при более низких температурах.

Прямое попадание влаги, открытого огня, агрессивных сред, механических воздействий на аппаратуру АИСКУЭ (НУ) исключено.

1. **Требования к системе.**
	1. **Требования к системе в целом.**

- должна быть обеспечена интеграция новых счетчиков электроэнергии на аппаратном и программном уровне без необходимости доработки системы;

- применяемые протоколы ИИК и коды ИВКЭ должны быть открытыми и совместимы с ИВКВУ.

- должна быть обеспечена интеграция результатов измерения в другие системы.

 **7.1.1 Требования к АСКУЭ (НУ).**

Система должна передавать/принимать:

- показания всех типов электрической энергии, в том числе и по тарифам;

- параметры конфигурации счетчиков контроллеров;

- сбои работы счетчиков, контроллеров, каналов связи;

- журнал замен счетчиков;

- данные показаний, интервальных мощностей (расходов), событий любого элемента как из расчетных счетчиков, так и из аналогичных баз данных и возможность помещать (импортировать) данные в базу данных ИВКВУ.

Система должна обеспечить:

- снятие показаний со всех контролируемых ИИК электрической энергии по группам потребителей на единый момент времени, сопровождаемый меткой времени;

- диагностику функционирования технических и программных средств;

- конфигурирование и настройку параметров выполнения измерений и иных действий;

- ведение в системе единого времени, выработку текущего времени с погрешностью не более 5 секунд в сутки при наличии внешнего питания;

- работоспособность встроенных часов отдельных элементов системы обеспечения единого времени при полном обесточивании устройств (ПУ и УСПД на период не менее одного месяца);

- вычисление всех необходимых показателей энергопотребления, возможность изменения в процессе работы состава и количества учитываемых параметров, а так же механизмов их вычислений;

В системе должна быть возможность программно установить и впоследствии изменять для каждого счетчика сценарий передачи данных.

Система должна быть адаптирована для удобства массового управления счетчиками/группами счетчиков.

Система должна иметь возможность подключения к ней пользователей с ограниченными правами просмотра удаленно (из любой точки, включая низкоскоростные каналы связи).

Система должна обеспечить защиту данных от фальсификации данных и несанкционированного вмешательства.

Система должна считывать, передавать по каналам связи все данные выдаваемые счетчиком электроэнергии:

- часовые и получасовые значения активной и реактивной мощности для счетчиков косвенного включения;

- значения активной и реактивной энергии за месяц и за сутки (при возможности) по тарифным зонам, на момент считывания (по возрастанию), фиксируя дату и время считывания;

- дату/время инициализаций счетчика, дату/время последнего сброса, число сбросов;

 - сигнал несанкционированного вмешательства.

Система должна обеспечить корректность данных и параметров, считываемых из счетчиков электроэнергии, их непрерывность и полноту. Должна быть реализована возможность установки для каждой точки учета времени запаздывания данных/параметров, после окончания, которого будет генерироваться аварийное сообщение. Если за указанное время не удается считать данные или невозможно их сохранить в базе данных, фиксируется соответствующая ошибка и данные должны быть повторно запрошены через указанный интервал времени, который оператор может самостоятельно менять. Также должна быть предусмотрена возможность запроса данных вручную. Система должна генерировать суточные и месячные сводные отчеты об ошибках считывания данных/параметров от счетчиков. Система должна использовать единые классификаторы (счетчиков, объектов и т.д.), которые находятся в базе данных.

Система должна обеспечить получение сообщений о наступлении нештатных событий или режимов, (сбой связи, программ сбора данных, работы с базой данных, операционной системы и т.п.). Об этих событиях должен быть информирован администратор, и они должны быть сохранены в базе данных (журнале событий). Должна быть возможность просмотра разными срезами (время, тип) зарегистрированных и сохраняемых в базе данных событий, которые связаны с работой системы. Должна быть возможность сортировки этих событий по признакам. Система должна гарантировать гибкие возможности генерации аварийных сообщений о наступлении нештатного события или режима с уровня - ИИК и ИВКЭ, (smtp, sms или snmp).

Система должна через заданные оператором интервалы времени, автоматически проверять соответствие даты и времени счетчиков аналогичным эталонным параметрам (СОЕВ), и при необходимости, осуществить коррекцию времени счетчика, контроллера и сервера. Должна быть возможность выполнить коррекцию времени счетчика вручную. СОЕВ должен обеспечиваться как при наличии внешнего питания, так и при полном обесточивании устройства (на период не менее трех месяцев за счет встроенного источника питания в счетчике/ УСПД/Концентраторе/Маршрутизаторе);

Цикл считывания системы, при надежной связи, не должен превышать одних суток, когда данные собираются от всех зарегистрированных в системе счетчиков. Цикл опроса считается законченным, когда данные всех опрашиваемых счетчиков помещаются в базу данных (при работающих каналах связи).

Цикл считывания системы, при отсутствии связи с устройством (счетчик, УСПД, концентратор), не должен превышать одни сутки. Функция получения данных от неопрошенных устройств при восстановлении канала связи (или переходе на альтернативный/резервный канал связи) должна быть автоматизирована. В системе должна быть предусмотрена возможность указания для каждого зарегистрированного счетчика сценария опроса (автоматического или по команде оператора).

Система должна обеспечить автоматическое и корректное заполнение данных после различных сбоев в системе (сервера, программ, счетчиков, аппаратуры передачи данных и т.д.), которые вызвали потерю или неполноту данных.

В системе должна быть внедрена гибкая система классификаторов, позволяющая свободно выбирать приоритеты считываемых точек учета, счетчиков, данных (по номеру, адресу, заранее задаваемым группам и т. п). Должна быть возможность счетчикам/точкам учета присвоить условное название по месту установки приборов учета и т.д.

В системе должно быть внедрено несколько алгоритмов, обеспечивающих корректность и сохранность передаваемых/получаемых данных.

Система должна обеспечить следующие функции:

1. Дать возможность оператору в режиме реального времени обратиться к любому счетчику, зарегистрированному в системе, для считывания необходимых показаний/данных параметрирования (за свободно выбранный период), не используя никакой дополнительной аппаратуры/программ на своем рабочем месте. Оператор должен иметь возможность считанную информацию, выборочно или целиком, просмотреть и/или распечатать эту информацию и экспортировать в \*.xml или \*.xls форматы. Формат \*.dbf должен быть совместим с программами для считывания и параметрирования счетчиков, используемых в системе. Считанные данные отображаются в виде таблиц и графиков, где отмечены даты/интервалы, в которых данные отсутствуют.
2. Предоставить возможность оператору в режиме прямого доступа к выбранному трехфазному счетчику косвенного включения считать время счетчика, мгновенные величины напряжения и всю эту информацию распечатать, не используя никакой дополнительной аппаратуры/программ на своем рабочем месте. В состав считываемых данных должны входить: дата и время счетчика на момент опроса, заводской номер, наименование абонента, мгновенные величины тока, напряжения и мощности. Оператор должен иметь возможность экспортировать в файлы \*xls или \*.xml формата.
3. Автоматически сравнивать мгновенные (для трехфазных счетчиков косвенного включения) или усредненные (в зависимости от заданного пользователем сценария) значения измеряемых указанными счетчиками величин с заданными интервалами величин электрических параметров. При несовпадении, должно генерироваться сообщение о событии, в котором должно быть указано время, счетчик, признак несоответствия.
4. Предоставлять пользователю системы, имеющему соответствующие полномочия, право в режиме прямого доступа (при наличии технической возможности), просмотреть данные параметрирования (конфигурацию), а при знании пароля счетчиков, разрешать параметрировать счетчик. Должна быть возможность в режиме прямого доступа и автоматически (за заданные интервалы времени) сравнить данные конфигурации счетчика с данными конфигурации того же счетчика, которые хранятся в базе данных (для трехфазных счетчиков электросетевого хозяйства).
5. Проверять "работоспособность" трехфазных счетчиков косвенного включения и при разных сбоях (пропадание питания, изменение числа фаз и т.д.) должно генерироваться сообщение о событии, указав нужные данные о сложившейся ситуации. Если счетчик работал от резервного питания, после восстановления питания должны сопоставляться все показания счетчиков с данными, которые хранятся в базе данных на период, во время которого счетчик работал от резервного источника питания.
6. Позволить оператору помещать в базу данных данные от счетчиков, собранные при помощи переносного компьютера, и сравнивать их с данными, которые хранятся в базе данных (для контроля).
7. Разрешить пользователю системы (если имеются полномочия) со своего рабочего места, конфигурировать аппаратную часть (не выше уровня ИВКЭ) системы.
8. Обеспечить мониторинг работоспособности установленного оборудования, и формировать предупреждающий сигнал в случае выхода из строя.
9. Обеспечить возможность вывода всех данных (полученных и рассчитанных системой) в виде таблиц и графиков, в которых дополнительно вводится: наименование точки учета, место (объект), где смонтирована точка учета, номер счетчика, время установки, тип отображаемых данных и дата/интервал, за который отображается информация. Должна быть возможность печатать, копировать, сохранять, выводить на печать информацию, отображаемую в виде графика.

В системе должна быть осуществлена регистрация прав пользователя, идентификация и детальный аудит всех действий в системе (в том числе и параметрирования счетчиков). В зависимости от уровня прав полномочия, пользователь должен видеть различное количество информации (пунктов меню, число счетчиков, возможности параметрирования и т.д.).

Система должна быть открыта для дальнейшего наращивания.

Система должна обеспечит параллельный опрос счетчиков, маршрутизаторов, концентраторов, УСПД (одновременность работы по портам сервера сбора данных).

Аппаратная часть системы должна быть способна:

- автоматически опознавать типы и модификации счетчиков, контроллеров (устройств сбора данных).

- обеспечить защиту данных от ошибок при передаче данных.

Оборудование для системы АСКУЭ (НУ) должно быть законченными, укомплектованными изделиями, для установки которых на месте эксплуатации достаточно указаний, приведенных в эксплуатационной документации, в которой нормированы метрологические характеристики измерительных каналов системы. Для учета электрической энергии должны использоваться приборы учета, типы которых утверждены федеральным органом исполнительной власти по техническому регулированию и метрологии и внесены в государственный реестр средств измерений.

**7.1.2 Требования к ИВКЭ.**

ИВКЭ на ТП (РП) 6/10 кВ, в зависимости от своих функциональных возможностей, должен обеспечивать в автоматическом режиме:

- сбор информации от электросчётчиков по одному или нескольким интерфейсам/каналам (RS-485, радио, PLC, Ethernet, GSM/CSD/GPRS и др.);

- корпус ИВКЭ по степени защиты от проникновения воды и посторонних предметов соответствует степени IP 51 внутри помещений и IP 54 при уличном расположении по ГОСТ 14254-2015

- хранение полученных данных о количестве электроэнергии за месяц (расчетный период) по каждому каналу учета;

- корректировку времени цифровых приборов учета в соответствии с эталоном (СОЕВ);

- самодиагностику;

- передачу данных по запросу или автоматически на верхний уровень;

- передачу данных и прием команд по основному коммуникационному каналу в центры сбора и обработки информации. В качестве основного канала должен использоваться GSM/GPRS (определяется проектным решением);

- возможность непосредственного параметрирования с применением переносного компьютера (через цифровые интерфейсы) или через встроенную клавиатуру и табло;

- защиту от несанкционированного перепрограммирования и изменения первичных данных;

- автоматическое восстановление функций сбора после восстановления питания (при отсутствии резервного питания).

- обеспечение «хода внутренних часов» ИВКЭ и синхронизация времени на ИИК должна быть не хуже 5 с/сут.

ИВКЭ должен иметь протокол обмена СПОДЭС.

Питание ИВКЭ должно осуществляться от сети переменного тока напряжением 187….242В от АВР (при его наличии) или других источников гарантированного питания подстанции. Возможность подключения внешнего резервного источника питания определить в проекте. Охлаждение ИВКЭ должно осуществляться за счет естественной конвекции. УСПД должны обеспечивать работоспособность в диапазоне температур, определенных условиями эксплуатации.

Наработка ИВКЭ на отказ должна быть не менее 35 000 часов. Время восстановления работоспособности на месте установки (заменой модулей) не более 24 часов. Срок службы - не менее 15 лет.

* + 1. **Требования к ИИК.**

**Требования к шкафам учёта.**

При установке ИК КУ в щитовой МКД или на вводе перед ВРУ ММП:

- счётчики прямого включения устанавливать в отдельном запирающемся шкафу в случае, если проектом не предусматривается встроенное в счетчик устройство передачи данных;

- 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;

- подключение к счётчику ввода электроустановки выполнить в соответствии со схемой, указанной в паспорте применяемого счётчика;

- счётчики трансформаторного включения (в комплекте с ТТ) установить в отдельном запирающемся шкафу, с устройством для опломбирования;

- 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.

При установке ИК КУ в split исполнении измерительный блок должен быть расположен на опоре линии электропередач не ниже 5 м. от поверхности земли. При этом абоненту передается индикаторное устройство для отображения измеренных и накопленных данных электропотребления.

**Требования к трансформаторам тока.**

- трансформаторы тока должны быть занесены в Госреестр Средств измерений РФ;

- трансформаторы тока должны соответствовать ГОСТ 7746-2001

- класс точности трансформаторов тока должен быть не хуже 0,5;

- предусмотрена возможность пломбирования или маркирования клемм вторичных обмоток трансформаторов тока;

межповерочный интервал - не менее 16 лет;

- коэффициенты ТТ должны быть выбраны по условиям ПУЭ к фактической нагрузке.

**Требования к счетчикам электрической энергии.**

Приборы коммерческого учёта электроэнергии, работающие в составе АСКУЭ (НУ) и являющиеся источниками первичной информации, должны соответствовать требованиям ГОСТ 31818.11 – 2012, ГОСТ 31819.21 – 2012, ГОСТ 31819.23 – 2012, удовлетворять следующим основным требованиям и обеспечивать:

- максимальный ток - для однофазных не менее 60А, для трехфазных прямого включения - по результатам предпроектного обследования, трансформаторного включения 5А.

- стартовый ток (чувствительность) – 10 мА;

- степень защиты измерительного блока – IP54 и IP64 для split;

- класс точности (по активной энергии): не хуже 1.0;

- отображение параметров и событий на дисплее счетчика должно быть русифицировано (за исключением единиц измерения параметров по единой системе измерений - СИ, отображаемых на дисплее счетчика).

- счетчики должны иметь один или несколько цифровых интерфейсов связи (RS-485, GSM, CAN, PLC, RF, RS-232, Ethernet или другие), и интерфейс для поверки счетчиков. Для настройки, параметризации и локального обмена данными счетчики должны иметь оптический порт, ИК-порт.

- вычисление и фиксацию средней мощности за заданный интервал;

- ведение графика нагрузки по каждому каналу измерения с периодом интеграции измеряемых величин 30, 60 мин. и глубиной хранения информации не менее чем 60 суток при 30-минутном интервале;

- формирование базы данных результатов учета с обязательной привязкой величин ко времени измерений и хранить их в энергонезависимой памяти;

- наличие энергонезависимых часов, обеспечивающих ведение даты и

времени с возможностью внешней автоматической коррекции;

 - наличие «Журнала событий» с фиксацией времени и даты наступления

 события;

 - обеспечивать защиту от несанкционированного доступа и изменения

 параметров и учетных показателей, при этом защита должна быть обеспечена

 на программном и аппаратном уровне;

- обеспечивать контроль электропотребления посредством отключения и включения силового реле, как в ручном, так и автоматическом режиме;

- отслеживание превышения заданного предела максимальной нагрузки

(по активной энергии);

- осуществлять контроль правильности подключения измерительных

цепей и защиту от хищений (учёт по модулю, комбинированный датчик тока, шунт в качестве датчика тока в фазной и нулевой цепях измерений и т.п.); возможность учета не менее чем по 4 тарифам и не менее чем по 16 временных зонах суток раздельно для каждого дня недели и праздничных дней с индивидуальным тарифным расписанием для каждого месяца года;

- погрешность хода внутреннего таймера не более ±0,5 сек. в сутки с возможностью внешней синхронизации хода внутреннего таймера; - ведение «журнала фиксации нестандартных ситуаций (событий), самодиагностика счетчика (ежесуточно и при повторном включении питания) с выводом результата неисправности на дисплей;

- программируемую последовательность сообщений и вывода

измеряемых параметров на дисплей счетчика;

- работоспособность при температуре окружающего воздуха от - 40°С до +70°С; срок службы не менее - 20 лет; гарантийный срок эксплуатации не менее 3 лет; срок службы батареи счетчика - не менее 8 лет; среднюю наработку до отказа не менее 100 000 ч.;

- межповерочный интервал - не менее 16 лет;

- дисплей жидкокристаллический (кроме приборов учета split исполнения);

-..конструктивное исполнение счетчика должно полностью соответствовать требованиям надежности, простоты и безопасности эксплуатации, ведение журнала событий, журнала превышения порога мощности, отображать действующее значение напряжения;

- возможность монтажа в щиток, или на ВГК-рейку, или на опору − в соответствии с местом и способом установки, предусмотренным приложением №1 к настоящему техническому заданию;

- защита от внешних электромагнитных и магнитных полей;

- должны быть запрограммированы на местное время (UTC + 2);

- должно быть загружено установлено тарифное меню действующее в

административном образовании где производится установка;

- корпус счетчика по степени защиты от проникновения воды и посторонних предметов соответствует степени IP 51 внутри помещений, IP 54 при уличном расположении по ГОСТ 14254-2015 и IP64 при установке на опору;

- иметь протокол обмена СПОДЭС между всеми уровнями иерархии системы

Программное обеспечение прибора учета должно обеспечивать:

- программирование счетчика;

- считывание данных, просмотр данных в эксплуатационном режиме (мгновенные данные);

- документирование данных, возможность конвертации информации в один из распространенных форматов (\*.х18, \*.csv, \*.txt,\*.xml);

-..использование протокола обмена данными СПОДЭС с устройствами следующих по иерархии уровней КСУЭ;

- защиту от потери зафиксированных показаний (суммарных и по тарифам) при отсутствии гарантированного питания.

**7.1.4 Требования к каналам связи.**

Передача информации об электропотреблении от счётчика до ИВКЭ, контроллера должен осуществляться по существующей электрической сети 0,4 кВ, радиоканалу или цифровому интерфейсу типа RS-485. Могут быть предложены другие каналы связи с учетом обеспечения надежности и экономичности (наименьших затрат) передачи данных.

Передача информации от ИВКЭ до центра сбора информации осуществляется по каналам сотовой связи стандарта GSM/GPRS либо по каналу Ethernet. Могут быть предложены другие каналы связи с учетом обеспечения надежности и экономичности (наименьших затрат) передачи данных.

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.

**7.1.5 Требования к надёжности.**

Технические средства АСКУЭ (НУ) по показателям надёжности должны соответствовать требованиям ГОСТ 27883-88

Все элементы АСКУЭ (НУ) 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.

**Требования к оборудованию:**

Средства измерения должны быть внесены в Госреестр средств измерений и иметь:

- сертификат соответствия РФ;

- свидетельство об утверждении типа СИ

- описание типа СИ

- руководство по монтажу;

- руководство по эксплуатации;

- руководство пользователя (для программного обеспечения);

- формуляр на приборы учета с указанием поверки.

**Требования к оборудованию связи:**

Аппаратура должна сохранять свою работоспособность при кратковременных перерывах питания и обеспечивать восстановление работоспособности системы при длительных перерывах питания.

Должна обеспечиваться сохранность данных при отключении электроэнергии, при выходе из строя отдельных измерительных приборов, при авариях на основном оборудовании.

Время замены основных компонент системы не должно превышать 4-х часов при наличии оборудования в составе ЗИП.

**7.1.6 Требования к электромагнитной совместимости.**

Устройства АСКУЭ (НУ) должны удовлетворять требованиям ГОСТ Р 55266-2012 по электромагнитной совместимости.

Уровень радиопомех, создаваемых устройствами и их составными частями, должен соответствовать требованиям ГОСТ Р 55055-2012 и не превышать норм, предусмотренных в «Общесоюзных нормах допускаемых индустриальных помех» (Нормы 1-72-9-72).

**7.1.7 Требования к средствам защиты от внешних воздействий.**

Оборудование АСКУЭ (НУ) должно обеспечить устойчивую работоспособность при воздействии следующих климатических факторов;

- температура окружающего воздуха от минус 40° до 70°С;

- относительная влажность воздуха 90% при 30°С;

- атмосферное давление 60-106,7 (460-800) кПа (мм. рт. ст.);

- защиту счетчиков от внешних электромагнитных полей и защиту от перегрузок по току по ГОСТ 30207-94.

- по степени защиты от проникновения воды и посторонних предметов соответствует степени IP 51 внутри помещений, IP 54 при уличном расположении по ГОСТ 14254-2015 и IP64 при установке на опору.

**7.1.8 Требования по эксплуатации, техническому обслуживанию, ремонту и хранению.**

Оборудование АСКУЭ (НУ) должно обеспечивать непрерывную работу в пределах срока службы при условии проведения ремонтно-восстановительных работ.

Восстановление работоспособности АСКУЭ (НУ) должно производиться путем замены неисправных модулей из состава ЗИП, с последующим ремонтом, вышедших из строя модулей. Состав и количество модулей в ЗИП определяется договором на поставку.

Технические средства КСУЭ 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.

Технические средства АСКУЭ (НУ) должны храниться в упаковке предприятия - изготовителя в складских помещениях при температуре от 5 до 30°С, относительной влажности воздуха до 80% при отсутствии паров кислот, щелочей и других агрессивных примесей типа 1 по ГОСТ 15150-69 . Помещение должно быть защищено от грызунов.

**7.1.9 Требования по стандартизации и унификации.**

АСКУЭ (НУ) создается в соответствии с требованиями действующих нормативно-правовых документов. Технические средства АСКУЭ (НУ), изготовленные по одной карте заказа, должны обеспечивать полную взаимозаменяемость.

**7.1.10 Требования к эксплуатационной документации.**

Эксплуатационная документация оформляется в соответствии с ГОСТ 2.601-2013, ГОСТ 2.610 - 2006. Эксплуатационная документация на КСУЭ должна содержать следующую информацию:

- перечень средств измерений в составе информационно-измерительного комплекса с указанием их номинальных параметров и классов точности;

- схема подключения счетчика электроэнергии, ТТ и ТН;

- паспорта-протоколы;

- паспорта на оборудование КСУЭ;

- исходные данные, методика и результаты расчета границ суммарной относительной погрешности средств измерений.

**7.1.11 Требования к безопасности**

АСКУЭ (НУ) должна удовлетворять требованиям международных и российских нормативных документов по безопасности.

По общим требованиям безопасности устройства, входящие в АСКУЭ (НУ), должны соответствовать ГОСТ 26104-89 и ГОСТ 25861-83.

АСКУЭ (НУ) 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.

**7.1.12 Требования по эргономике и технической эстетике.**

1) Рабочее место оператора АРМ КСУЭ должно быть организовано в помещении с комфортными условиями.

2) Прочие эргономические требования системы КСУЭ должны удовлетворять требованиям ГОСТ 22269-76, ГОСТ 23000-76, ГОСТ 12.2.032-78, ГОСТ 21958-76.

**7.1.13 Требования к защите информации от несанкционированного доступа.**

Защита от утечки информации должна обеспечиваться в соответствии с

действующими нормативно-техническими документами.

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

-..необходимость и целесообразность защиты каждой компоненты

 системы;

- условия и критерии аттестации пользовательских рабочих мест с

 позиции выполнения требований защиты информации от

 несанкционированного доступа;

- разработка/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.

Используемые программно-технические средства защиты от несанкционированного доступа должны отвечать следующим требованиям:

- идентификация и аутентификация пользователей;

- передача данных по сети должна производиться в закодированном

 (зашифрованном) виде;

- контроль за процессами обработки информации путем

автоматического ведения системных журналов, в том числе,

регистрацию попыток несанкционированного доступа,

обнаруживаемых программными средствами защиты.

**7.1.14 Требования к патентной чистоте.**

Патентная чистота системы учета должна обеспечиваться в отношении России.

**7.2 Требования к видам обеспечения.**

**7.2.1 Требования к программному обеспечению.**

ПО установленное в оборудовании АСКУЭ (НУ) должно обеспечивать поддержку интерфейса ПО установленного в ИВКВУ.

**7.2.2 Требования к информационному обеспечению.**

АСКУЭ (НУ) 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.

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

**7.2.3 Требования к метрологическому обеспечению.**

Предлагаемые проектом средства измерений, (в т. ч. первичные преобразователи и устройства сбора и передачи данных) должны быть внесены в Государственный реестр средств измерений России.

Основная погрешность при измерении времени, вырабатываемого УСПД при отсутствии средств синхронизации астрономического времени - не более 5 секунд.

Входящие в состав КСУЭ средства измерения должны проходить периодическую метрологическую поверку в соответствии с установленным для них межповерочным интервалом.

**8. Требования к проекту.**

Разработка и проектирование КСУЭ должны быть выполнены в соответствии с требованиями действующих нормативных и отраслевых директивных и методических документов в части энергоснабжения, выполнения измерений количества электроэнергии, а так же исполнения информационно-измерительных систем учета

Оформление проектной документации должно быть произведено в соответствии с требованиями ГОСТ 2.105-95. Документация должна быть разработана и оформлена на русском языке.

Предоставляемая Заказчику документация должна быть согласована со всеми заинтересованными организациями и подвергнута в установленном порядке обязательной государственной экспертизе.

Документация должна быть подготовлена и представлена Заказчику на сброшюрованных бумажных носителях в одном экземпляре, а также в электронном виде:

- копия проекта в формате PDF;

- текстовая часть - в Microsoft Word;

- таблицы - в Microsoft Excel;

- графическая часть - в Microsoft Visio, AutoCAD.

Готовая проектно-сметная документация должна быть утверждена АО «НЭСК-электросети».

**9. Требования к составу и содержанию работ.**

Реализация проекта создание системы АСКУЭ предполагает:

- предпроектное обследование объекта;

- разработку и согласование проектной документации;

- проведение монтажных и пусконаладочных работ в соответствии с

 разработанной документацией;

- ввод системы в эксплуатацию.

**10. Требования к монтажным и пусконаладочным работам.**

Реализация данного проекта предусматривает создание системы АСКУЭ (НУ) «под ключ».

Исполнитель должен выполнить монтажные работы, включающие в себя:

- установку приборов учета у абонентов и на ТП;

- установку УСПД, ретрансляторов и вспомогательного оборудования на ТП.

Провести пуско-наладочные работы, включающие в себя следующее:

- настройку и конфигурирование УСПД, вспомогательного оборудования;

- настройку и конфигурирование каналов связи;

- внесение данных об установленном оборудовании в ПО «Пирамида 2.0» и настройка опроса установленного в рамках контракта оборудования;

- обучение персонала;

- комплексная наладка системы.

В процессе пусконаладочных работ, необходимо занести информацию об установленных у абонентов приборах учета в ПО «Пирамида 2.0» с привязкой к лицевым счетам, адресам потребителей и ТП 6/10-0,4 кВ. Наладить опрос в автоматическом режиме и провести не менее пяти циклов опроса с результатами не ниже 95%. По неопрошенным точкам учета, необходимо провести работы по выявлению причин отсутствия опроса и устранению возникших сбоев.

После окончания строительно-монтажных и пуско-наладочных работ должны быть предусмотрены процедуры комплексных испытаний всей системы и ввода её в эксплуатацию.

**11. Дополнительные требования.**

Предусмотреть поставку дополнительного оборудования для организации опроса и конфигурирования приборов учета на месте их установки, без использования спецсредств и подъема на опору ВЛ-0,4 кВ.

|  |  |
| --- | --- |
| ЗАКАЗЧИК:АО «НЭСК-электросети»Генеральный директор | ЭНЕРГОСЕРВИСНАЯ КОМПАНИЯ:АО «Электротехнические заводы«Энергомера» Генеральный директор |
|  \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ /О.И. Краснянская/«\_\_\_»\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_20\_\_\_г. |  \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_/ \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ /  «\_\_\_» \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ 20\_\_\_г. |