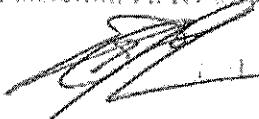


Филиал ПАО «МРСК Центра» - Ярославль


СОГЛАСОВАНО

Начальник департамента
корпоративных и технологических
автоматизированных систем
управления ПАО «МРСК Центра»


А. А. Герасимов
2015

УТВЕРЖДАЮ

Первый заместитель директора
Главный инженер
Филиала ПАО «МРСК Центра»
«Ярославль»


Г. В. Герасимов
2015

Проектно-конструкторское бюро по созданию систем учета электроэнергии
на РП 69

Филиал ПАО «МРСК Центра» - Ярославль

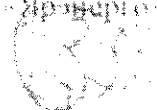
ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ

На разработку

Делается



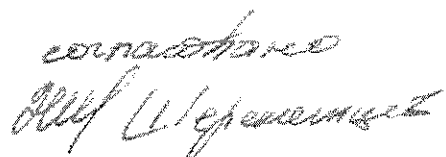
СОГЛАСОВАНО

Заместитель директора по
реализации и развитию услуг
Филиала
ПАО «МРСК Центра»
«Ярославль»


Васильев В. С.

2015

2015

Согласовано  / Волков В. В. / согласовано
Согласовано  / Дроздов А. Н. / 

Филиал ПАО «МРСК Центра» – «Ярэнерго»

СОГЛАСОВАНО

Начальник департамента
корпоративных и технологических
автоматизированных систем
управления ПАО «МРСК Центра»

_____ Е.Л. Силин

_____ 2015г.

УТВЕРЖДАЮ

Первый заместитель директора –
главный инженер
филиала ПАО «МРСК Центра» –
«Ярэнерго»

 Трубин Р.В.

02.10 2015г.

Проектно-изыскательские работы по созданию системы учета электроэнергии
на РП-69

Филиала ПАО «МРСК Центра» - «Ярэнерго»

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ

На 26 листах

Действует с _____ г.

СОГЛАСОВАНО

Заместитель директора по
реализации и развитию услуг
Филиала

ПАО «МРСК Центра» -
«Ярэнерго»

 Быстрицкий В.С.

30.09 2015 г.

2015 г.

СОДЕРЖАНИЕ

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ТЕРМИНОВ И СОКРАЩЕНИЙ.....	3
1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ.....	6
2 НАЗНАЧЕНИЕ И ЦЕЛИ СОЗДАНИЯ СИСТЕМЫ.....	7
3 ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТА АВТОМАТИЗАЦИИ.....	8
4 ТРЕБОВАНИЯ К СИСТЕМЕ	9
5 СОСТАВ, СРОКИ И СОДЕРЖАНИЕ РАБОТ ПО СОЗДАНИЮ СИСТЕМЫ.....	21
6 ПОРЯДОК КОНТРОЛЯ И ПРИЕМКИ РАБОТ.....	22
7 ТРЕБОВАНИЯ К ДОКУМЕНТИРОВАНИЮ	23
8 ТРЕБОВАНИЯ К ПОДРЯДЧИКУ	25

СПИСОК ИСПОЛЪЗУЕМЫХ ТЕРМИНОВ И СОКРАЩЕНИЙ

Коммерческий учет: Процесс получения, представления и регистрации информации: о движении товарной продукции на рынке электроэнергии, о показателях ее качества, об оказании платных дополнительных системных услуг с целью проведения финансовых расчетов между участниками и определения составляющих баланса электроэнергии.

Энергоустановка: Комплекс взаимосвязанного оборудования и сооружений, предназначенный для производства или преобразования, передачи, накопления, распределения или потребления энергии (ГОСТ 19431-84, статья 24).

Электроустановка: Энергоустановка, предназначенная для производства или преобразования, передачи, распределения или потребления электрической энергии (ГОСТ 19431-84, статья 25).

Схема измерений: Информация, отражающая состояние коммутационного электрооборудования, с привязкой к астрономическому времени, в соответствии с представленной однолинейной схемой данной электроустановки.

Присоединение: Электрическая цепь (оборудование и шины) одного назначения, наименования и напряжения, присоединенная к шинам распределительного устройства, генератора, щита, сборки и находящаяся в пределах электроустановки.

Точка измерений: Место расположения и подключения приборов коммерческого или технического учета на элементе электрической сети, значение измерений количества электроэнергии в котором используется в целях коммерческого учета.

Устройство синхронизации времени: Многофункциональное устройство, работающее в автоматическом режиме, которое должно выполнять синхронизацию времени от внешнего эталонного источника времени, поддержание (измерение) системного времени и синхронизацию времени программно-технических средств, входящих в АИИС, имеющих с УСВ интерфейсы аппаратного и информационного взаимодействия по заданному регламенту.

Система обеспечения единого времени (СОЕВ): Функционально объединенная совокупность программно-технических средств измерений и синхронизации времени в данной автоматизированной информационно-измерительной системе, в которой формируются и последовательно преобразуются сигналы, содержащие количественную информацию об измеряемой величине времени. СОЕВ является средством измерений времени, которое выполняет законченную функцию измерений времени и имеет нормированные метрологические характеристики.

Коммерческая информация: Информация, используемая в финансовых расчетах за электроэнергию на рынке и отвечающая требованиям нормативных документов.

Объект измерений - Физическая система (электроустановка, техническое средство и др.) которая характеризуется одной или несколькими физическими величинами, значения которых используется для коммерческих расчетов на ОРЭ.

Средство измерений (СИ) – Техническое устройство, предназначенное для измерений.

Автоматизированная информационно-измерительная система (АИИС): Иерархическая система, представляющая собой техническое устройство, функционально объединяющее совокупность измерительно-информационных комплексов точек измерений, информационно-вычислительных комплексов электроустановок, информационно-вычислительного комплекса и системы обеспечения единого времени, выполняющее функции проведения измерений, сбора, обработки и хранения результатов измерений, информации о состоянии объектов и средств измерений, а также передачи полученной информации в интегрированную автоматизированную систему управления коммерческим учетом на оптовом рынке электроэнергии в автоматизированном режиме.

Информационно-вычислительный комплекс (ИВК): Совокупность функционально объединенных программных, информационных и технических средств, предназначенная для решения задач диагностики состояний средств и объектов измерений, сбора, обработки и хранения результатов измерений, поступающих от ИВКЭ и ИИК, их агрегирование, а также обеспечения интерфейсов доступа к этой информации.

Информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ): Совокупность функционально объединенных программных и технических средств, предназначенная для решения задач сбора и обработки результатов измерений, диагностики средств измерений в пределах одной электроустановки, а также обеспечения интерфейсов доступа к этой информации.

Информационно – измерительный комплекс точки измерений (ИИК): Функционально объединенная и территориально локализованная совокупность программно-технических средств учета электроэнергии по данной точке измерений, в которой формируются и преобразуются сигналы, содержащие количественную информацию об измеряемых величинах, реализуются вычислительные и логические операции, предусмотренные процессом измерений, а также интерфейс доступа к информации по данной точке измерений электроэнергии. Измерительно-информационный комплекс точки измерений является сложным измерительным каналом, представляющим собой совокупность нескольких простых измерительных

каналов, сигналы с выхода которых используются для получения результата косвенных, совокупных или совместных измерений.

Промышленная локальная сеть: Объединение различных датчиков, промконтроллеров и исполнительных устройств, с помощью сложных специализированных протоколов: Profibus, Canbus, FIP, ControlNet, Interbus-S, DeviceNet, P-NET, WorldFIP, LongWork, Modbus Plus и аналогичных им.

Промышленный контроллер: Программно-технические средства в промышленном исполнении предназначенные для непрерывного функционирования в помещениях с повышенной опасностью. Промконтроллеры устанавливаются в ограниченных пространствах (в шкафах, отсеках, панелях и консолях).

Уровень иерархии: Множество элементов иерархии, находящихся на одном и том же расстоянии от корня иерархической структуры. В иерархии позиции классифицируются по уровням. Все позиции уровня соответствуют уникальной классификации. Отдельный уровень иерархического измерения соответствует некоторому понятию предметной области.

Электронный документ: Документ, в котором информация представлена в электронно-цифровой форме.

ОРУ	Открытое распределительное устройство
ТЗ	Техническое задание
ГСИ	Государственные стандарты обеспечения единства измерений
ЕСКД	Единая система конструкторской документации
ЕСПД	Единая система программной документации
ЗИП	Запасное имущество и принадлежности
ПУЭ	Правила устройства электроустановок
ТТ	Трансформатор тока
ТН	Трансформатор напряжения
АИИС КУЭ	Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии
РРЭ	Розничный рынок электроэнергии
ОРЭ	Оптовый рынок электроэнергии
GSM	Global System for Mobile Communication (глобальная система мобильной связи)
УСПД	Устройство сбора и передачи данных
ПСД	Проектно-сметная документация
СРО	Саморегулируемая организация

1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Настоящее Техническое задание является основным документом, определяющим требования к проведению проектно-изыскательских работ по созданию системы учета электроэнергии филиала ПАО «МРСК Центра»-«Ярэнерго» РП-69 г. Ярославль, ул. Чайковского в районе д.37.

Финансирование работ выполняется согласно строки инвестпрограммы «4230 Реконструкция ТП 10/0,4 с внедрением мероприятий по качеству эл.энергии (2016г.)» филиала ПАО «МРСК Центра» - «Ярэнерго».

Структура проектируемой системы учета электроэнергии – двухуровневая.

2 НАЗНАЧЕНИЕ И ЦЕЛИ СОЗДАНИЯ СИСТЕМЫ

2.1. Система учета электроэнергии РП-69 филиала ПАО «МРСК Центра»-«Ярэнерго» предназначена для осуществления эффективного автоматизированного учета и оперативного контроля объемов передаваемой электрической энергии и мощности на подстанции, передачи информации в Центр сбора и обработки информации (ЦСОИ) Филиала ПАО «МРСК Центра»-«Ярэнерго».

2.2. Основные цели создания системы:

- измерение количества передаваемой электрической энергии, позволяющее определить величины учетных показателей, используемых в технических расчетах Филиала ПАО «МРСК Центра»-«Ярэнерго»;
- снижение потерь электрической энергии путем повышения точности учета электроэнергии;
- оперативное получение информации об объемах передаваемой электроэнергии и мощности;
- сокращение сроков получения и обработки информации;
- приведение систем учета электроэнергии на объектах в соответствие требованиям отраслевых и нормативных документов.

2.3. Создаваемая система должна соответствовать требованиям:

- положения ПАО «Россети» «О единой технической политике в электросетевом комплексе», введенного в действие 26.12.2013 г.;
- стандарта ПАО «МРСК Центра» «Техническая политика системы учёта электрической энергии с удалённым сбором данных оптового и розничных рынков электрической энергии на объектах Общества», введенного в действие 15.07.2014г.;
- стандарта ПАО «Россети» «Программное обеспечение информационно-вычислительного комплекса системы учета электроэнергии с удаленным сбором данных»;

3 ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТА АВТОМАТИЗАЦИИ

3.1. Объектом, на котором планируется строительство системы учета электроэнергии является РП-69 филиала ПАО «МРСК Центра» - «Ярэнерго» (г. Ярославль, ул. Чайковского в районе д.37).

3.2. Подробная информация об объекте автоматизации указана в техническом задании №16-КЭ/ЯР (ПИР) на проведении конкурса по выбору подрядчика на выполнение работ по проектированию строительства/реконструкции ЛЭП (6-10 кВ) и распределительной сети 6-10/0,4 кВ.

3.3. Условия эксплуатации оборудования системы учета электроэнергии РП филиала ПАО «МРСК Центра»-«Ярэнерго»:

– от минус 35°C до плюс 50°C – для устройств, устанавливаемых в не отапливаемых помещениях;

– от плюс 10°C до плюс 35°C – для устройств, устанавливаемых в отапливаемых помещениях;

– влажность (не конденсирующаяся): не более 80% при плюс 35°C.

3.4. Перечень точек учета, на которых планируется создание системы учета электроэнергии:

Таблица 1 – Перечень точек учета на РП

№ п/п	Класс напряжения, кВ	Наименование подстанции	Присоединение	Место установки ПУ	Примечание
1.	6	РП 6/0,4 кВ	Ввод 1, яч.5 (с ПС Северная)	РУ 6кВ	
2.	6	РП 6/0,4 кВ	Ввод 2, яч.22 (с ПС Северная)	РУ 6кВ	
3.	6	РП 6/0,4 кВ	Ввод 3, яч.12 (с ПС Полиграф)	РУ 6кВ	
4.	6	РП 6/0,4 кВ	Л-1 (линейная ячейка)	РУ 6кВ	
5.	6	РП 6/0,4 кВ	Л-2(линейная ячейка)	РУ 6кВ	
6.	6	РП 6/0,4 кВ	Л-3(линейная ячейка)	РУ 6кВ	
7.	6	РП 6/0,4 кВ	Л-4(линейная ячейка)	РУ 6кВ	
8.	6	РП 6/0,4 кВ	Л-6(линейная ячейка)	РУ 6кВ	
9.	6	РП 6/0,4 кВ	Л-7(линейная ячейка)	РУ 6кВ	
10.	6	РП 6/0,4 кВ	Л-10 (линейная ячейка)	РУ 6кВ	
11.	6	РП 6/0,4 кВ	Л-11(линейная ячейка)	РУ 6кВ	
12.	6	РП 6/0,4 кВ	Л-13(линейная ячейка)	РУ 6кВ	
13. Л	6	РП 6/0,4 кВ	Л-14(линейная ячейка)	РУ 6кВ	
14.	6	РП 6/0,4 кВ	Л-18(линейная ячейка)	РУ 6кВ	
15.	6	РП 6/0,4 кВ	Л-19(линейная ячейка)	РУ 6кВ	
16.	6	РП 6/0,4 кВ	Л-20(линейная ячейка)	РУ 6кВ	
17.	6	РП 6/0,4 кВ	Л-21(линейная ячейка)	РУ 6кВ	
18.	6	РП 6/0,4 кВ	Л-23(линейная ячейка)	РУ 6кВ	
19.	6	РП 6/0,4 кВ	СВ 1, яч. 8	РУ 6кВ	
20.	6	РП 6/0,4 кВ	СВ2, яч.15	РУ 6кВ	

21.	6	РП 6/0,4 кВ	СВЗ, яч.24	РУ 6кВ	
22.	0,4	РП 6/0,4 кВ	Ввод 1 0,4 кВ	РУ 0,4кВ	
23.	0,4	РП 6/0,4 кВ	Ввод 2 0,4 кВ	РУ 0,4кВ	
24.	0,4	РП 6/0,4 кВ	ТСН 1	РУ 0,4кВ	
25.	0,4	РП 6/0,4 кВ	ТСН 2	РУ 0,4кВ	
26.	0,4	РП 6/0,4 кВ	ТСН 3	РУ 0,4кВ	
Итого: 26 точек учета					

Примечание: окончательное количество присоединений и устанавливаемого оборудования уточняется на стадии проектирования по согласованию с Заказчиком

4 ТРЕБОВАНИЯ К СИСТЕМЕ

4.1. Требования к системе учета электроэнергии в целом:

Система учета электроэнергии должна создаваться, как двухуровневая иерархическая информационно-измерительная система с централизованным управлением и распределенной функцией измерения, обеспечивающая:

- выполнение измерений 60-минутных значений активной и реактивной электроэнергии;
- периодический (1 раз в сутки или чаще) и/или по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени измеренных данных о приращениях электроэнергии (мощности) с заданной дискретностью учета (60 мин);
- хранение данных об измеренных величинах в стандартной базе данных в течение 3,5 лет;
- возможность периодического резервирования баз данных на внешних носителях информации;
- разграничение доступа к базам данных для разных групп пользователей и фиксация в отдельном электронном файле всех действий пользователей с базами данных;
- подготовку данных в XML формате для их передачи по электронной почте внешним организациям;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне;
- диагностику и мониторинг функционирования технических и программных средств системы учета электроэнергии;
- конфигурирование и настройку параметров системы учета электроэнергии;
- ведение системы единого времени в системе учета электроэнергии (коррекция времени);
- санкционированное предоставление результатов измерений.

Все типы применяемых компонентов систем учета электроэнергии (счетчики электрической энергии, измерительные трансформаторы и т.д.)

должны быть утверждены федеральным органом исполнительной власти по техническому регулированию и метрологии, внесены в федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений и соответствовать условиям эксплуатации на объекте, отраслевым требованиям и требованиям, изложенным в разделе 4 настоящего ТЗ.

4.2. Перечень уровней иерархии системы учета электроэнергии:

- 1-ый уровень – информационно-измерительный комплекс (ИИК) - обеспечивает автоматическое проведение измерений в точке измерений. В его состав входят: GSM – коммутатор (для удаленного доступа к счетчикам электроэнергии в РУ 10кВ), GSM – шлюз (для удаленного доступа к счетчикам электроэнергии в РУ 0,4кВ), счетчики электрической энергии, измерительные трансформаторы тока и напряжения, вторичные измерительные цепи;

- 2-ой уровень – информационно вычислительный комплекс (ИВК) обеспечивает: автоматизированный сбор и хранение результатов измерений; автоматическую диагностику состояния средств измерений, подготовку отчета в XML-формате для передачи требуемых данных по электронной почте. Дополнительно на ИВК могут быть возложены функции: автоматической диагностики состояния объектов измерений; контроля достоверности результатов измерений; заверения подготовленного отчета в XML-формате электронно-цифровой подписью и отправка его по электронной почте. ИВК может обеспечивать замещение результатов измерений. В состав ИВК входят: технические средства приёма-передачи данных (каналообразующая аппаратура), промконтроллер и/или сервер, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, технические средства обеспечения безопасности локальных вычислительных сетей.

1-й уровень иерархии системы учета электроэнергии должен быть расположен непосредственно на объекте. 2-й уровень ИВК должен быть расположен в административном здании филиала ПАО «МРСК Центра»-«Ярэнерго». При проектировании системы необходимо в качестве ИВК использовать существующий ИВК филиала ПАО «МРСК Центра»-«Ярэнерго» на базе ПО верхнего уровня «Альфа Центр». Все компоненты проектируемой системы учета электроэнергии должны иметь возможность передачи данных непосредственно в существующий ИВК филиала.

4.3. Требования к компонентам системы учета электроэнергии:

4.3.1 Общие требования к ИИК

ИИК должен обеспечивать:

- автоматическое выполнение измерений величин активной и реактивной электроэнергии и других показателей коммерческого учета

(измерение реактивной электроэнергии обязательно при новом строительстве энергообъектов);

- автоматическое выполнение измерений времени (обязательно при новом строительстве энергообъектов);

- автоматическую регистрацию событий в «Журнале событий», сопровождающих процессы измерения (обязательно при новом строительстве энергообъектов);

- хранение результатов измерений, информации о состоянии средств измерений в специализированной базе данных (обязательно при новом строительстве энергообъектов);

- безопасность хранения информации и программного обеспечения (далее - ПО) в соответствии с ГОСТ Р 52069.0 и ГОСТ Р 51275;

- предоставление доступа к измеренным значениям параметров и «Журналам событий» со стороны ИВК;

- конфигурирование и параметрирование технических средств и ПО;

- диагностику работы технических средств (обязательно при новом строительстве энергообъектов);

- при наличии технической возможности и соответствующей МВИ, автоматизированный учет потерь электроэнергии от точки измерений до точки учета энергии.

Все приборы учета электрической энергии, средства измерения, входящие в ИИК должны входить в перечень средств измерений, внесенных в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений и допущенных к применению в Российской Федерации, соответствовать требованиям, устанавливаемым настоящим стандартом, и иметь действующие свидетельства о поверке и установленные пломбы лица, имеющего аккредитацию на право поверки средств измерений. Кроме того конструкция элементов ИИК должна предусматривать установку пломб Общества.

4.3.1.1 Требования к измерительным ТТ и ТН:

- 1) для присоединений 6-10 кВ класс точности - не хуже 0,5S для ТТ и 0,5 для ТН; для присоединений 0,4 кВ – ТТ класс точности не хуже 1;
- 2) технические параметры и метрологические характеристики трансформаторов тока должны соответствовать требованиям ГОСТ 7746-2001, трансформаторов напряжения – требованиям ГОСТ 1983-2001;
- 3) по климатическому исполнению измерительные трансформаторы должны соответствовать ГОСТ 15150-69;
- 4) для измерений в электрических сетях с заземленной нейтралью измерительные трансформаторы тока необходимо устанавливать в трех фазах, к которым следует подключать трехфазные трехэлементные счетчики;
- 5) не допускается применение промежуточных трансформаторов тока;

- 6) во всех эксплуатационных режимах необходимо не допускать перегрузку измерительных трансформаторов;
- 7) измерительные трансформаторы должны соответствовать ПУЭ по классу напряжения, электродинамической и термической стойкости, климатическому исполнению;
- 8) выводы измерительных трансформаторов, используемых в измерительных цепях коммерческого учета, должны быть защищены от несанкционированного доступа и использоваться только для учета э/э.

4.3.1.2. Требования к вторичным цепям:

- 1) в измерительных цепях ИИК точек измерений должна предусматриваться возможность замены электросчётчика и подключения образцового счетчика без отключения присоединения (установка испытательных коробок, блоков и т.п.);
- 2) электросчетчик должен быть подключен к трансформатору напряжения отдельным кабелем, защищенным от короткого замыкания, при этом подсоединение кабеля к электросчетчику должно быть проведено через испытательную коробку (специализированный клеммник), расположенную около счетчика.
- 3) вторичные измерительные цепи, промежуточные клеммники и испытательные коробки должны быть защищены от несанкционированного доступа;
- 4) конструкция вторичных цепей должна позволять производить опломбировку клемм вторичных цепей тока и напряжения, опломбировку коммутационных аппаратов в цепях первичного и вторичного напряжения трансформаторов напряжения во включенном состоянии с невозможностью отключения (включая автоматическое) без разрушения пломб и знаков визуального контроля. Подключение приборов учета трансформаторного включения должно производиться через специальные клеммные зажимы, обеспечивающие безопасное закорачивание цепей тока и безопасное отключение цепей напряжения при замене и обслуживании приборов учета. Испытательные колодки должны обеспечивать возможность их опломбирования для исключения доступа к вторичным измерительным цепям.
- 5) потери напряжения в цепи «трансформатор напряжения – электросчетчик» не должны превышать 0,25% номинального вторичного напряжения трансформатора напряжения.

4.3.1.3. Требования к счетчикам электроэнергии:

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».

Счетчики должны соответствовать следующим основным требованиям:

- для присоединений 6-10 кВ – класс точности не хуже 0,5S, для присоединений 0,4 кВ класс точности - не хуже 1;
- наличие энергонезависимой памяти для хранения профиля нагрузки с 60-ти минутным интервалом на глубину не менее 123 суток, суточных значений на глубину не менее 120 суток;
- иметь резервное питание;
- обеспечивать подключение по одному или нескольким цифровым интерфейсам компонентов системы учета электроэнергии, в том числе для автономного считывания, удалённого доступа и параметрирования;
- наличие двух независимых гальванически изолированных интерфейсов типа RS-485 для организации автоматизированного сбора данных, один из которых с поддержкой протокола Modbus (для передачи данных в систему телемеханики);
- измерять параметры сети (фазные активную, реактивную, полную мощности, напряжения фазные и линейные, фазные токи, коэф. мощности) с нормированным временем обновления не более 1,5 сек и с погрешностью не хуже класса точности счетчика;

- наличие энергонезависимых часов, обеспечивающих ведение даты и времени (точность хода не хуже $\pm 5,0$ секунды в сутки с внешней автоматической коррекцией (синхронизацией), работающей в составе СОЕВ);
- наличие «Журнала событий», фиксирующего время и даты наступления событий), глубина хранения – не менее 100 событий;
- в «Журнале событий» должны фиксироваться:
 - попытки несанкционированного доступа;
 - факты связи со счетчиком, приведших к каким-либо изменениям данных;
 - изменение текущих значений времени и даты при синхронизации времени;
 - отклонения тока и напряжения в измерительных цепях от заданных пределов;
 - отсутствие напряжения при наличии тока в измерительных цепях;
 - перерывы питания.
 - дата и время вскрытия клеммной крышки;
 - дата и время вскрытия корпуса прибора учета;
 - дата последнего перепрограммирования;
 - изменения направления тока в фазных проводах;
 - дата и время сверхнормативного магнитного воздействия;
 - изменение величины параметров качества электрической энергии;
 - аварийные ситуации.
- обеспечивать защиту от несанкционированного изменения параметров, а также от записи, при этом защита должна быть обеспечена на программном (логическом) уровне (установка паролей) и аппаратном (физическом) уровне (установка пломб, марок и т.п.);
- обеспечивать автоматическую самодиагностику с формированием обобщённого сигнала в «Журнале событий»:
 - измерительного блока;
 - вычислительного блока;
 - коррекция таймера;
 - блока питания;
 - дисплея;
 - блока памяти (подсчет контрольной суммы).
- счетчики должны обеспечивать работоспособность в диапазоне температур, определенных условиями эксплуатации;
- средняя наработка на отказ счетчика должна составлять не менее 100 000 часов;
- срок эксплуатации не менее 20 лет;

- срок эксплуатации встроенной в прибор учета электрической энергии батареи не менее 10 лет;
- температурный диапазон функционирования в соответствии с заявленными техническими характеристиками в интервале от -40°C до $+60^{\circ}\text{C}$;
- межповерочный интервал – не менее 10-ти лет.

4.3.2 Требования к GSM-коммуникатору и GSM-шлюзу.

4.3.2.1. На стадии проектирования предусмотреть установку GSM-коммуникатора в РУ-10 кВ, а GSM-шлюза в РУ-0,4 кВ.

GSM-коммуникатор и GSM-шлюз обеспечивают:

- автоматический регламентный сбор результатов измерений;
- предоставление доступа ИБК к результатам измерений;
- предоставление доступа ИБК к данным о состоянии средств и объектов измерений;

GSM-коммуникатор и GSM-шлюз, при размещении в электроустановках, должны быть выполнены в промышленном исполнении, предназначенном для непрерывного функционирования в помещениях с повышенной опасностью (согласно подпункту 2 пункта 1.1.13 ПУЭ) с возможностью установки в ограниченных пространствах (в шкафах, отсеках, панелях и т.п.), а также обеспечивать удобство технического обслуживания.

Размещение технических средств, используемых персоналом при эксплуатации GSM-коммуникатора, должно соответствовать требованиям эргономики для производственного оборудования по ГОСТ 12.2.049-80.

Таблица 1 - Рекомендуемые технические характеристики GSM-коммуникатора

Наименование	Технические требования на GSM-коммуникатор
Номинальное напряжение питания:	230 В переменного тока частотой 50 Гц или постоянного тока
Рабочий диапазон напряжений питания:	от 80 до 276 В переменного или постоянного тока
Предельный диапазон напряжений питания	от 276 до 440 В переменного или постоянного тока (в течение 6 часов)
Средний потребляемый ток в диапазоне рабочих напряжений, мА:	25/13
Характеристики GSM-модуля:	
число диапазонов	2 (900/1800 МГц)
выходная мощность передатчика, Вт:	2 (класс 4 на частоте 900 МГц) 1 (класс 1 на частоте 1800 МГц)
напряжение питания SIM-карты, В	3 или 1,8
GPRS	класс 10 (мобильный терминал класса B)
максимальный объем буфера	1500 байт

приема/передачи со стороны сети GSM	
максимальный объем буфера приема/передачи со стороны сети RS-485	1500 байт
Характеристики интерфейса RS-485:	
скорость передачи информации, бит/с	конфигурируемая 300, 600, 1200, 2400, 4800, 9600, 19200, 28800, 38400, 57600, 76800, 115200 с битом контроля нечетности или без него
количество подключаемых устройств	до 32 (стандартной нагрузки 12 кОм) до 64 (1/2 стандартной нагрузки 24 кОм) до 128 (1/4 стандартной нагрузки 48 кОм) до 256 (1/8 стандартной нагрузки 96 кОм)
Характеристики выходов телеуправления:	
число выходов	2
максимальное напряжение, В	24 (в состоянии «разомкнуто»)
максимальный ток, мА	30 (в состоянии «замкнуто»)
Характеристики входов телесигналов:	
число входов	2
напряжение присутствия сигнала, В	от +5 до +15
напряжение отсутствия сигнала, В	от 0 до +0,7
Рабочие условия эксплуатации:	
температура окружающего воздуха, °С	от -40 до +60
относительная влажность, %	до 90 при 30 °С
давление, кПа (мм. рт. ст.)	от 70 до 106,7 (от 537 до 800)
Гарантийный срок эксплуатации, месяцев	36
Средняя наработка до отказа, час	90000
Средний срок службы, лет	30
Время восстановления, час	2

Таблица 2 - Рекомендуемые технические характеристики GSM-шлюза

Наименование	Технические требования на GSM-шлюз
1	2
Наименование и тип.	GSM- шлюз для установки в ТП (трансформаторной подстанции).
Назначение и область применения	Предназначен для использования в системах сбора информации с устройств оснащенных последовательным интерфейсом RS-485 (либо CAN).
Наличие сертификации.	Обязательно
ГОСТ или ТУ на GSM- шлюз	Обязательно ГОСТ 12997.
Номинальное напряжение, В	220 В +/- 10%

Частота питающего напряжения, Гц	50
Максимальный потребляемый ток, мА	18,5
Поддерживаемые последовательные порты	RS-485
Скорость передачи данных по интерфейсам, бод	от 300 до 115200
Тип разъема последовательных интерфейсов	телефонный, 6P6C
Предельный рабочий диапазон	-40+55
Относительная влажность воздуха в рабочих условиях	80 % при 30 С
Атмосферное давление в рабочих условиях, мм рт.ст	630-800
Адаптирован к системе АСКУЭ «Меркурий-PLC»	да

4.3.3 Требования к ИВК

Использование существующего в филиале ИВК.

4.3.4. Требования к СОЕВ.

Система обеспечения единого времени должна формироваться на всех уровнях системы учета электроэнергии.

СОЕВ должна выполнять законченную функцию измерений календарного времени и обеспечивать синхронизацию времени при проведении измерений количества электроэнергии с точностью не хуже + 5 сек/сутки.

4.3.5. Требования к каналам связи

Каналы связи, предназначенные для передачи информации, должны обеспечивать устойчивые соединения между устройствами систем учета.

4.3.5.1 Требования к каналам связи между GSM-коммуникатором, GSM-шлюзом и ИВК.

Рекомендуется использовать каналы связи со скоростью передачи не менее 9600 бит/с и коэффициент готовности не хуже 0,95.

В качестве каналов связи могут быть использованы:

- GSM-сеть связи;
- другие линии и сети связи, удовлетворяющие настоящим требованиям по надёжности и скорости передачи данных по согласованию с Заказчиком.

4.4. Требования по надежности.

Надежность ИИК, определяется как совокупность надежности измерительных трансформаторов и счетчиков электроэнергии. В качестве показателей надежности измерительных трансформаторов тока и напряжения в соответствии с ГОСТ 1983-2001 и ГОСТ 7746-2001 выбираются: средний срок службы и средняя наработка до отказа.

Значения показателей надежности счетчиков электроэнергии рекомендуется иметь не ниже заданных:

- средняя наработка на отказ – не менее 35000 часов;
- среднее время восстановления - не более 7 суток.

Значения показателей надежности СОЕВ рекомендуется иметь не ниже заданных:

- коэффициент готовности – не менее 0,95;
- среднее время восстановления – не более 168 часов.

Для повышения надёжности рекомендуется резервирование отдельных компонентов системы учета электроэнергии и использование избыточной информации.

Необходимость применения резерва в каждом конкретном случае должна быть обоснована с учетом заданных к системе учета электроэнергии требований по надежности.

Установленный полный срок службы системы учета электроэнергии – не менее 20 лет.

Для обеспечения надежности системы учета электроэнергии на стадиях разработки, изготовления и эксплуатации должно быть предусмотрено и реализовано следующее:

- задание и обоснование требований к надежности системы учета электроэнергии и ее составных частей;
- резервирование;
- расчет показателей надежности;
- обеспечение ремонтпригодности;
- автоматизированный сбор и анализ информации о состоянии эксплуатируемых средств измерений системы учета электроэнергии;
- обеспечение комплектами ЗИП в оптимальном количестве;
- обеспечение эксплуатационной и ремонтной документацией.

Программно-аппаратная система контроля работоспособности и диагностирования неисправностей системы учета электроэнергии должна обеспечивать решение следующих задач:

- проверку работоспособности и обнаружение отказов оборудования;

- отыскание, диагностику неисправностей с точностью до отдельного элемента или группы элементов для замены;
- сигнализацию о возникновении отказа и результатах проверок работоспособности.

Для сокращения времени восстановления системы учета электроэнергии следует использовать рациональную последовательность выполнения всего комплекса операций, обеспечивающих ее восстановление при отказах. Для этого в эксплуатационной документации на систему учета электроэнергии в составе руководства пользователя и/или инструкции по эксплуатации должны быть предусмотрены методики (программы) поиска и устранения неисправностей, дополняющие возможности программно-аппаратной диагностики.

При отключении основного электропитания системы учета электроэнергии в целом или отдельных компонентов, входящих в его состав, должен быть обеспечен автоматический переход на источники резервного питания с требуемыми характеристиками.

Целостность и корректность информации системы учета электроэнергии должна сохраняться при отключении электропитания. После восстановления электропитания должна быть обеспечена процедура восстановления требуемого объема информации по всей иерархии работоспособности системы учета электроэнергии.

При выявлении отказов компонентов, входящих в систему учета электроэнергии, должно:

- сохраняться целостность и корректность информации;
- обеспечиваться восстановление работоспособности системы до начала следующего расчетного периода;
- не выдаваться ложная информация при любых аварийных ситуациях;
- обеспечиваться как восстановление, так и довосстановление данных с контролем их достоверности.

Система учета электроэнергии должна быть сконструирована таким образом, чтобы обеспечивать свободный доступ к отдельным блокам для контроля их работоспособности и замены.

В системе учета электроэнергии должны быть предусмотрены меры защиты от случайных изменений и разрушения информации, а так же от несанкционированного вмешательства.

4.5. Требования к безопасности.

Технические средства системы учета электроэнергии должны соответствовать общим требованиям к обеспечению пожарной безопасности при эксплуатации системы согласно ГОСТ 12.1.004-91, ГОСТ Р 50377-92, РД 153-34.0-03.301.

Все внешние (наружные) токопроводящие элементы технических средств системы учета электроэнергии, которые могут находиться под напряжением или под наведенном потенциалом, должны иметь защиту от случайного прикосновения, а сами технические средства иметь зануление или защитное заземление в соответствии с «Правилами устройства электроустановок».

Технические средства должны быть установлены так, чтобы обеспечивалась их безопасная техническая эксплуатация.

5 СОСТАВ, СРОКИ И СОДЕРЖАНИЕ РАБОТ ПО СОЗДАНИЮ СИСТЕМЫ

Начало работ: определяется датой заключения договора;

Окончание работ: в соответствии с общим техническим заданием №16-КЭ/ЯР(ПИР) на проведение конкурса по выбору подрядчика на выполнение работ по проектированию строительства/реконструкции ЛЭП (6-10 кВ) и распределительной сети 6-10/0,4 кВ.

№ п/п	Наименование этапов
1.	Проведение предпроектного обследования объектов
2.	Согласование с Заказчиком технических решений (отчет по ППО)
3.	Согласование в филиале ПАО «МРСК Центра» - «Ярэнерго» технических решений
4.	<p>Разработка проектно-сметной документации в составе:</p> <ul style="list-style-type: none"> — титульный лист; — ведомость проектной документации; — пояснительная записка к техническому проекту; — схема функциональной структуры; — описание автоматизируемых функций; — описание комплекса технических средств; — описание организационной структуры; — рабочая документация, содержащая: <ul style="list-style-type: none"> • однолинейную электрическую схему; • таблицу соединений и подключений (кабельный журнал); • спецификацию оборудования и программных средств; • ведомость оборудования и материалов; • локальную смету; • схему структурную системы учета электроэнергии; • схему соединений внешних проводок системы учета электроэнергии; • схемы однолинейные; • измерительные цепи счетчиков. Схемы подключения; • информационные цепи. Схемы подключения; • планы размещения оборудования и прокладки кабелей; • монтажные чертежи, при необходимости.
5.	Согласование и утверждение проектно-сметной документации в филиале ПАО «МРСК Центра» - «Ярэнерго».

6 ПОРЯДОК КОНТРОЛЯ И ПРИЕМКИ РАБОТ

Подрядчик разрабатывает «План-график проведения проектно-изыскательских работ», содержащий этапы с контрольными датами выполнения работ (в случае необходимости пообъектно), который согласовывается и утверждается Заказчиком и Подрядчиком совместно.

В дальнейшем Заказчик контролирует выполнение проектно-изыскательских работ в соответствии с утвержденным «План-графиком проведения проектно-изыскательских работ».

При завершении работ Подрядчик предоставляет Заказчику комплект проектно-сметной документации, предусмотренный техническим заданием, с приложением к нему акта сдачи-приемки выполненных работ. Заказчик в течение 10 (десяти) рабочих дней, со дня получения проектно-сметной документации и акта сдачи-приемки работ, рассматривает их и направляет Подрядчику подписанный акт сдачи-приемки или мотивированный отказ от приемки. Причиной отказа может быть только несоблюдение требований технического задания или некомплектность представленной документации.

В случае выявления замечаний, Подрядчик обязан устранить их за свой счет в срок, согласованный с Заказчиком и повторно предоставить комплект документов.

7 ТРЕБОВАНИЯ К ДОКУМЕНТИРОВАНИЮ

7.1 При составлении документов, необходимо следовать требованиям, изложенным в действующих ЕСКД и ЕСПД по соответствующим видам обеспечения систем учета электроэнергии. Документы, составленные на иностранных языках, должны иметь приложение с переводом на русский язык. На каждый комплект документов должна быть составлена ведомость документов.

7.2 Проектно-сметную документацию представить в 3 экземплярах на бумажном носителе и в 1 экземпляре в электронном виде на CD/DVD носителе. Электронные форматы представления информации: текстовую информацию представить в стандартных форматах MS Office (Word, Excel версия не ниже 2007), графическую: AutoCAD (версия не ниже 2006) и Microsoft Office Visio (версия не ниже 2007), а сметную документацию в формате MS Excel (версия не ниже 2007).

7.3 Сметную документацию по объекту разработать в нормативной базе 2001 года в ТЕР (или ФЕР с пересчетом для Ярославской области); локальные сметы разработать в базовых ценах; сводный сметный расчет в текущих ценах;

7.4 Документы должны быть разработаны на основании следующих стандартов и нормативных документов:

- ГОСТ 2.105-95.ЕСКД. Общие требования к текстовым документам;
- ГОСТ 2.106-96. ЕСКД. Текстовые документы;
- ГОСТ 2.601-95. ЕСКД. Эксплуатационные документы;
- ГОСТ 2.111-68. ЕСКД. Нормоконтроль;
- ГОСТ 34.201-89. Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Виды, комплектность и обозначение документов при создании автоматизированных систем;
- ГОСТ 34.601-90. Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания;
- ГОСТ 34.602-89. Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Техническое задание на создание автоматизированной системы;
- ГОСТ 34.603-92. Информационная технология. Виды испытаний автоматизированных систем;
- РД 50-34.698-90. Информационная технология. Комплекс стандартов и руководящих документов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Требования к содержанию документов;
- ГОСТ Р 21.1002-2008 Система проектной документации для строительства. Нормоконтроль проектной и рабочей документации;
- РД 34-20-501-03. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей РФ;

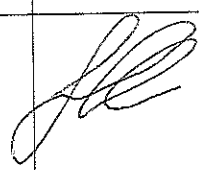
- ПУЭ «Правила устройства электроустановок. Изд.7. с дополнениями и изменениями» актуальной редакции и издания;
- положения ПАО «Россети» «О единой технической политике в электросетевом комплексе», введенного в действие 26.12.2013 г.;
- стандарта ПАО «МРСК Центра» «Техническая политика системы учёта электрической энергии с удалённым сбором данных оптового и розничных рынков электрической энергии на объектах Общества», введенного в действие 15.07.2014г.;
- стандарта ПАО «Россети» «Программное обеспечение информационно-вычислительного комплекса системы учета электроэнергии с удаленным сбором данных»;
- регламентов ОРЭМ НП «Совет рынка»;
- Исходные данные, предоставленные Заказчиком.

8 ТРЕБОВАНИЯ К ПОДРЯДЧИКУ

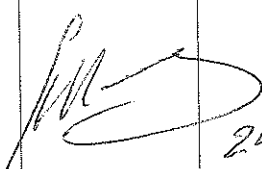


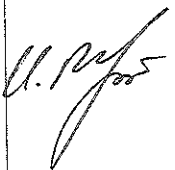
8.1. Подрядная организация должна иметь свидетельства на допуски к данным видам работ, выданные саморегулируемой организацией, зарегистрированной уполномоченным государственным органом в установленном законодательством РФ порядке.

8.2. Подрядная организация должна иметь опыт работ в области проектирования систем учета с удаленным сбором данных не менее 1 года.

СОСТАВИЛИ:

Наименование организации	Должность	ФИО	Подпись	Дата
Филиал ПАО «МРСК Центра»- «Ярэнерго»	Ведущий специалист ОЭ АСКУЭ	Лебедев С.С.		24.09.15

СОГЛАСОВАНО:

Наименование организации	Должность	ФИО	Подпись	Дата
Филиала ПАО «МРСК Центра»- «Ярэнерго»	Начальник управления корпоративных и технологических автоматизированных систем управления	Полетаев А.В		24.09.15
Филиала ПАО «МРСК Центра»- «Ярэнерго»	Начальник управления учета электроэнергии	Столбникова М.В.		29.09.15
Филиала ПАО «МРСК Центра»- «Ярэнерго»	Начальник отдела эксплуатации и развития систем учета	Цветкова А.А.		29.09.15
Филиал ПАО «МРСК Центра» - «Ярэнерго»	Начальник отдела контроллинга информационных технологий и телекоммуникаций	Пундик И.Г.		24.09.15