

Филиал ПАО «МРСК Центра» – «Ярэнерго»

СОГЛАСОВАНО

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


Е.Л. Силин

25.02. 2016г.

УТВЕРЖДАЮ

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


Р.В. Трубин

19.02. 2016г.

Филиал ПАО «МРСК Центра» - «Ярэнерго»
Проектно-изыскательские работы по модернизации системы учета
электроэнергии ПС 110/10 кВ Луговая
Филиала ПАО «МРСК Центра» - «Ярэнерго»

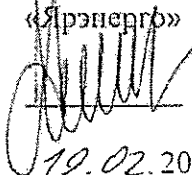
ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ

На 29 листах

Действует с 2016 г.

СОГЛАСОВАНО

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


А.В. Комягин

19.02. 2016 г.

2016 г.

Согласовано [Signature] / [Signature] 10.02.2016 г.
Согласовано [Signature] / [Signature] 11.02.2016 г.
Согласовано [Signature] 11.02.2016 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..... | 23 |
| 6 ПОРЯДОК КОНТРОЛЯ И ПРИЕМКИ РАБОТ..... | 25 |
| 7 ТРЕБОВАНИЯ К ДОКУМЕНТИРОВАНИЮ | 26 |
| 8 ТРЕБОВАНИЯ К ПОДРЯДЧИКУ | 28 |

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ 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.

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 измерения: 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 (УСВ): 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 |
| ЗРУ | Закрытое распределительное устройство |
| ТЗ | Техническое задание |
| ГСИ | Государственные стандарты обеспечения единства измерений |
| ЕСКД | Единая система конструкторской документации |
| ЕСПД | Единая система программной документации |
| ЗИП | Запасные части, инструменты и принадлежности |
| ПУЭ | Правила устройства электроустановок |
| ТТ | Трансформатор тока |
| ТН | Трансформатор напряжения |
| Система учета электроэнергии | 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 |
| АСДТУ | Автоматизированные системы диспетчерского технологического управления |

1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Настоящее Техническое задание является основным документом, определяющим требования к проведению проектно-изыскательских работ по модернизации системы учета электроэнергии филиала ПАО «МРСК Центра»-«Ярэнерго» ПС 110/10 кВ Луговая (Ярославская область, Рыбинский район, пос. Ермаково).

Финансирование работ выполняется согласно статьи «3094 « ЦП Надежность. Реконструкция ПС 110 кВ» инвестиционной программы филиала ПАО «МРСК Центра» - «Ярэнерго» на 2016-2020г.

Структура проектируемой системы учета электроэнергии – трехуровневая.

2 НАЗНАЧЕНИЕ И ЦЕЛИ СОЗДАНИЯ СИСТЕМЫ

2.1. Система учета электроэнергии ПС 110/10 кВ Луговая 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 модернизации 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 в соответствие систем учета электроэнергии на объектах требованиям отраслевых и нормативных документов.

2.3. После модернизации 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 модернизация системы учета электроэнергии является ПС 110/10 кВ Луговая филиала ПАО «МРСК Центра» - «Ярэнерго» (Ярославская область, Рыбинский район, пос. Ермаково).

3.2. Подробная информация об объекте автоматизации указана в техническом задании на проведении конкурса по выбору подрядчика на проектирование реконструкции ПС КТП 110/10 с ТМ 6300кВА N1 ПС 110/10кВ Луговая (инв. №11008021) с заменой КРУН 10кВ.

3.3. Условия эксплуатации оборудования системы учета электроэнергии ПС 110/10 кВ Луговая 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 ПС 110/10 кВ Луговая

| № п/п | Класс напряжения, кВ | Наименование подстанции | Присоединение | Место установки ПУ | Примечание |
|-------|----------------------|-------------------------|---------------|--------------------|------------|
| 1. | 10 | 110/10 кВ Луговая | Ввод 1 | КРУН | |
| 2. | 10 | 110/10 кВ Луговая | Ввод 2 | КРУН | |
| 3. | 10 | 110/10 кВ Луговая | СВ 10 кВ | КРУН | |
| 4. | 10 | 110/10 кВ Луговая | Л-1 | КРУН | |
| 5. | 10 | 110/10 кВ Луговая | Л-2 | КРУН | |
| 6. | 10 | 110/10 кВ Луговая | Л-3 | КРУН | |
| 7. | 10 | 110/10 кВ Луговая | Л-4 | КРУН | |
| 8. | 10 | 110/10 кВ Луговая | Л-5 | КРУН | |
| 9. | 10 | 110/10 кВ Луговая | Л-6 | КРУН | |
| 10. | 10 | 110/10 кВ Луговая | Л-7 | КРУН | |
| 11. | 10 | 110/10 кВ Луговая | Л-8 | КРУН | |
| 12. | 10 | 110/10 кВ Луговая | Л-9 | КРУН | |
| 13. | 10 | 110/10 кВ Луговая | Л-10 | КРУН | |
| 14. | 0,4 | 110/10 кВ Луговая | ТСН1 | КРУН | |
| 15. | 0,4 | 110/10 кВ Луговая | ТСН2 | КРУН | |

Примечание: 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 трехуровневая 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.

Форматы и протоколы передачи данных системы учета электроэнергии должны быть открытыми, универсальными и позволять использовать их в составе программно-технических комплексов различных разработчиков.

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: счетчики электрической энергии, измерительные трансформаторы тока и напряжения, вторичные измерительные цепи;

- 2-ой уровень – информационно вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ) обеспечивает интерфейс доступа к информации по учету электроэнергии ИИК. Дополнительно на ИВКЭ могут быть возложены функции автоматического: сбора информации по учету электроэнергии от ИИК, сбора и обработки информации о состоянии средств измерений, сбора и обработки информации о состоянии объектов измерений; расчета потерь электроэнергии от точки измерений до точки поставки. В состав ИВКЭ входят: контроллер, обеспечивающий интерфейс доступа к ИИК, технические средства приёма-передачи данных (каналообразующей аппаратуры);

- 3-ий 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 и 2-й уровни иерархии системы учета электроэнергии должны быть расположены непосредственно на объектах. 3-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.

СОЕВ должна выполнять законченную функцию измерений времени, иметь нормированные метрологические характеристики и обеспечивать синхронизацию времени при проведении измерений количества электроэнергии с точностью не хуже $\pm 5,0$ с/сутки. В СОЕВ входят все средства измерений времени, влияющие на процесс измерения количества электроэнергии, и учитываются временные характеристики (задержки) линий связи между ними,

которые используются при синхронизации времени. СОЕВ должна быть привязана к единому календарному времени. СОЕВ должна быть сформирована на всех уровнях иерархии системы учета электроэнергии – ИИК, ИВКЭ и ИВК – и обеспечивать коррекцию времени (синхронизацию).

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 ИВКЭ или 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 35-110 кВ в случае замены – класс точности ТТ не хуже 0,2S, а ТН не хуже 0,2; для остальных присоединений класс точности - не хуже 0,5S для ТТ и 0,5 для ТН;
- 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.
- 9) для питания цепей напряжения измерительных элементов приборов учета должны применяться трехфазные трансформаторы напряжения или однофазные трансформаторы, устанавливаемые в каждой из трех фаз.
- 10) при недогрузке во вторичных цепях ТН должны устанавливаться догрузочные резисторы.
- 11) межповерочный интервал трансформаторов тока и напряжения должен составлять не менее 6 лет.

4.3.1.2. Требования к вторичным цепям:

- 1) в измерительных цепях ИИК точек измерений должна предусматриваться возможность замены электросчетчика 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) 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 при новом строительстве и реконструкции запрещается.

4.3.1.3. Требования к счетчикам электроэнергии:

К установке допускаются многофункциональные «интеллектуальные» средства измерений, срок государственной поверки которых не истек. 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 35-110 кВ – класс точности не хуже 0,2S, для остальных присоединений класс точности - не хуже 0,5S;
- 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 (обеспечивающий включение в сеть сбора и передачи информации АСДУ);
- 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 (дата и время вскрытия клеммной крышки, корпуса прибора учета);
 - 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°C;
- межповерочный интервал – не менее 10-ти лет.

4.3.2 Требования к ИВКЭ.

4.3.2.1. Общие требования к ИВКЭ

ИВКЭ обеспечивает:

- автоматический регламентный сбор результатов измерений;
- сбор данных о состоянии средств и объектов измерений со всех ИИК, обслуживаемых данным ИВКЭ;
- ведение Журнала событий;
- предоставление доступа ИВК к результатам измерений;
- предоставление доступа ИВК к данным о состоянии средств и объектов измерений;
- конфигурирование и параметрирование технических средств и программного обеспечения;
- диагностику работы технических средств;
- хранение результатов измерений;
- хранение данных о состоянии средств и объектов измерений;
- предоставление пользователям и эксплуатационному персоналу регламентированного доступа к данным;

- аппаратную и программную защиту от несанкционированного изменения параметров и любого изменения данных;

Технические средства ИВКЭ, при их 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 их установки в ограниченных пространствах (в шкафах, отсеках, панелях и т.п.), а также обеспечивать удобство технического обслуживания.

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

ИВКЭ должен иметь систему контроля зависания с последующим перезапуском.

4.3.2.2. Требования к промконтроллерам (УСПД)

Промконтроллеры должны быть защищены от несанкционированного доступа как в аппаратной части (разъёмам, функциональным модулям и т.п.), так и в программно-информационном обеспечении (установка паролей).

Функции промконтроллера (в автоматическом режиме):

- сбор результатов измерений от счётчиков по цифровым интерфейсам;
- обработку результатов измерений в соответствии с параметризацией промконтроллера;
- предоставление интерфейса доступа к собранной информации;
- синхронизация времени, как в самом промконтроллере, так и в счётчиках электроэнергии, передающих информацию в данный промконтроллер;
- самодиагностика с фиксацией в «Журнале событий» или на цифровом табло.

Промконтроллер должен обеспечивать параметризацию (установку настраиваемых параметров) при первоначальной установке, после вывода из ремонта, в процессе эксплуатации самого промконтроллера и при замене счётчиков, изменении схемы учета, коммуникационных параметров и т.п. Параметрирование промконтроллера возможно только при снятии механической пломбы и вводе пароля, при этом в «Журнале событий» промконтроллера автоматически должно фиксироваться это событие с указанием даты и времени.

При параметрировании промконтроллера различаются следующие события, подлежащие обязательной фиксации в «Журнале событий»:

- ввод расчётных коэффициентов измерительных каналов (коэффициентов трансформации измерительных трансформаторов тока и напряжения);
- ввод/изменение групп измерительных каналов учёта электроэнергии для расчёта агрегированных значений электроэнергии по группам точек измерений (необходимость формирования групп измерительных каналов в промконтроллере определяется на стадии проектирования);

- установка текущих значений времени и даты.

Должно быть обеспечено автоматическое ведение «Журнала событий», в котором фиксируются время и даты наступления событий, а также следующие факты:

- попытки несанкционированного доступа;
- связи с промконтроллером, приведшие к каким-либо изменениям данных;
- перезапуски промконтроллера (при пропадании напряжения, заикливаниях и т.п);
- изменение текущих значений времени и даты при синхронизации времени;
- отключение питания.

Промконтроллер должен иметь встроенные энергонезависимые часы, обеспечивающие ведение даты и времени, рекомендуемая точность хода которых не хуже ± 5.0 с/сутки.

Промконтроллер должен обеспечивать автоматическую коррекцию (синхронизацию) времени.

Промконтроллер должен обеспечивать хранение:

- суточных данных о тридцатиминутных значениях мощности по каждому каналу не менее 35 суток;
- электропотребление (выработку) за месяц по каждому каналу и по группам не менее 35 суток (необходимость формирования групп измерительных каналов в промконтроллере определяется на стадии проектирования).

Напряжение питания промконтроллера от сети переменного или постоянного тока должно составлять 220В с допустимым отклонением напряжения в пределах $\pm 20\%$. Промконтроллер должен иметь резервный источник питания и обеспечивать автоматическое переключение на резервный источник питания при исчезновении основного питания и обратно. Электропотребление промконтроллера, с полным набором электронных модулей, не должно превышать 100 Вт. Охлаждение промконтроллера должно осуществляться за счет естественной конвекции. Промконтроллер должен обеспечивать работоспособность в диапазоне температур, в соответствии с условиями эксплуатации.

Необходимо использовать промконтроллер, выполненный в едином корпусе, обеспечивающем возможность одностороннего обслуживания и степень защиты не ниже IP 51 (в соответствии с ГОСТ 14254). Допускается устанавливать промконтроллер со степенью защиты IP 50 в сухих помещениях (температура окружающего воздуха $(20 \pm 5)^\circ\text{C}$ при относительной влажности $(65 \pm 15)\%$) или в специализированных шкафах, имеющих степень защиты не менее IP 51. Конструкция промконтроллера должна позволять его размещение как на стандартных панелях, так и в специализированных шкафах (при использовании внешних модемов).

Устройство сбора и передачи данных (УСПД) предназначено для сбора информации со счетчиков электрической энергии и использования в составе автоматизированных информационно – измерительных систем коммерческого учета электрической энергии и мощности (АИИС ТУЭ) в качестве специализированного промышленного контроллера информационно-вычислительного комплекса электроустановки (ИВКЭ).

Рекомендуемые технические характеристики УСПД:

- количество счетчиков, подключаемых к одному УСПД – 1-256;
- объем памяти ОЗУ, Мбайт не менее 64;
- объем памяти для прикладного ПО, Мбайт не менее 64;
- объем памяти для накопления данных, Мбайт не менее 64;
- количество каналов цифрового ввода/вывода:
- интерфейс типа RS-422/RS-485 – не менее 4х;
- скорость передачи цифрового ввода/вывода: интерфейс типа RS-232/RS-422/RS-485, бит/с 9600 ÷ 115200;
- время считывания информации с максимального количества счетчиков, подключенных к УСПД, не более 15 минут;
- количество каналов связи с ИВК и внешними устройствами:
 - интерфейс типа Ethernet – не менее 1;
 - интерфейс типа RS-232 – не менее 2;
- скорость передачи каналов связи с ИВК и внешними устройствами:
 - интерфейс типа Ethernet, Мбит/с – 1;
 - интерфейс типа RS-232, бит/с – 9600;
- точность хода часов реального времени, с/сутки - ± 5 ;
- ход часов реального времени при отключении питания, не менее 10000 часов;
- размещение технических средств системы учета электроэнергии проектировать с учетом требований к условиям эксплуатации, надежности и защиты от несанкционированного доступа.

4.3.3 Требования к ИВК

В составе системы учета электроэнергии должен быть использован существующий в филиале ИВК на базе специализированного программного обеспечения «Альфа Центр», разработки ООО «Эльстер Метроника».

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. При удаленном сборе данных учета передача данных должна осуществляться по каналам связи, обеспечивающим сбор и обмен данными по стандартным интерфейсам и протоколам обмена типа «запрос-ответ» в автоматическом и в автоматизированном (по запросу) режимах.

4.3.5.1 Требования к каналам связи между ИВКЭ и ИВК.

Необходимо резервирования каналов связи между ИВК и ИВКЭ определяется проектировщиком при расчете надежности функционирования системы учета электроэнергии.

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:

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

4.3.5.2 Требования к каналам связи между ИИК и ИВКЭ

При организации каналов связи между ИИК и ИВКЭ, необходимо применить резервирование каналов связи, т.е. использовать основной и резервный канал.

В качестве каналов связи могут быть использованы:

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

Ранжирование каналов связи по приоритетности использования при новом строительстве и реконструкции систем учета согласно стандарту ПАО «МРСК Центра»: «Техническая политика системы учёта электрической энергии с удалённым сбором данных оптового и розничных рынков электрической энергии на объектах Общества»

4.4. Требования по надежности.

Значения показателей надежности ИВКЭ рекомендуется иметь не ниже заданных:

- средняя наработка на отказ – не менее 35000 часов;
- среднее время восстановления - не более 24 часов.

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.

Среднее время восстановления СОЕВ рекомендуется иметь 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 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 состав системы 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.

Компоненты системы учета электроэнергии по требованиям защиты человека от поражений электрическим током должны относиться к классу 1 и выполняться в соответствии с ГОСТ 12.2.007-0-75.

Все внешние (наружные) токопроводящие элементы технических средств системы учета электроэнергии, которые могут находиться под напряжением или под наведенным 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.

КТС при монтаже, наладке, обслуживании и ремонте должны соответствовать общим требованиям безопасности по ГОСТ 12.2.003 и ГОСТ 12.3.002, а также:

- в части электробезопасности - ГОСТ 12.1.019, ГОСТ 12.1.030, ГОСТ 12.1.038, ГОСТ 12.2.007.0-75;
- в части пожаробезопасности - ГОСТ 12.1.004, РД 34.49.10187, ВСН- 01-87,
- в части создаваемых при работе шумов - ГОСТ 12.1.003, ГОСТ 12.1.023,
- в части создаваемых при работе электромагнитных полей радиочастот - ГОСТ 12.1.006, электростатических полей - ГОСТ 12.1.045, электрических полей промышленной частоты - ГОСТ 12.1.002;

ТТ и ТН в эксплуатации должны соответствовать требованиям безопасности по ГОСТ 12.2.007.3-75 и ГОСТ 12.2.007.0-75. Один из выводов вторичных обмоток ТТ и ТН должен быть заземлен.

В части защиты обмена данными между открытыми системами, в КТС выполняется в соответствии с ГОСТ Р ИСО 7498-2-99

В обслуживаемых помещениях КТС и на автоматизированных рабочих местах персонала должны ограничиваться опасные и вредные производственные факторы по ГОСТ 12.0.003, в т.ч.:

- уровни электромагнитных, электростатических и электрических полей соответственно - ГОСТ 12.1.006, ГОСТ 12.1.045, ГОСТ 12.1.002;
- уровни акустических шумов - ГОСТ 12.1.006;
- уровни вибрации - ГОСТ 12.1.012, ГОСТ 25980.

5 СОСТАВ, СРОКИ И СОДЕРЖАНИЕ РАБОТ ПО СОЗДАНИЮ СИСТЕМЫ

Начало работ: определяется датой заключения договора;

Окончание работ: в соответствии с общим ТЗ на проведение конкурса по выбору подрядчика на проектирование реконструкции КТП 110/10 с ТМ 6300кВА N1 ПС 110/10кВ Луговая (инв. №11008021) с заменой КРУН 10кВ.

| № п/п | Наименование этапов |
|----------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 1. | Проведение предпроектного обследования объектов |
| 2. | Согласование с Заказчиком технических решений (отчет по ППО) |
| 3. | Разработка технического задания на проектирование системы учета электроэнергии |
| 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 информационного обеспечения; – описание программного обеспечения; – описание организационной структуры; – расчет необходимой численности персонала, для эксплуатации и технического обслуживания системы; – проектная оценка надёжности системы учета электроэнергии; – описание метрологического обеспечения; – рабочая документация, содержащая: <ul style="list-style-type: none"> • план электроустановок с размещением ОРУ, КРУН, помещений ЗРУ, щитов управления и т.п.; • 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; • чертежи общего вида оборудования; • монтажные чертежи, при необходимости. |

| | |
|----|----------------------------------------------------------------------------------------------------|
| | – ведомость ЗИП; |
| 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 АСКУЭЭ | Лебедев С.С. |  | 02.02.16 |

СОГЛАСОВАНО:

| Наименование организации | Должность | ФИО | Подпись | Дата |
|---------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------|------------------|---------------------------------------------------------------------------------------|-----------|
| Филиал ПАО «МРСК Центра»- «Ярэнерго» | Начальник управления корпоративных и технологических автоматизированных систем управления | Полетаев А.В |  | 02.02.16. |
| Филиал ПАО «МРСК Центра» - «Ярэнерго» | Начальник отдела контроллинга информационных технологий и телекоммуникаций | Пундик И.Г. |  | 02.02.16 |
| Филиала ПАО «МРСК Центра»- «Ярэнерго» | Начальник управления учета электроэнергии | Столбникова М.В. |  | 04.02.16. |
| Филиала ПАО «МРСК Центра»- «Ярэнерго» | Начальник отдела эксплуатации и развития систем учета | Цветкова А.А. |  | 04.02.16. |