

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «06» октября 2023 г. № 2095

Регистрационный № 90111-23

Лист № 1
Всего листов 38

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» для энергоснабжения ОАО «РЖД» в границах ОАО «Ленэнерго», Мурманской области

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» для энергоснабжения ОАО «РЖД» в границах ОАО «Ленэнерго», Мурманской области (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, соотнесения результатов измерений к национальной шкале координированного времени Российской Федерации UTC(SU), а также для автоматизированного сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой multifunctionalную, многоуровневую автоматизированную измерительную систему с централизованным управлением, распределенной функцией измерения.

АИИС КУЭ (измерительные каналы (ИК) №№ (1-11,24,25,28-40,42-66) состоит из трех уровней:

1-й уровень – измерительно-информационный комплекс (ИИК) включает в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (ТН), multifunctionalные счетчики активной и реактивной электрической энергии (счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных;

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ) включает устройства сбора и передачи данных (УСПД) ОАО «РЖД» (основные и/или резервные), ПАО «Россети», ПАО «Россети Ленэнерго», Мурманского филиала ПАО «Россети Северо-Запад»;

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК) включает в себя сервер ОАО «РЖД» (основной и/или резервный), сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ», сервер ПАО «Россети», сервер ПАО «Россети Ленэнерго», сервер Мурманского филиала ПАО «Россети Северо-Запад»; устройства синхронизации системного времени (УССВ), каналообразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, АРМ.

АИИС КУЭ (ИК № 12-23,26,27,41) состоит из двух уровней:

1-й уровень – измерительно-информационный комплекс (ИИК) включает в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (ТН), multifunctionalные счетчики активной и реактивной электрической энергии (счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных;

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК) включает в себя сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ», сервер ПАО «Россети Ленэнерго», сервер Мурманского филиала ПАО «Россети Северо-Запад», устройства синхронизации системного времени (УССВ), каналообразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, АРМ.

Основной сервер ОАО «РЖД» создан на базе программного обеспечения (ПО) «ГОРИЗОНТ», резервный сервер ОАО «РЖД» создан на базе ПО «Энергия Альфа 2». ИВК в части сервера ОАО «РЖД» единомоментно работает либо на основном сервере, либо на резервном.

Сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» создан на базе ПО «АльфаЦЕНТР» и ПО «Энергия Альфа 2».

Сервер ПАО «Россети» создан на базе СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп).

Серверы ПАО «Россети Ленэнерго», Мурманского филиала ПАО «Россети Северо-Запад» созданы на базе ПО «Пирамида-Сети».

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в сигналы, которые по вторичным измерительным цепям поступают на измерительные входы счетчика. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются соответствующие мгновенные значения активной, реактивной и полной мощности. Электрическая энергия, как интеграл по времени от мощности, вычисляется для интервалов времени 30 минут. Счетчики электрической энергии сохраняют в регистрах памяти фиксируемые события с привязкой к шкале времени UTC(SU).

Цифровой сигнал с выходов счетчиков ИК №№ 1-11 при помощи технических средств приёма-передачи данных поступает на входы УСПД ОАО «РЖД» (основные типа ЭКОМ-3000 и/или резервные типа RTU-327), с выходов счетчиков ИК №№ 24,25 – на входы УСПД Мурманского филиала ПАО «Россети Северо-Запад», с выходов счетчиков ИК №№ 28-40,42-60 – на входы УСПД ПАО «Россети Ленэнерго», с выходов счетчиков ИК №№ 61-66 – на входы УСПД ПАО «Россети», где осуществляется формирование и хранение информации. Допускается опрос счетчиков ИК №№ 1-11 любым УСПД ОАО «РЖД» в составе АИИС КУЭ с сохранением настроек опроса. ИВКЭ ОАО «РЖД» единомоментно работает либо на основном УСПД, либо на резервном. Допускается в качестве резервного канала сбора и передачи данных опрос счетчиков №№ 24,25 сервером Мурманского филиала ПАО «Россети Северо-Запад», каналов №№28-40,42-60 сервером ПАО «Россети Ленэнерго», №№61-66 сервером ПАО «Россети» с использованием каналообразующего оборудования.

Далее данные с УСПД ОАО «РЖД» передаются на сервер ОАО «РЖД», с УСПД Мурманского филиала ПАО «Россети Северо-Запад» - на сервер Мурманского филиала ПАО «Россети Северо-Запад», с УСПД ПАО «Россети Ленэнерго» - на сервер ПАО «Россети Ленэнерго», с УСПД ПАО «Россети» - на сервер ПАО «Россети», где осуществляется оформление отчетных документов. Цикличность сбора информации – не реже одного раза в сутки.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков ИК №№ 12-23,26,27 при помощи технических средств приёма-передачи данных поступает на сервер Мурманского филиала ПАО «Россети Северо-Запад», с выходов счетчика ИК № 41 при помощи технических средств приёма-передачи данных поступает на сервер ПАО «Россети Ленэнерго», где осуществляется обработка, хранение поступающей информации и оформление отчетных документов. Цикличность сбора информации – не реже одного раза в сутки.

Передача информации об энергопотреблении от сервера ОАО «РЖД» на сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» производится автоматически путем межсерверного обмена.

Не реже одного раза в сутки серверы Мурманского филиала ПАО «Россети Северо-Запад», ПАО «Россети Ленэнерго», ПАО «Россети» формируют файлы отчета с результатами измерений в виде макетов XML формата 80020, а также в иных согласованных форматах в соответствии с регламентами ОРЭМ, и передает его на сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ».

Допускается в качестве резервного канала сбора и передачи данных опрос любого счетчика сервером ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» с использованием каналаобразующего оборудования стандарта GSM.

Обработка измерительной информации (умножение на коэффициенты трансформации ТТ и ТН) происходит автоматически в счетчике, либо в УСПД, либо в ИВК.

Формирование и передача данных прочим участникам и инфраструктурным организациям оптового и розничного рынков электроэнергии и мощности (ОРЭМ) за электронно-цифровой подписью ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» в виде макетов XML формата 80020, а также в иных согласованных форматах в соответствии с регламентами ОРЭМ осуществляется сервером по коммутируемым телефонным линиям, каналу связи Internet через интернет-провайдера или сотовой связи.

Сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» также обеспечивает сбор/передачу данных по электронной почте Internet (E-mail) при взаимодействии с АИИС КУЭ третьих лиц и смежных субъектов ОРЭМ в виде макетов XML формата 80020, а также в иных согласованных форматах в соответствии с регламентами ОРЭМ.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает все уровни системы. СОЕВ выполняет законченную функцию измерений времени, имеет нормированные метрологические характеристики и обеспечивает автоматическую синхронизацию времени с допускаемой погрешностью не более, указанной в таблице 7.

СОЕВ включает в себя серверы точного времени Метроном-50М, устройства синхронизации времени УСВ-3, устройство синхронизации времени УСВ-2, сервер точного времени СТВ-01, часы сервера ОАО «РЖД», часы сервера ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ», часы сервера Мурманского филиала ПАО «Россети Северо-Запад», часы сервера ПАО «Россети Ленэнерго», часы сервера ПАО «Россети», часы УСПД и счётчиков.

Серверы точного времени Метроном-50М, устройства синхронизации времени УСВ-3, устройство синхронизации времени УСВ-2, сервер точного времени СТВ-01 осуществляют прием и обработку сигналов времени, по которым осуществляют синхронизацию собственных часов или часов компонентов системы со шкалой координированного времени Российской Федерации UTC(SU).

Уровень ИВК ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» оснащён УССВ на базе серверов точного времени (основного и резервного) типа Метроном-50М. Периодичность сравнения показаний часов осуществляется не реже 1 раза в сутки. Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени (величины расхождения времени корректируемого и корректирующего компонентов). Уставка коррекции времени сервера равна ± 1 с (параметр программируемый). Допускается осуществление корректировки времени компонентов АИИС КУЭ основным и/или резервным УССВ типа Метроном-50М.

Уровень ИВК ОАО «РЖД» оснащен устройствами синхронизации времени УСВ-3. Периодичность сравнения показаний часов между основным сервером ОАО «РЖД» и соответствующим ему УСВ-3, а также между резервным сервером ОАО «РЖД» и соответствующим ему УСВ-3 осуществляется не реже 1 раза в сутки. Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 1 с (параметр программируемый).

Уровень ИВК Мурманского филиала ПАО «Россети Северо-Запад» оснащен устройством синхронизации времени УСВ-3. Периодичность сравнения показаний часов осуществляется не реже 1 раза в сутки. Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 1 с (параметр программируемый).

Уровень ИВК ПАО «Россети Ленэнерго» оснащен устройством синхронизации времени УСВ-2. Периодичность сравнения показаний часов осуществляется не реже 1 раза в сутки. Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 1 с (параметр программируемый).

Уровень ИВК ПАО «Россети» оснащен сервером точного времени СТВ-01. Периодичность сравнения показаний часов осуществляется не реже 1 раза в сутки. Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 1 с (параметр программируемый).

Основные УСПД ОАО «РЖД» синхронизируются от уровня ИВК ОАО «РЖД» (основной сервер). Периодичность сравнения показаний часов осуществляется не реже 1 раза в сутки. Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 2 с (параметр программируемый).

Резервные УСПД ОАО «РЖД» синхронизируются от уровня ИВК ОАО «РЖД» (резервный сервер). Периодичность сравнения показаний часов осуществляется не реже 1 раза в сутки. Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 2 с (параметр программируемый).

УСПД Мурманского филиала ПАО «Россети Северо-Запад» синхронизируется от сервера Мурманского филиала ПАО «Россети Северо-Запад». Периодичность сравнения показаний часов осуществляется не реже 1 раза в сутки. Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 2 с (параметр программируемый).

УСПД ПАО «Россети Ленэнерго» синхронизируется от уровня ИВК ПАО «Россети Ленэнерго». Периодичность сравнения показаний часов осуществляется не реже 1 раза в сутки. Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 2 с (параметр программируемый).

УСПД ПАО «Россети» синхронизируется от сервера ПАО «Россети». Периодичность сравнения показаний часов осуществляется не реже 1 раза в сутки. Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 2 с (параметр программируемый).

Счетчики ИК №№ 1-11 синхронизируются от УСПД (основных и/или резервных) ОАО «РЖД». Сравнение показаний часов счетчиков и УСПД происходит при каждом сеансе связи «счетчик – УСПД». Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 2 с (параметр программируемый).

Счетчики ИК №№ 24,25 синхронизируются от УСПД или сервера Мурманского филиала ПАО «Россети Северо-Запад» (в случае использования резервного канала опроса счетчиков сервером ПАО «Россети Северо-Запад»). Сравнение показаний часов компонентов АИИС КУЭ происходит при каждом сеансе связи «счетчик – УСПД» или «счетчик-сервер» (при резервном канале опроса). Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 2 с (параметр программируемый) или ± 3 с при использовании резервного канала опроса.

Счетчики ИК №№ 28-40,42-60 синхронизируются от УСПД или сервера ПАО «Россети Ленэнерго» (в случае использования резервного канала опроса счетчиков сервером ПАО «Россети Ленэнерго»). Сравнение показаний часов компонентов АИИС КУЭ происходит при каждом сеансе связи «счетчик – УСПД» или «счетчик-сервер» (при резервном канале опроса). Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 2 с (параметр программируемый) или ± 3 с при использовании резервного канала опроса.

Счетчики ИК №№ 61-66 синхронизируются от УСПД или сервера ПАО «Россети» (в случае использования резервного канала опроса счетчиков сервером ПАО «Россети»). Сравнение показаний часов компонентов АИИС КУЭ происходит при каждом сеансе связи «счетчик – УСПД» или «счетчик-сервер» (при резервном канале опроса). Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 2 с (параметр программируемый) или ± 3 с при использовании резервного канала опроса.

Счетчики ИК №№ 12-23,26,27 синхронизируется от сервера Мурманского филиала ПАО «Россети Северо-Запад». Сравнение показаний часов счетчика и сервера происходит при каждом сеансе связи «счетчик – сервер». Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 3 с (параметр программируемый).

Счетчик ИК №41 синхронизируется от сервера ПАО «Россети Ленэнерго». Сравнение показаний часов счетчика и сервера происходит при каждом сеансе связи «счетчик – сервер». Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 3 с (параметр программируемый).

В случае использования резервного канала связи стандарта GSM, счетчики синхронизируются от сервера ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ». Сравнение показаний часов счетчиков и сервера происходит при каждом сеансе связи «счетчик – сервер». Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 3 с (параметр программируемый).

Журналы событий счетчиков, УСПД и серверов отображают факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции и (или) величины коррекции времени, на которую был скорректирован компонент.

Нанесение знака поверки и заводского номера на конструкцию средства измерений не предусмотрено. АИИС КУЭ присвоен заводской номер 263. Заводской номер указывается в формуляре на АИИС КУЭ типографским способом. Формат, способ и места нанесения заводских номеров измерительных компонентов, входящих в состав ИК АИИС КУЭ приведены в формуляре на АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

Идентификационные данные метрологически значимой части ПО представлены в таблицах 1-5.

Таблица 1 - Идентификационные данные ПО «Энергия Альфа 2»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Энергия Альфа 2
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 2.0.0.2
Цифровой идентификатор ПО (MD 5, enalpha.exe)	17e63d59939159ef304b8ff63121df60

Таблица 2 - Идентификационные данные ПО «АльфаЦЕНТР»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	АльфаЦЕНТР
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 12.01
Цифровой идентификатор ПО (MD 5, ac_metrology.dll)	3E736B7F380863F44CC8E6F7BD211C54

Таблица 3 - Идентификационные данные ПО «ГОРИЗОНТ»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ГОРИЗОНТ
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.13
Цифровой идентификатор ПО	54 b0 a6 5f cd d6 b7 13 b2 0f ff 43 65 5d a8 1b

Таблица 4 - Идентификационные данные ПО «Пирамида-Сети»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Пирамида-Сети
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 8.3.1.8
Цифровой идентификатор ПО (MD 5, BinaryPackControls.dll)	EB19 84E0 072A CFE1 C797 269B 9DB1 5476
Цифровой идентификатор ПО (MD 5, CheckDataIntegrity.dll)	E021 CF9C 974D D7EA 9121 9B4D 4754 D5C7
Цифровой идентификатор ПО (MD 5, ComIECFunctions.dll)	BE77 C565 5C4F 19F8 9A1B 4126 3A16 CE27
Цифровой идентификатор ПО (MD 5, ComModbusFunctions.dll)	AB65 EF4B 617E 4F78 6CD8 7B4A 560F C917
Цифровой идентификатор ПО (MD 5, ComStdFunctions.dll)	EC9A 8647 1F37 13E6 0C1D AD05 6CD6 E373
Цифровой идентификатор ПО (MD 5, DateTimeProcessing.dll)	D1C2 6A2F 55C7 FECF F5CA F8B1 C056 FA4D
Цифровой идентификатор ПО (MD 5, SafeValuesDataUpdate.dll)	B674 0D34 19A3 BC1A 4276 3860 BB6F C8AB
Цифровой идентификатор ПО (MD 5, SimpleVerifyDataStatuses.dll)	61C1 445B B04C 7F9B B424 4D4A 085C 6A39
Цифровой идентификатор ПО (MD 5, SummaryCheckCRC.dll)	EFCC 55E9 1291 DA6F 8059 7932 3644 30D5
Цифровой идентификатор ПО (MD 5, ValuesDataProcessing.dll)	013E 6FE1 081A 4CF0 C2DE 95F1 BB6E E645

Таблица 5 - Идентификационные данные СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.0.0.4
Цифровой идентификатор ПО	26B5C91CC43C05945AF7A39C9EBFD218

Уровень защиты ПО «АльфаЦЕНТР»,» от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Уровень защиты ПО «Энергия Альфа 2», ПО «ГОРИЗОНТ», ПО «Пирамида-Сети, СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Конструкция средства измерений исключает возможность несанкционированного влияния на ПО и измерительную информацию.

Метрологические и технические характеристики

Состав ИК АИИС КУЭ, метрологические и технические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в таблицах 6-8.

Таблица 6 - Состав ИК АИИС КУЭ, основные метрологические и технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование объекта учета	Состав ИК АИИС КУЭ					
		Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (рег. №)	Обозначение, тип		УСПД	УССВ	
1	2	3		4		5	6
1	ПС 110 кВ Тюрлема-тяга, ОРУ 27,5 кВ, Ф1 ДПР	ТТ	КТ=0,5S КТТ=200/5 №47124-11	A	ТОЛ-СЭЩ-35-IV	RTU-327 Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 УСВ-3 Рег. № 64242-16 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	ТОЛ-СЭЩ-35-IV		
				C	-		
		ТН	КТ=0,5 КТН=27500/100 №912-70	A	ЗНОМ-35-65		
				B	ЗНОМ-35-65		
				C	-		
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RAL-B-3			
2	ПС 110 кВ Тюрлема-тяга, ОРУ 27,5 кВ, Ф2 ДПР	ТТ	КТ=0,5S КТТ=200/5 №47124-11	A	ТОЛ-СЭЩ-35-IV		
				B	ТОЛ-СЭЩ-35-IV		
				C	-		
		ТН	КТ=0,5 КТН=27500/100 №912-70	A	ЗНОМ-35-65		
				B	ЗНОМ-35-65		
				C	-		
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RAL-B-3			

Продолжение таблицы 6

1	2	3		4		5	6
3	ПС 110 кВ Канаш-Тяга, ОРУ 2х27,5 кВ, Ф1 ДПР 27,5 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=200/5 №3690-73	A	ТФЗМ-35А-У1	RTU-327 Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 УСВ-3 Рег. № 64242-16 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	ТФЗМ-35А-У1		
				C	-		
		ТН	КТ=0,5 КТН=27500/100 №912-70	A	ЗНОМ-35-65		
				B	ЗНОМ-35-65		
				C	-		
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RAL-B-3					
4	ПС 110 кВ Канаш-Тяга, ОРУ 2х27,5 кВ, Ф2 ДПР 27,5 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=200/5 №3689-73	A	ТФЗМ-35Б-1У1		
				B	ТФЗМ-35Б-1У1		
				C	-		
		ТН	КТ=0,5 КТН=27500/100 №912-70	A	ЗНОМ-35-65		
				B	ЗНОМ-35-65		
				C	-		
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RAL-B-3					
5	ПС 110 кВ Шумерля- Тяговая, ОРУ 2х27,5 кВ, Ф1 ДПР 27,5 кВ	ТТ	КТ=0,5S КТТ=200/5 №47124-11	A	-		
				B	ТОЛ-СЭЩ-35-IV		
				C	ТОЛ-СЭЩ-35-IV		
		ТН	КТ=0,5 КТН=27500/100 №912-70	A	-		
				B	ЗНОМ-35-65		
				C	ЗНОМ-35-65		
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RAL-B-3					

Продолжение таблицы 6

1	2	3		4		5	6
6	ПС 110 кВ Шумерля- тяговая, ОРУ 2х27,5 кВ, Ф2 ДПР 27,5 кВ	ТТ	КТ=0,5S КТТ=150/5 №47124-11	A	-	RTU-327 Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 УСВ-3 Рег. № 64242-16 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	ТОЛ-СЭЩ-35-IV		
				C	ТОЛ-СЭЩ-35-IV		
		ТН	КТ=0,5 КТН=27500/100 №912-70	A	-		
				B	ЗНОМ-35-65		
				C	ЗНОМ-35-65		
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RAL-B-3			
7	ПС 110 кВ Апатиты 14 (ПС 14), КРУН 10 кВ, Ф.11	ТТ	КТ=0,5 КТТ=600/5 №42683-09	A	ТЛК	RTU-327 Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 УСВ-3 Рег. № 64242-16 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	-		
				C	ТЛК		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №16687-07	A	НАМИТ-10-2		
				B			
				C			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RAL-B-3			
8	ПС 110 кВ Ковда (ПС 85), РУ 10 кВ, Ф-РРС	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №30709-08	A	ТЛП-10	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 64242-16 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	-		
				C	ТЛП-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №831-53	A	НТМИ-10		
				B			
				C			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RAL-B-4			

Продолжение таблицы 6

1	2	3		4		5	6
9	ПС 110 кВ Африканда (ПС 61), ОРУ-110 кВ, Л-111	ТТ	КТ=0,2 КТТ=75/1 №60541-15	А	ТБМО	RTU-327 Рег. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 51644-12 УСВ-3 Рег. № 64242-16 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	ТБМО		
				С	ТБМО		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №60353-15	А	НАМИ		
				В	НАМИ		
				С	НАМИ		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-11	A1802RALXQ-P4GB-DW-4					
10	ПС 110 кВ Африканда (ПС 61), ОРУ-110 кВ, Л-112	ТТ	КТ=0,2 КТТ=75/1 №60541-15	А	ТБМО		
				В	ТБМО		
				С	ТБМО		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №60353-15	А	НАМИ		
				В	НАМИ		
				С	НАМИ		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-11	A1802RALXQ-P4GB-DW-4					
11	ПС 35 кВ Вырица-тяговая, РУ 10 кВ, Ф.7 (ПЭ-2)	ТТ	КТ=0,2S КТТ=75/5 №59870-15	А	ТОЛ-СЭЩ-10		
				В	-		
				С	ТОЛ-СЭЩ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/√3/100/√3 №3344-08	А	ЗНОЛ.06		
				В	ЗНОЛ.06		
				С	ЗНОЛ.06		
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №31857-11	A1805RAL-P4G-DW-4					

Продолжение таблицы 6

1	2	3		4		5	6
12	ПС 35 кВ ПС-301, РУ 6 кВ, КЛ 6 кВ Ф.32	ТТ	КТ=0,5 КТТ=300/5 №7069-79	A	ТОЛ 10	-	УСВ-3 Пер. № 51644-12
				B	-		
				C	ТОЛ 10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/100 №20186-05	A	НАМИ-10-95УХЛ 2		
				B			
				C			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №31857-06	A1805RAL-P4G-DW-4			
13	ПС 35 кВ ПС-301, РУ 6 кВ, КЛ 6 кВ Ф.42	ТТ	КТ=0,5 КТТ=300/5 №7069-79	A	ТОЛ 10	-	УСВ-3 Пер. № 51644-12
				B	-		
				C	ТОЛ 10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/100 №20186-05	A	НАМИ-10-95УХЛ 2		
				B			
				C			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №31857-06	A1805RAL-P4G-DW-4			
14	ПС 110 кВ Кола (ПС 8), КРУ 6 кВ, яч.19, КЛ 6 кВ Ф.19	ТТ	КТ=0,5 КТТ=600/5 №1261-59	A	ТПОЛ-10	-	УСВ-3 Пер. № 51644-12
				B	-		
				C	ТПОЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/100 №2611-70	A	НТМИ-6-66		
				B			
				C			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №31857-06	A1805RAL-P4GB-DW-4			

Продолжение таблицы 6

1	2	3		4		5	6
15	ПС 110 кВ Кола (ПС 8), КРУ 6 кВ, яч.14, КЛ 6 кВ Ф.14	ТТ	КТ=0,5 КТТ=400/5 №15128-07	A	ТОЛ-10-I	-	УСВ-3 Пер. № 51644-12
				B	-		
				C	ТОЛ-10-I		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/100 №2611-70	A	НТМИ-6-66		
				B			
				C			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №31857-06	A1805RAL-P4GB-DW-4			
16	ПС 35 кВ ПС-317, РУ 6 кВ, яч.3, КЛ 6 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №2473-05	A	ТЛМ-10	-	УСВ-3 Пер. № 51644-12
				B	-		
				C	ТЛМ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/100 №2611-70	A	НТМИ-6-66		
				B			
				C			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №31857-06	A1805RAL-P4G-DW-4			
17	ПС 110 кВ Молодежная (ПС 24), РУ 10 кВ, яч.3, Ф.3	ТТ	КТ=0,5 КТТ=200/5 №1856-63	A	ТВЛМ-10	-	УСВ-3 Пер. № 51644-12
				B	-		
				C	ТВЛМ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №831-53	A	НТМИ-10		
				B			
				C			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №31857-06	A1805RAL-P4G-DW-4			

Продолжение таблицы 6

1	2	3		4		5	6
18	ПС 110 кВ Молодежная (ПС 24), РУ 10 кВ, яч.13, Ф.13	ТТ	КТ=0,5 КТТ=200/5 №1856-63	A	ТВЛМ-10	-	УСВ-3 Пер. № 51644-12
				B	-		
				C	ТВЛМ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №831-53	A	НТМИ-10		
				B			
				C			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №31857-06	A1805RAL-P4G-DW-4			
19	ПС 110 кВ ПС 18А, КРУН-10, яч.2, КЛ-10 кВ Ф-2	ТТ	КТ=0,5 КТТ=1000/5 №1856-63	A	ТВЛМ-10	-	УСВ-3 Пер. № 51644-12
				B	-		
				C	ТВЛМ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №831-69	A	НТМИ-10-66		
				B			
				C			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №31857-11	A1805RALQ-P4GB-DW-4			
20	ПС 110 кВ ПС 18А, КРУН-10 кВ, яч.21, КЛ-10 кВ Ф-21	ТТ	КТ=0,5 КТТ=1000/5 №1856-63	A	ТВЛМ-10	-	УСВ-3 Пер. № 51644-12
				B	-		
				C	ТВЛМ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №831-69	A	НТМИ-10-66		
				B			
				C			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №31857-11	A1805RALQ-P4GB-DW-4			

Продолжение таблицы 6

1	2	3		4		5	6
21	ПС 110 кВ ПС 18А, КРУН-10 кВ, яч.3, Ф-3	ТТ	КТ=0,5 КТТ=600/5 №1856-63	А	ТВЛМ-10	-	УСВ-3 Пер. № 51644-12
				В	-		
				С	ТВЛМ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №831-69	А	НТМИ-10-66		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №31857-11	A1805RALQ-P4GB-DW-4			
22	ПС 110 кВ ПС 18А, КРУН- 10 кВ, яч.14, Ф-14	ТТ	КТ=0,5 КТТ=600/5 №1856-63	А	ТВЛМ-10	-	УСВ-3 Пер. № 51644-12
				В	-		
				С	ТВЛМ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №831-69	А	НТМИ-10-66		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №31857-11	A1805RALQ-P4GB-DW-4			
23	ПС 110 кВ Ёна (ПС 41), РУ- 10 кВ, яч.16, КЛ-10 кВ Ф-16	ТТ	КТ=0,5 КТТ=50/5 №1276-59	А	ТПЛ-10У3	-	УСВ-3 Пер. № 51644-12
				В	-		
				С	ТПЛ-10У3		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №831-69	А	НТМИ-10-66		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №31857-11	A1805RAL-P4GB-DW-4			

Продолжение таблицы 6

1	2	3		4		5	6
24	ПС 150 кВ Ковдор (ПС 40А), РУ 6 кВ, Ф-27	ТТ	КТ=0,5 КТТ=300/5 №1856-63	А	ТВЛМ-10	RTU-325S Пер.№ 53722-13	УСВ-3 Пер. № 51644-12
				В	-		
				С	ТВЛМ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/100 №2611-70	А	НТМИ-6-66		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №31857-11	A1805RALQ-P4GB-DW-4			
25	ПС 150 кВ Ковдор (ПС 40А), РУ 6 кВ, Ф-43	ТТ	КТ=0,5 КТТ=300/5 №1856-63	А	ТВЛМ-10	RTU-325S Пер.№ 53722-13	УСВ-3 Пер. № 51644-12
				В	-		
				С	ТВЛМ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/100 №2611-70	А	НТМИ-6-66		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №31857-11	A1805RALQ-P4GB-DW-4			
26	ПС 150 кВ Нямозеро (ПС 49), РУ-6 кВ, яч.1, КЛ-6 кВ Ф-1	ТТ	КТ=0,5 КТТ=200/5 №2473-00	А	ТЛМ-10	-	УСВ-3 Пер. № 51644-12
				В	-		
				С	ТЛМ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/100 №2611-70	А	НТМИ-6-66		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №31857-11	A1805RALQ-P4GB-DW-4			

Продолжение таблицы 6

1	2	3		4		5	6
27	ПС 150 кВ ПС 95, РУ-10 кВ, яч.15, КЛ-10 кВ Ф-15	ТТ	КТ=0,5 КТТ=300/5 №1856-63	А	ТВЛМ-10	-	УСВ-3 Пер. № 51644-12
				В	-		
				С	ТВЛМ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №831-69	А	НТМИ-10-66		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №31857-11	A1805RALQ-P4GB-DW-4			
28	ПС 110 кВ Тосно (ПС-483), КРУН 10 кВ, ф.483-29	ТТ	КТ=0,5 КТТ=400/5 №1276-59	А	ТПЛ-10	SM160-02M Пер. № 71337-18	УСВ-2 Пер.№ 41681-09
				В	-		
				С	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95УХЛ2		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №31857-11	A1805RAL-P4GB-DW-4			
29	ПС 110 кВ Тосно (ПС-483), КРУН 10 кВ, ф.483-38	ТТ	КТ=0,5 КТТ=400/5 №1856-63	А	ТВЛМ-10	SM160-02M Пер. № 71337-18	УСВ-2 Пер.№ 41681-09
				В	-		
				С	ТВЛМ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95УХЛ2		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №27779-04	ПСЧ-4ТМ.05			

Продолжение таблицы 6

1	2	3		4		5	6
30	ПС 35 кВ №17 Кингисеппская, КРУН 10 кВ, Яч.9, КЛ 10 кВ Ф.17-09	ТТ	КТ=0,5S КТТ=150/5 №25433-08	A	ТЛО-10	SM160-02M Пер. № 71337-18	УСВ-2 Пер.№ 41681-09
				B	-		
				C	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №831-69	A	НТМИ-10-66		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №23345-04	Меркурий 230.ART2-00 PRIDN					
31	ПС 35 кВ №17 Кингисеппская, КРУН 10 кВ, Яч.16, КЛ 10 кВ Ф.17-16	ТТ	КТ=0,5S КТТ=100/5 №25433-03,48923-12	A	ТЛО-10	SM160-02M Пер. № 71337-18	УСВ-2 Пер.№ 41681-09
				B	-		
				C	ТЛМ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №831-69	A	НТМИ-10-66		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №23345-04	Меркурий 230.ART2-00 PRIDN					
32	ПС 110 кВ Пролетарская- Дудко (ПС 107), ЗРУ 10 кВ, Яч.31, Ф.107-31/131	ТТ	КТ=0,5S КТТ=600/5 №2473-05	A	ТЛМ-10	SM160-02 Пер. № 62017-15	УСВ-2 Пер.№ 41681-09
				B	ТЛМ-10		
				C	ТЛМ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №831-69	A	НТМИ-10-66		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №36697-12	СЭТ-4ТМ.03М.01					

Продолжение таблицы 6

1	2	3		4		5	6
33	ПС 110 кВ Волосово (ПС 189), КРУН 10 кВ, Яч.2, ВЛ 10 кВ ф.189-02	ТТ	КТ=0,5S КТТ=50/5 №32139-11	A	ТОЛ-СЭЩ-10	SM160-02M Рег. № 71337-18	УСВ-2 Рег.№ 41681-09
				B	ТОЛ-СЭЩ-10		
				C	ТОЛ-СЭЩ-10		
		ТН	КТ=0,2 КТН=10000/100 №16687-07	A	НАМИТ-10-2		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №31857-11	A1805RALQ-P4GB-DW-4					
34	ПС 110 кВ Волосово (ПС 189), КРУН 10 кВ, Яч.14, ВЛ 10 кВ Ф.189-14	ТТ	КТ=0,5S КТТ=50/5 №32139-11	A	ТОЛ-СЭЩ-10	SM160-02M Рег. № 71337-18	УСВ-2 Рег.№ 41681-09
				B	ТОЛ-СЭЩ-10		
				C	ТОЛ-СЭЩ-10		
		ТН	КТ=0,2 КТН=10000/100 №16687-13	A	НАМИТ-10-2		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №31857-11	A1805RALQ-P4GB-DW-4					
35	ПС 110 кВ Порт (ПС 549), КРУН 10 кВ, Яч.109, КЛ 10 кВ ф.549-109	ТТ	КТ=0,5S КТТ=150/5 №7069-07	A	ТОЛ-10	SM160-02M Рег. № 71337-18	УСВ-2 Рег.№ 41681-09
				B	ТОЛ-10		
				C	ТОЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №16687-07	A	НАМИТ-10-2		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №27779-04	ПСЧ-4ТМ.05					

Продолжение таблицы 6

1	2	3		4		5	6
36	ПС 110 кВ Порт (ПС 549), КРУН 10 кВ, Яч.205, КЛ 10 кВ ф.549-205	ТТ	КТ=0,5S КТТ=150/5 №7069-07	A	ТОЛ-10	SM160-02M Пер. № 71337-18	УСВ-2 Пер.№ 41681-09
				B	ТОЛ-10		
				C	ТОЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №16687-07	A	НАМИТ-10-2		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №27779-04	ПСЧ-4ТМ.05					
37	ПС 110 кВ Молосковичи (ПС 376), КРУН 10 кВ, Яч.1, ВЛ 10 кВ Ф.376-01	ТТ	КТ=0,5S КТТ=150/5 №25433-08	A	ТЛО-10	SM160-02M Пер. № 71337-18	УСВ-2 Пер.№ 41681-09
				B	-		
				C	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,2 КТН=10000/100 №11094-87	A	НАМИ-10		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №31857-11	A1805RALQ-P4GB-DW-4					
38	ПС 110 кВ Молосковичи (ПС 376), КРУН 10 кВ, Яч.14, ВЛ 10 кВ Ф.376-14	ТТ	КТ=0,5S КТТ=150/5 №25433-08	A	ТЛО-10	SM160-02M Пер. № 71337-18	УСВ-2 Пер.№ 41681-09
				B	-		
				C	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,2 КТН=10000/100 №11094-87	A	НАМИ-10		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №31857-11	A1805RALQ-P4GB-DW-4					

Продолжение таблицы 6

1	2	3		4		5	6
39	ПС 110 кВ Возрождение (ПС 318), РУ 10 кВ, яч.209, КЛ 10 кВ Ф.318-14	ТТ	КТ=0,5S КТТ=600/5 №30709-11	A	ТЛП-10	SM160-02M Пер. № 71337-18	УСВ-2 Пер.№ 41681-09
				B	ТЛП-10		
				C	ТЛП-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/√3/100/√3 №46738-11	A	ЗНОЛ		
				B	ЗНОЛ		
				C	ЗНОЛ		
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №31857-11	A1805RALQ-P4GB-DW-4					
40	ПС 110 кВ Магнитогорская Новая (ПС-319), РУ 10 кВ, Ф.319-17/117 10 кВ	ТТ	КТ=0,5S КТТ=600/5 №51679-12	A	ТОЛ-НТЗ-10	SM160-02 Пер. № 62017-15	УСВ-2 Пер.№ 41681-09
				B	ТОЛ-НТЗ-10		
				C	ТОЛ-НТЗ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №16687-07	A	НАМИТ-10-2		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №36697-12	СЭТ-4ТМ.03М.01					
41	ПС 110 кВ Подборье (ПС 206), КРУН 10 кВ, Яч.206- 09, КЛ 10 кВ ф.206-09	ТТ	КТ=0,5S КТТ=100/5 №32139-06	A	ТОЛ-СЭЩ-10	-	УСВ-2 Пер.№ 41681-09
				B	-		
				C	ТОЛ-СЭЩ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №831-69	A	НТМИ-10-66		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №48266-11	Меркурий 234 ART2-00P					

Продолжение таблицы 6

1	2	3		4		5	6
42	ПС 35 кВ Мга (ПС-720), КРУН 6 кВ, ВЛ 6 кВ Ф.720-01	ТТ	КТ=0,5S КТТ=300/5 №25433-11	А	ТЛО-10	SM160-02М Рег. № 71337-18	УСВ-2 Рег.№ 41681-09
				В	ТЛО-10		
				С	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/100 №16687-07	А	НАМИТ-10-2		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №34196-10	Меркурий 233 ART2-00 KRR			
43	ПС 35 кВ Мга (ПС-720), КРУН 6 кВ, ВЛ 6 кВ Ф.720-06	ТТ	КТ=0,5S КТТ=300/5 №25433-11	А	ТЛО-10	SM160-02М Рег. № 71337-18	УСВ-2 Рег.№ 41681-09
				В	ТЛО-10		
				С	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/100 №16687-07	А	НАМИТ-10-2		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №34196-10	Меркурий 233 ART2-00 KRR			
44	ПС 110 кВ Никольская (ПС-368), РУ 10 кВ, яч.22, ф.368-15	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №2473-69	А	ТЛМ-10	SM160-02М Рег. № 71337-18	УСВ-2 Рег.№ 41681-09
				В	-		
				С	ТЛМ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №831-69	А	НТМИ-10-66		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №75755-19	Меркурий 234 ARTM2-00 DPBR.R			

Продолжение таблицы 6

1	2	3		4		5	6
45	ПС 35 кВ №40 ЦРП г.Кириши, РУ 10 кВ, Яч.14, Ф.14 ст.Заводская	ТТ	КТ=0,5S КТТ=200/5 №32139-06	A	ТОЛ-СЭЩ-10	SM160-02M Рег. № 71337-18	УСВ-2 Рег.№ 41681-09
				B	ТОЛ-СЭЩ-10		
				C	ТОЛ-СЭЩ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №16687-07	A	НАМИТ-10-2		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №77036-19	ТЕ3000.03					
46	ПС 35 кВ №40 ЦРП г.Кириши, РУ 10 кВ, Яч.27, Ф.27 ст.Заводская	ТТ	КТ=0,5S КТТ=600/5 №32139-06	A	ТОЛ-СЭЩ-10	SM160-02M Рег. № 71337-18	УСВ-2 Рег.№ 41681-09
				B	ТОЛ-СЭЩ-10		
				C	ТОЛ-СЭЩ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №16687-07	A	НАМИТ-10-2		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №77036-19	ТЕ3000.03					
47	ПС 35 кВ №31 Лодейнопольская, РУ 6 кВ, яч.6, ф.31-03	ТТ	КТ=0,5S КТТ=300/5 №22944-07	A	ТПК-10	SM160-02M Рег. № 71337-18	УСВ-2 Рег.№ 41681-09
				B	-		
				C	ТПК-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/100 №2611-70	A	НТМИ-6-66		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №31857-06	A1805RALQ-P4GB-DW-4					

Продолжение таблицы 6

1	2	3		4		5	6
48	ПС 35 кВ №31 Лодейнопольская, РУ 6 кВ, яч.9, ф.31-04	ТТ	КТ=0,5S КТТ=300/5 №22944-07	A	ТПК-10	SM160-02M Пер. № 71337-18	УСВ-2 Пер.№ 41681-09
				B	-		
				C	ТПК-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/100 №2611-70	A	НТМИ-6-66		
				B			
				C			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №31857-06	A1805RALQ-P4GB-DW-4			
49	ПС 110 кВ Армалит (ПС 520), РУ 6 кВ, Яч.45, КЛ 6 кВ ф.520-28	ТТ	КТ=0,5S КТТ=600/5 №69606-17	A	ТОЛ-НТЗ-10	SM160-02 Пер. № 62017-15	УСВ-2 Пер.№ 41681-09
				B	ТОЛ-НТЗ-10		
				C	ТОЛ-НТЗ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/100 №2611-70	A	НТМИ-6-66		
				B			
				C			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №36697-17	СЭТ-4ТМ.03М.01			
50	ПС 110 кВ Армалит (ПС 520), РУ 6 кВ, Яч.61, КЛ 6 кВ ф.520-55	ТТ	КТ=0,5S КТТ=600/5 №69606-17	A	ТОЛ-НТЗ-10	SM160-02 Пер. № 62017-15	УСВ-2 Пер.№ 41681-09
				B	ТОЛ-НТЗ-10		
				C	ТОЛ-НТЗ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/100 №2611-70	A	НТМИ-6-66		
				B			
				C			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №36697-17	СЭТ-4ТМ.03М.01			

Продолжение таблицы 6

1	2	3		4		5	6
51	ПС 35 кВ Оредеж (ПС-35), КРУН 10 кВ, Яч.7, ВЛ 10 кВ ф.35-07	ТТ	КТ=0,5 КТТ=150/5 №1276-59	А	ТПЛ-10	SM160-02М Рег. № 71337-18	УСВ-2 Рег.№ 41681-09
				В	-		
				С	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,2 КТН=10000/100 №11094-87	А	НАМИ-10		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №64450-16	ПСЧ-4ТМ.05МК.01					
52	ПС 35 кВ Оредеж (ПС-35), КРУН 10 кВ, Яч.16, ВЛ 10 кВ ф.35-16	ТТ	КТ=0,5 КТТ=200/5 №2473-69	А	ТЛМ-10	SM160-02М Рег. № 71337-18	УСВ-2 Рег.№ 41681-09
				В	-		
				С	ТЛМ-10		
		ТН	КТ=0,2 КТН=10000/100 №11094-87	А	НАМИ-10		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №64450-16	ПСЧ-4ТМ.05МК.01					
53	ПС 110 кВ Охтинская (ПС 184), РУ 10 кВ, Ф.184- 35/135	ТТ	КТ=0,5S КТТ=600/5 №51679-12	А	ТОЛ-НТЗ-10	SM160-02 Рег. № 62017-15	УСВ-2 Рег.№ 41681-09
				В	ТОЛ-НТЗ-10		
				С	ТОЛ-НТЗ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №16687-07	А	НАМИТ-10-2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №36697-12	СЭТ-4ТМ.03М.01					

Продолжение таблицы 6

1	2	3		4		5	6
54	ПС 35 кВ Старый Петергоф-тяговая, КРУ 6 кВ, яч.12, КЛ 6 кВ	ТТ	КТ=0,5S КТТ=200/5 №15128-07	A	ТОЛ-10-I	SM160-02M Рег. № 71337-18	УСВ-2 Рег.№ 41681-09
				B	ТОЛ-10-I		
				C	ТОЛ-10-I		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/100 №16687-07	A	НАМИТ-10-2 УХЛ2		
				B			
				C			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №74671-19	СЭТ-4ТМ.03МК.01			
55	ПС 35 кВ Старый Петергоф-тяговая, КРУ 6 кВ, яч.11, КЛ 6 кВ	ТТ	КТ=0,5S КТТ=200/5 №15128-07	A	ТОЛ-10-I	SM160-02M Рег. № 71337-18	УСВ-2 Рег.№ 41681-09
				B	ТОЛ-10-I		
				C	ТОЛ-10-I		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/100 №16687-07	A	НАМИТ-10-2 УХЛ2		
				B			
				C			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №74671-19	СЭТ-4ТМ.03МК.01			
56	ПС 35 кВ Лигово-тяговая, КРУ 6 кВ, Ввод 1 6 кВ	ТТ	КТ=0,5S КТТ=1500/5 №36307-07	A	ТОЛ-10-1М	SM160-02M Рег. № 71337-18	УСВ-2 Рег.№ 41681-09
				B	ТОЛ-10-1М		
				C	ТОЛ-10-1М		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/100 №16687-07	A	НАМИТ-10-2 УХЛ2		
				B			
				C			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №74671-19	СЭТ-4ТМ.03МК.01			

Продолжение таблицы 6

1	2	3		4		5	6
57	ПС 35 кВ Лигово-тяговая, КРУ 6 кВ, Ввод 2 6 кВ	ТТ	КТ=0,5S КТТ=1500/5 №15128-07	А	ТОЛ-10-I	SM160-02M Пер. № 71337-18	УСВ-2 Пер.№ 41681-09
				В	ТОЛ-10-I		
				С	ТОЛ-10-I		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/100 №16687-07	А	НАМИТ-10-2 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №74671-19	СЭТ-4ТМ.03МК.01					
58	ПС 35 кВ Лигово-тяговая, КРУ 6 кВ, яч.21, фид.Лигово	ТТ	КТ=0,5S КТТ=300/5 №15128-07	А	ТОЛ-10-I	SM160-02M Пер. № 71337-18	УСВ-2 Пер.№ 41681-09
				В	ТОЛ-10-I		
				С	ТОЛ-10-I		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/100 №16687-07	А	НАМИТ-10-2 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №74671-19	СЭТ-4ТМ.03МК.01					
59	ПС 35 кВ Лигово-тяговая, КРУ 6 кВ, яч.24, фид.ТПЭ	ТТ	КТ=0,5S КТТ=300/5 №15128-07	А	ТОЛ-10-I	SM160-02M Пер. № 71337-18	УСВ-2 Пер.№ 41681-09
				В	ТОЛ-10-I		
				С	ТОЛ-10-I		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/100 №16687-07	А	НАМИТ-10-2 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №74671-19	СЭТ-4ТМ.03МК.01					

Продолжение таблицы 6

1	2	3		4		5	6
60	ПС 110 кВ Возрождение (ПС 318), РУ 10 кВ, яч.103, КЛ 10 кВ Ф.318-17	ТТ	КТ=0,5S КТТ=600/5 №30709-11	A	ТЛП-10	SM160-02M Пер. № 71337-18	УСВ-2 Пер.№ 41681-09
				B	ТЛП-10		
				C	ТЛП-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/√3/100/√3 №46738-11	A	ЗНОЛ		
				B	ЗНОЛ		
				C	ЗНОЛ		
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №31857-11	A1805RALQ-P4GB-DW-4					
61	ПС 330 кВ Гатчинская, КРУН 6 кВ, 3с 6 кВ, КЛ 6 кВ ф.23	ТТ	КТ=0,5 КТТ=300/5 №2473-69	A	ТЛМ-10	ЭКОМ-3000 Пер.№ 17049-09	СТВ-01 Пер. №49933-12
				B	-		
				C	ТЛМ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/100 №380-49	A	НТМИ-6		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №21478-04	SL761DCB					
62	ПС 750 кВ Ленинградская, ЗРУ 6 кВ, 5 с 6 кВ, яч. 502, КЛ 6 кВ Стекольное	ТТ	КТ=0,2S КТТ=200/5 №15128-03	A	ТОЛ 10-1	RTU-325 Пер.№ 37288-08	СТВ-01 Пер. №49933-12
				B	-		
				C	ТОЛ 10-1		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/100 №16687-07	A	НАМИТ-10-2 УХЛ2		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №16666-07	EA02RALX-P2B-4					

Продолжение таблицы 6

1	2	3		4		5	6
63	ПС 220 кВ Парголово, ЗРУ 10 кВ, 1с 10 кВ, яч.115, КЛ 10 кВ ф.410-115	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =1000/5 №15128-01	A	ТОЛ 10-1	ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-09	СТБ-01 Пер. №49933-12
				B	ТОЛ 10-1		
				C	ТОЛ 10-1		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =10000/100 №20186-00	A	НАМИ-10-95УХЛ2		
				B			
				C			
		Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №21478-04	SL761DCB			
64	ПС 220 кВ Парголово, ЗРУ 10 кВ, 2с 10 кВ, яч. 213, КЛ 10 кВ ф.410-213	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =1000/5 №15128-03	A	ТОЛ 10-1	ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-09	СТБ-01 Пер. №49933-12
				B	ТОЛ 10-1		
				C	ТОЛ 10-1		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =10000/100 №20186-00	A	НАМИ-10-95УХЛ2		
				B			
				C			
		Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №21478-04	SL761DCB			
65	ПС 330 кВ Южная, ЗРУ 10 кВ, 2с 10 кВ, яч.210, КЛ 10 кВ ф.802-33	ТТ	К _Т =0,5S К _{ТТ} =300/5 №51368-12	A	ТПУ 44.23	RTU-325H Пер. № 44626-10	СТБ-01 Пер. №49933-12
				B	ТПУ 44.23		
				C	ТПУ 44.23		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =10000/√3/100/√3 №51401-12	A	ТJP 4.0		
				B	ТJP 4.0		
				C	ТJP 4.0		
		Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №21478-04	SL761DCB			

Продолжение таблицы 6

1	2	3		4		5	6
66	ПС 330 кВ Южная, ЗРУ 10 кВ, 3с 10 кВ, яч.311, КЛ 10 кВ ф.802-20	ТТ	К _Т =0,5S	A	TPU 44.23	RTU-325H Рег. № 44626-10	СТБ-01 Рег. №49933-12
			К _{ТТ} =300/5	B	TPU 44.23		
			№51368-12	C	TPU 44.23		
		ТН	К _Т =0,5	A	TJP 4.0		
			К _{ТН} =10000/√3/100/√3	B	TJP 4.0		
			№51401-12	C	TJP 4.0		
		Счетчик	К _Т =0,2S/0,5	SL761DCB			
			К _{сч} =1				
		№21478-04					

Примечания:
1 Допускается изменение наименования ИК без изменения объекта измерений.
2 Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 5, при условии, что собственник АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 6 метрологических характеристик.
3 Допускается замена УССВ и УСПД на аналогичные утвержденных типов.
4 Изменение наименования ИК и замена средств измерений оформляется техническим актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Технический акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Таблица 7 – Основные метрологические характеристики ИК

Номера ИК	Вид электроэнергии	Границы основной погрешности (±δ), %	Границы погрешности в рабочих условиях (±δ), %
1	2	3	4
1, 2, 5, 6, 30, 31, 35, 36, 47, 48	Активная	1,2	5,1
	Реактивная	2,5	4,4
3, 4, 7, 8, 12 – 18, 29	Активная	1,2	5,7
	Реактивная	2,5	3,5
9, 10	Активная	0,5	2,2
	Реактивная	1,1	1,9
11	Активная	1,0	2,8
	Реактивная	1,8	3,5
19 – 28, 44	Активная	1,2	5,7
	Реактивная	2,5	4,3
32, 39 – 43, 45, 46, 49, 50, 53 – 60	Активная	1,2	5,1
	Реактивная	2,5	4,0
33, 34, 37, 38	Активная	1,0	5,0
	Реактивная	2,2	3,9
51, 52	Активная	1,0	5,6
	Реактивная	2,2	4,2
61, 63, 64	Активная	1,1	5,5
	Реактивная	2,3	2,7
62	Активная	0,8	2,2
	Реактивная	1,8	3,5
65, 66	Активная	1,1	4,8
	Реактивная	2,3	2,9
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ, с		±5	
Примечания:			
1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии (получасовая).			
2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие Р = 0,95.			
3 Погрешность в рабочих условиях указана для тока 2(5)% I _{ном} , cosφ = 0,5 _{инд} и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от плюс 5 до плюс 35°С.			

Таблица 8 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, $\cos\varphi$ температура окружающей среды, °C: - для счетчиков активной энергии ГОСТ 30206-94, ГОСТ Р 52323-2005, ГОСТ 31819.22-2012 - для счетчиков реактивной энергии ГОСТ 26035-83, ТУ 4228-001-29056091-94 ГОСТ Р 52425-2005, ГОСТ 31819.23-2012, ТУ 4228-011-29056091-11	от 99 до 101 от 100 до 120 0,87 от +21 до +25 от +18 до +22 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, $\cos\varphi$ - диапазон рабочих температур окружающей среды, °C: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для УСПД RTU-325S - для УСПД RTU-327 - для УСПД RTU-325 - для УСПД RTU-325H - для УСПД ЭКОМ-3000 - для SM160-02M - для SM160-02 - для УСВ-3 - для УСВ-2 - для СТВ-01 - для Метроном-50М	от 90 до 110 от 2(5) до 120 от 0,5 до 1,0 от -40 до +35 от -40 до +55 от 0 до +50 от +1 до +50 от -10 до +60 от 0 до +50 от 0 до +40 от -40 до +70 от -40 до +70 от -25 до +60 от -10 до +50 от +10 до +30 от +15 до +30

Продолжение таблицы 8

1	2
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов:	
счетчики электроэнергии ЕвроАЛЬФА (рег. № 16666-97):	
- среднее время наработки на отказ, ч, не менее	50000
- среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	72
счетчики электроэнергии ЕвроАльфа (рег. № 16666-07):	
- среднее время наработки на отказ, ч, не менее	80000
- среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	72
счетчики электроэнергии Альфа А1800:	
- среднее время наработки на отказ, ч, не менее	120000
- среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	72
счетчики электроэнергии ПСЧ-4ТМ.05:	
- среднее время наработки на отказ, ч, не менее	90000
- среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	72
счетчики электроэнергии Меркурий 230:	
- среднее время наработки на отказ, ч, не менее	90000
- среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	72
счетчики электроэнергии Меркурий 234 (рег. № 75755-19):	
- среднее время наработки на отказ, ч, не менее	320000
- среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	72
счетчики электроэнергии Меркурий 234 (рег. № 48266-11):	
- среднее время наработки на отказ, ч, не менее	220000
- среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	72
счетчики электроэнергии Меркурий 233:	
- среднее время наработки на отказ, ч, не менее	150000
- среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	72
счетчики электроэнергии СЭТ-4ТМ.03М (рег. № 36697-12):	
- среднее время наработки на отказ, ч, не менее	165000
- среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	72
счетчики электроэнергии СЭТ-4ТМ.03М (рег. № 36697-17):	
- среднее время наработки на отказ, ч, не менее	220000
- среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	72
счетчики электроэнергии ТЕ3000.03:	
- среднее время наработки на отказ, ч, не менее	220000
- среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	72
счетчики электроэнергии СЭТ-4ТМ.03МК:	
- среднее время наработки на отказ, ч, не менее	220000
- среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	72
счетчики электроэнергии ПСЧ-4ТМ.05МК:	
- среднее время наработки на отказ, ч, не менее	165000
- среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	72
счетчики электроэнергии SL761DCB:	
- среднее время наработки на отказ, ч, не менее	35000
- среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	72

Продолжение таблицы 8

1	2
УСПД RTU-327:	
- среднее время наработки на отказ, ч, не менее	35000
- среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	24
УСПД ЭКОМ-3000:	
- среднее время наработки на отказ, ч, не менее	100000
- среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	24
УСПД RTU-325S:	
- среднее время наработки на отказ, ч, не менее	35000
- среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	24
УСПД RTU-325:	
- среднее время наработки на отказ, ч, не менее	100000
- среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	24
УСПД RTU-325H:	
- среднее время наработки на отказ, ч, не менее	55000
- среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	24
SM160-02M:	
- среднее время наработки на отказ, ч, не менее	120000
- среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	24
SM160-02:	
- среднее время наработки на отказ, ч, не менее	120000
- среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	24
ИБК:	
- коэффициент готовности, не менее	0,99
- среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	1
Глубина хранения информации	
ИИК:	
- счетчики электроэнергии:	
- тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее	45
ИБКЭ:	
- УСПД:	
- суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, сут, не менее	45
ИБК:	
- результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	3,5

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания сервера, УСПД с помощью источника бесперебойного питания;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации-участники оптового рынка электроэнергии с помощью электронной почты и сотовой связи.

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счётчика:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике;

- журнал УСПД:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике и УСПД;
 - пропадание и восстановление связи со счетчиком;

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - электросчётчика;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - УСПД;
 - серверов;
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
 - установка пароля на счетчики электрической энергии;
 - установка пароля на УСПД;
 - установка пароля на серверы.

Возможность коррекции времени в:

- счетчиках электрической энергии (функция автоматизирована);
- УСПД (функция автоматизирована);
- сервере ИВК (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

- о состоянии средств измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

- измерений 30 мин (функция автоматизирована);
- сбора 30 мин (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист эксплуатационной документации на АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 9.

Таблица 9 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
1	2	3
Трансформаторы тока	ТОЛ-СЭЩ-35-IV	8
Трансформаторы тока	ТФЗМ-35Б-1У1	2
Трансформаторы тока	ТЛК	2
Трансформаторы тока	ТЛП-10	8
Трансформаторы тока	ТБМО	8
Трансформаторы тока	ТОЛ-СЭЩ-10	16
Трансформаторы тока	ТОЛ 10	4
Трансформаторы тока	ТОЛ 10-1	8
Трансформаторы тока	ТВЛМ-10	20
Трансформаторы тока	ТПЛ-10У3	2
Трансформаторы тока	ТЛО-10	13
Трансформаторы тока	ТПЛ-10	4
Трансформаторы тока	ТРУ 44.23	6
Трансформаторы тока	ТОЛ-10	6

Продолжение таблицы 9

1	2	3
Трансформаторы тока	ТПОЛ-10	2
Трансформаторы тока	ТОЛ-НТЗ-10	12
Трансформаторы тока	ТФЗМ-35А-У1	2
Трансформаторы тока	ТЛМ-10	14
Трансформаторы тока	ТОЛ-10-І	17
Трансформаторы тока	ТОЛ-10-1М	3
Трансформаторы тока	ТПК-10	4
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10	4
Трансформаторы напряжения	НАМИТ-10-2	11
Трансформаторы напряжения	НАМИТ-10-2 УХЛ2	4
Трансформаторы напряжения	НАМИ	6
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6-66	9
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6	1
Трансформаторы напряжения	ТЈР 4.0	6
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10-95 УХЛ2	6
Трансформаторы напряжения	НТМИ-10	2
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ	6
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ.06	3
Трансформаторы напряжения	НТМИ-10-66	9
Трансформаторы напряжения	ЗНОМ-35-65	10
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ПСЧ-4ТМ.05	3
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	Альфа А1800	28
Счетчики электрической энергии трехфазные статические	Меркурий 230	2
Счетчики электроэнергии многофункциональные	ЕвроАЛЬФА	8
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ЕвроАльфа	1
Счетчики электрической энергии статические	Меркурий 234	2
Счетчики электрической энергии статические трехфазные	Меркурий 233	2
Счетчики электрической энергии многофункциональные - измерители ПКЭ	ТЕ3000.03	2
Счетчики электрической энергии многофункциональные - измерители ПКЭ	СЭТ-4ТМ.03МК	6
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	5
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ПСЧ-4ТМ.05МК	2
Счетчики электрической энергии электронные многофункциональные	SL761DCB	5
Устройства сбора и передачи данных	RTU-327	6
Устройства сбора и передачи данных	ЭКОМ-3000	5

Продолжение таблицы 9

1	2	3
Устройства сбора и передачи данных	RTU-325S	2
Устройства сбора и передачи данных	RTU-325	1
Устройства сбора и передачи данных	RTU-325H	1
Контроллеры многофункциональные	SM160-02M	13
Контроллеры многофункциональные	SM160-02	4
Устройства синхронизации времени	УСВ-3	3
Устройства синхронизации времени	УСВ-2	1
Комплексы измерительно-вычислительные	СТВ-01	1
Серверы точного времени	Метроном-50М	2
Формуляр	13526821.4611.263.ЭД.ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» для энергоснабжения ОАО «РЖД» в границах ОАО «Ленэнерго», Мурманской области, аттестованном ООО ИИГ «КАРНЕОЛ», регистрационный номер в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312601.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

ГОСТ 22261-94 Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия;

ГОСТ 34.601-90 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания;

ГОСТ Р 8.596-2002 ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения.

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «РУСЭНЕРГОСБЫТ»

(ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ»)

ИНН 7706284124

Юридический адрес: 119048, г. Москва, Комсомольский пр-кт, д. 42, стр. 3, эт. 4, помещ. 7

Телефон: +7 (495) 926-99-00

Факс: +7 (495) 287-81-92

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «РУСЭНЕРГОСБЫТ»

(ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ»)

ИНН 7706284124

Адрес: 119048, г. Москва, Комсомольский пр-кт, д. 42, стр. 3, эт. 4, помещ. 7

Телефон: +7 (495) 926-99-00

Факс: +7 (495) 287-81-92

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью ИНВЕСТИЦИОННО-ИНЖИНИРИНГОВАЯ ГРУППА «КАРНЕОЛ» (ООО ИИГ «КАРНЕОЛ»)

Адрес: 455038, Челябинская обл., г. Магнитогорск, проспект Ленина, д. 124, оф. 15

Телефон: +7 (982) 282-82-82

Факс: +7 (982) 282-82-82

E-mail: carneol@bk.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312601.

