

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «18» сентября 2024 г. № 2244

Регистрационный № 93244-24

Лист № 1
Всего листов 27

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) для энергоснабжения ОАО «РЖД» в границах города Москвы

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) для энергоснабжения ОАО «РЖД» в границах города Москвы (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 многофункциональную, многоуровневую автоматизированную измерительную систему с централизованным управлением, распределенной функцией измерения.

АИИС КУЭ состоит из трех уровней:

1-й уровень – измерительно-информационный комплекс (ИИК) включает в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (ТН), многофункциональные 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», ПАО «Россети Московский регион» и АО «ОЭК»;

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК) включает в себя сервер ОАО «РЖД», сервер ПАО «Россети Московский регион», сервер АО «ОЭК», сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ», сервер ООО «ЭНЕРГОСБЫТХОЛДИНГ», устройства синхронизации системного времени (УССВ), каналобразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, АРМ.

Сервер ОАО «РЖД» создан на базе программного обеспечения (ПО) «ГОРИЗОНТ».

Сервер ПАО «Россети Московский регион» создан на базе ПО «АльфаЦЕНТР».

Сервер АО «ОЭК» создан на базе ПО «АльфаЦЕНТР».

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

Сервер ООО «ЭНЕРГОСБЫТХОЛДИНГ» создан на базе ПО «АльфаЦЕНТР».

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 измерительных каналов (ИК) №№ 1-15 при помощи технических средств приёма-передачи данных поступает на входы УСПД ОАО «РЖД», с выходов счетчиков ИК №№ 16-40 - на входы УСПД ПАО «Россети Московский регион», с выходов счетчиков ИК №№ 41, 42 – на входы УСПД АО «ОЭК», где осуществляется формирование и хранение информации.

Далее данные с УСПД ОАО «РЖД» передаются на сервер ОАО «РЖД», с УСПД ПАО «Россети Московский регион» - на сервер ПАО «Россети Московский регион», с УСПД АО «ОЭК» - на сервер АО «ОЭК», где осуществляется оформление отчетных документов. Цикличность сбора информации – не реже одного раза в сутки.

Допускается в качестве резервного канала сбора и передачи данных опрос любого счетчика сервером ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ», ООО «ЭНЕРГОСБЫТХОЛДИНГ», АО «ОЭК», ПАО «Россети Московский регион» с использованием каналообразующего оборудования стандарта GSM.

Передача информации об энергопотреблении от сервера ОАО «РЖД» на сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» производится автоматически путем межсерверного обмена, далее возможна передача данных на сервер ООО «ЭНЕРГОСБЫТХОЛДИНГ» по каналу связи сети Internet в формате XML-макетов.

Не реже одного раза в сутки сервер ПАО «Россети Московский регион» и сервер АО «ОЭК» автоматически формируют файл отчета с результатами измерений в виде макетов XML формата 80020, а также в иных согласованных форматах в соответствии с регламентами ОРЭМ, и передают его на сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ», далее возможна передача данных на сервер ООО «ЭНЕРГОСБЫТХОЛДИНГ» по каналу связи сети Internet в формате XML-макетов.

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 (ЭЦП) ООО «ЭНЕРГОСБЫТХОЛДИНГ» в виде макетов XML формата 80020, а также в иных согласованных форматах в соответствии с регламентами ОРЭМ осуществляется сервером ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ», либо сервером ООО «ЭНЕРГОСБЫТХОЛДИНГ».

Сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» и сервер ООО «ЭНЕРГОСБЫТХОЛДИНГ» 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 5.

СОЕВ включает в себя сервер точного времени Метроном-50М, устройства синхронизации времени УСВ-3, серверы точного времени СТВ-01, радиосервер точного времени РСТВ-01-01, часы сервера ООО «ЭНЕРГОСБЫТХОЛДИНГ», часы сервера

ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ», часы сервера ОАО «РЖД», часы сервера ПАО «Россети Московский регион», часы сервера АО «ОЭК», часы УСПД и счётчиков.

Сервер точного времени Метроном-50М, устройства синхронизации времени УСВ-3, серверы точного времени СТВ-01, радиосервер точного времени РСТВ-01-01 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 «ЭНЕРГОСБЫТХОЛДИНГ» оснащён УССВ на базе сервера 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 (величины расхождения времени корректируемого и корректирующего компонентов). Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 1 с (параметр программируемый).

Уровень ИВК ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» оснащён УССВ на базе сервера точного времени Метроном-50М. 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 ОАО «РЖД» 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 Московский регион» оснащен основным устройством синхронизации времени УСВ-3, а также резервным 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). Допускается осуществление корректировки времени ИВК ПАО «Россети Московский регион» основным и/или резервным УССВ.

Уровень ИВК АО «ОЭК» оснащён УССВ на базе радиосервера точного времени РСТВ-01-01. 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).

УСПД ОАО «РЖД» синхронизируются от уровня ИВК ОАО «РЖД». 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 Московский регион» синхронизируются от уровня ИВК ПАО «Россети Московский регион». 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 АО «ОЭК» синхронизируется от уровня ИВК АО «ОЭК». 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 №№ 1-15 синхронизируются от УСПД 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 №№ 16-40 синхронизируются от УСПД ПАО «Россети Московский регион». 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 не должна превышать величину ± 2 с (параметр программируемый).

Счетчики ИК №№ 41, 42 синхронизируются от УСПД АО «ОЭК». 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 не должна превышать величину ± 2 с (параметр программируемый).

В случае использования резервного канала связи стандарта GSM, счетчики синхронизируются от сервера АО «ОЭК», или ПАО «Россети Московский регион», или ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ», или ООО «ЭНЕРГОСБЫТХОЛДИНГ». 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 269. Заводской номер указывается в формуляре АИИС КУЭ типографским способом. Формат, способ и места нанесения заводских номеров измерительных компонентов, входящих в состав ИК АИИС КУЭ приведены в формуляре АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

Идентификационные данные метрологически значимой части ПО представлены в таблицах 1-3.

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

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» 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 4-6.

Таблица 4 – 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	ИВК	
1	2	3		4	5	6	
1	ПС 10 кВ Лосиноостровская тяговая, ЗРУ 10 кВ, 1 СШ 10 кВ, КЛ 10 кВ Ф.ЦНИИС-1	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =600/5 №7069-82	А	ТОЛ 10ХЛЗ	ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 64242-16 Метроном-50М Пер. № 68916-17 СТВ-01 Пер. № 49933-12
				В	-		
				С	ТОЛ 10ХЛЗ		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =10000/100 №831-69	А	НТМИ-10-66		
				В			
				С			
Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3					
2	ПС 10 кВ Лосиноостровская тяговая, ЗРУ 10 кВ, 2 СШ 10 кВ, КЛ 10 кВ Ф.ЦНИИС-2	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =600/5 №7069-82	А	ТОЛ 10ХЛЗ		
				В	-		
				С	ТОЛ 10ХЛЗ		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =10000/100 №831-69	А	НТМИ-10-66		
				В			
				С			
Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
3	ПС 10 кВ Марк тяговая, КРУ 10 кВ, 1 СШ 10 кВ, яч.2, ввод 1 10 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=400/5 №2473-69	A	ТЛМ-10	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 64242-16 Метроном-50М Рег. № 68916-17 СТВ-01 Рег. № 49933-12
				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 №16666-97	EA05RAL-P3B-4					
4	ПС 10 кВ Марк тяговая, КРУ 10 кВ, 2 СШ 10 кВ, яч.15, ввод 2 10 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=400/5 №2473-69	A	ТЛМ-10	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 64242-16 Метроном-50М Рег. № 68916-17 СТВ-01 Рег. № 49933-12
				B	ТЛМ-10		
				C	ТЛМ-10		
		ТН	КТ=0,2 КТН=10000/100 №11094-87	A	НАМИ-10		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RAL-P1B-3					
5	ПС 110 кВ Останкино, ОРУ 110 кВ, ввод 110 кВ Т-1	ТТ	КТ=0,2S КТТ=200/1 №39473-13	A	SVAS 123	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 64242-16 Метроном-50М Рег. № 68916-17 СТВ-01 Рег. № 49933-12
				B	SVAS 123		
				C	SVAS 123		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №39473-13	A	SVAS 123		
				B	SVAS 123		
				C	SVAS 123		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-11	A1802RALXQ-P4GB-DW-4					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
6	ПС 110 кВ Останкино, ОРУ 110 кВ, ввод 110 кВ Т-2	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =200/1 №39473-13	A	SVAS 123	ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	
				B	SVAS 123		
				C	SVAS 123		
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №39473-13	A	SVAS 123		
				B	SVAS 123		
				C	SVAS 123		
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №31857-11	A1802RALXQ-P4GB-DW-4					
7	ПС 110 кВ Царицыно, ОРУ 110 кВ, ввод 110 кВ Т-1	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =400/1 №37750-08	A	VIS WI	ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 64242-16 Метроном-50М Пер. № 68916-17 СТВ-01 Пер. № 49933-12
				B	VIS WI		
				C	VIS WI		
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №37115-14	A	SU 170/S		
				B	SU 170/S		
				C	SU 170/S		
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
8	ПС 110 кВ Царицыно, ОРУ 110 кВ, ввод 110 кВ Т-2	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =400/1 №37750-08	A	VIS WI	ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	
				B	VIS WI		
				C	VIS WI		
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №37115-14	A	SU 170/S		
				B	SU 170/S		
				C	SU 170/S		
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
9	ПС 110 кВ Царицыно, РУ 6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч. 6, КЛ 6 кВ ф. 6 (5601)	ТТ	К _Т =0,5S К _{ТТ} =100/5 №30709-11	A	ТЛП-10	ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	
				B	ТЛП-10		
				C	ТЛП-10		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =6000/100 №70324-18	A	НАМИТ-6-2		
				B			
				C			
Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №31857-20	A1805RAL-P4GB-DW-4					
10	ПС 10 кВ Москва- Киевская тяговая, КРУН1 10 кВ, 1 СШ 10 кВ, ввод 1 10 кВ	ТТ	К _Т =0,5S К _{ТТ} =600/5 №69606-17	A	ТОЛ-НТЗ-10	ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 64242-16 Метроном-50М Пер. № 68916-17 СТВ-01 Пер. № 49933-12
				B	ТОЛ-НТЗ-10		
				C	ТОЛ-НТЗ-10		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =10000/√3/100/√3 №69604-17	A	ЗНОЛП-НТЗ-10		
				B	ЗНОЛП-НТЗ-10		
				C	ЗНОЛП-НТЗ-10		
Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-97	EA05RAL-P1B-3					
11	ПС 10 кВ Москва- Киевская тяговая, КРУН1 10 кВ, 2 СШ 10 кВ, ввод 2 10 кВ	ТТ	К _Т =0,5S К _{ТТ} =600/5 №69606-17	A	ТОЛ-НТЗ-10	ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	
				B	ТОЛ-НТЗ-10		
				C	ТОЛ-НТЗ-10		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =10000/√3/100/√3 №69604-17	A	ЗНОЛП-НТЗ-10		
				B	ЗНОЛП-НТЗ-10		
				C	ЗНОЛП-НТЗ-10		
Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-97	EA05RAL-P1B-3					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
12	ПС 35 кВ Стрешнево, ЗРУ 35 кВ, 1 СШ 35 кВ, ввод 1 35 кВ	ТТ	К _Т =0,5S К _{ТТ} =150/5 №51679-12	A	ТОЛ-НТ3-35	ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 64242-16 Метроном-50М Пер. № 68916-17 СТВ-01 Пер. № 49933-12
				B	ТОЛ-НТ3-35		
				C	ТОЛ-НТ3-35		
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =35000/√3/100/√3 №69604-17	A	ЗНОЛ-НТ3-35		
				B	ЗНОЛ-НТ3-35		
				C	ЗНОЛ-НТ3-35		
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALXQ-P4GB-DW-4					
13	ПС 35 кВ Стрешнево, ЗРУ 35 кВ, 2 СШ 35 кВ, ввод 2 35 кВ	ТТ	К _Т =0,5S К _{ТТ} =150/5 №51679-12	A	ТОЛ-НТ3-35		
				B	ТОЛ-НТ3-35		
				C	ТОЛ-НТ3-35		
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =35000/√3/100/√3 №51676-12	A	ЗНОЛ-НТ3-35		
				B	ЗНОЛ-НТ3-35		
				C	ЗНОЛ-НТ3-35		
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALXQ-P4GB-DW-4					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
14	ПС 35 кВ Перерва тяговая, ОРУ 35 кВ, 1 СШ 35 кВ, ввод 1 35 кВ	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =300/1 №37491-08	A	STSM-38	ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 64242-16 Метроном-50М Пер. № 68916-17 СТВ-01 Пер. № 49933-12
				B	STSM-38		
				C	STSM-38		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =35000/√3/100/√3 №37493-08	A	NTSM-38		
				B	NTSM-38		
				C	NTSM-38		
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALXQ-P4GB-DW-4					
15	ПС 35 кВ Перерва тяговая, ОРУ 35 кВ, 2 СШ 35 кВ, ввод 2 35 кВ	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =300/1 №37491-08	A	STSM-38		
				B	STSM-38		
				C	STSM-38		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =35000/√3/100/√3 №37493-08	A	NTSM-38		
				B	NTSM-38		
				C	NTSM-38		
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-06	A1802RALXQ-P4GB-DW-4					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
16	РУПС 110 кВ Черкизово, РУ 6 кВ, яч. 13, КЛ 6 кВ ф- 2727а	ТТ	КТ=0,5 КТТ=600/5 №518-50	А	ТПОФ	RTU-327L Per. № 41907-09	УСВ-3 Per. № 64242-16 СТВ-01 Per. № 86603-22 Метроном-50М Per. № 68916-17 СТВ-01 Per. № 49933-12
				В	-		
				С	ТПОФ		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6300/100 №17158-98	А	НОМ-6-77		
				В	НОМ-6-77		
				С	НОМ-6-77		
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03.01					
17	РУПС 110 кВ Черкизово, РУ 6 кВ, яч. 13, КЛ 6 кВ ф- 2727в	ТТ	КТ=0,5 КТТ=600/5 №518-50	А	ТПОФ		
				В	-		
				С	ТПОФ		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6300/100 №17158-98	А	НОМ-6-77		
				В	НОМ-6-77		
				С	НОМ-6-77		
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03.01					
18	РУПС 110 кВ Черкизово, РУ 6 кВ, яч. 15, КЛ 6 кВ ф- 2727у	ТТ	КТ=0,5 КТТ=600/5 №518-50	А	ТПОФ		
				В	-		
				С	ТПОФ		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6300/100 №17158-98	А	НОМ-6-77		
				В	НОМ-6-77		
				С	НОМ-6-77		
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03.01					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
19	РУПС 110 кВ Черкизово, РУ 6 кВ, яч. 15, КЛ 6 кВ ф- 2727б	ТТ	КТ=0,5 КТТ=600/5 №518-50	А	ТПОФ	RTU-327L Per. № 41907-09	УСВ-3 Per. № 64242-16 СТВ-01 Per. № 86603-22 Метроном-50М Per. № 68916-17 СТВ-01 Per. № 49933-12
				В	-		
				С	ТПОФ		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6300/100 №17158-98	А	НОМ-6-77		
				В	НОМ-6-77		
				С	НОМ-6-77		
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03.01					
20	РУПС 110 кВ Черкизово, РУ 6 кВ, яч. 17, КЛ 6 кВ ф- 2727Е	ТТ	КТ=0,5 КТТ=600/5 №518-50	А	ТПОФ		
				В	-		
				С	ТПОФ		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6300/100 №17158-98	А	НОМ-6-77		
				В	НОМ-6-77		
				С	НОМ-6-77		
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03.01					
21	РУПС 110 кВ Черкизово, РУ 6 кВ, яч. 17, КЛ 6 кВ ф- 2727w	ТТ	КТ=0,5 КТТ=600/5 №518-50	А	ТПОФ		
				В	-		
				С	ТПОФ		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6300/100 №17158-98	А	НОМ-6-77		
				В	НОМ-6-77		
				С	НОМ-6-77		
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03.01					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
22	ПС 110 кВ Сокольникови, ЗРУ 10 кВ, 1 СШ 10 кВ, яч.10, КЛ 10 кВ ф-12027а	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =600/5 №30709-06	A	ТЛП-10	RTU-327L Per. № 41907-09	УСВ-3 Per. № 64242-16 СТВ-01 Per. № 86603-22 Метроном-50М Per. № 68916-17 СТВ-01 Per. № 49933-12
				B	ТЛП-10		
				C	ТЛП-10		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =10000/√3/100/√3 №3344-08	A	ЗНОЛ.06		
				B	ЗНОЛ.06		
				C	ЗНОЛ.06		
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №31857-11	A1802RALXQ-P4GB-DW-4					
23	ПС 110 кВ Сокольникови, ЗРУ 10 кВ, 1 СШ 10 кВ, яч.9, КЛ 10 кВ ф-12027в	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =600/5 №30709-05	A	ТЛП-10		
				B	-		
				C	ТЛП-10		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =10000/√3/100/√3 №3344-08	A	ЗНОЛ.06		
				B	ЗНОЛ.06		
				C	ЗНОЛ.06		
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №31857-11	A1802RALXQ-P4GB-DW-4					
24	ПС 110 кВ Сокольникови, ЗРУ 10 кВ, 2 СШ 10 кВ, яч.4, КЛ 10 кВ ф-12027у	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =600/5 №30709-11	A	ТЛП-10		
				B	ТЛП-10		
				C	ТЛП-10		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =10000/100 №20186-05	A	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				B			
				C			
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №31857-11	A1802RALXQ-P4GB-DW-4					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
25	ПС 110 кВ Рижская, РУ 10 кВ, 2 СШ 10 кВ, яч.8, КЛ 10 кВ ф-15007а, КЛ 10 кВ ф-15007в	ТТ	КТ=0,5	А	ТВЛМ-10	RTU-325 Пер. № 19495-03	УСВ-3 Пер. № 64242-16 СТВ-01 Пер. № 86603-22 Метроном-50М Пер. № 68916-17 СТВ-01 Пер. № 49933-12
			КТТ=1000/5	В	-		
			№1856-63	С	ТВЛМ-10		
		ТН	КТ=0,5	А	НТМИ-10-66		
			КТН=10000/100	В			
			№831-69	С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0	СЭТ-4ТМ.03.01					
26	ПС 110 кВ Рижская, РУ 10 кВ, 4 СШ 10 кВ, яч.22, КЛ 10 кВ ф-15007у, КЛ 10 кВ ф-15007б	ТТ	КТ=0,5	А	ТВЛМ-10		
			КТТ=1000/5	В	-		
			№1856-63	С	ТВЛМ-10		
		ТН	КТ=0,5	А	НТМИ-10-66		
			КТН=10000/100	В			
			№831-69	С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0	СЭТ-4ТМ.03.01					
27	ПС 110 кВ Рижская, РУ 10 кВ, 6 СШ 10 кВ, яч.42, КЛ 10 кВ ф-15007Е, КЛ 10 кВ ф-15007w	ТТ	КТ=0,5	А	ТВЛМ-10		
			КТТ=1000/5	В	-		
			№1856-63	С	ТВЛМ-10		
		ТН	КТ=0,5	А	НТМИ-10-66		
			КТН=10000/100	В			
			№831-69	С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0	СЭТ-4ТМ.03.01					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
28	ПС 110 кВ Рижская, РУ 10 кВ, 8 СШ 10 кВ, яч.58, КЛ 10 кВ ф-15007Л, КЛ 10 кВ ф-15007П	ТТ	КТ=0,5 КТТ=1000/5 №1856-63	А	ТВЛМ-10	RTU-325 Пер. № 19495-03	
				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 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03.01					
29	ПС 110 кВ Филя, РУ 6 кВ, яч.35, КЛ 6 кВ ф-1А, КЛ 6 кВ ф-1Б	ТТ	КТ=0,2S КТТ=1000/5 №30709-11	А	ТЛП-10	RTU-325L Пер. № 37288-08	УСВ-3 Пер. № 64242-16 СТВ-01 Пер. № 86603-22 Метроном-50М Пер. № 68916-17 СТВ-01 Пер. № 49933-12
				В	ТЛП-10		
				С	ТЛП-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/100 №159-49	А	НОМ-6		
				В	НОМ-6		
				С	НОМ-6		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №36697-17	СЭТ-4ТМ.03М					
30	ПС 110 кВ Филя, РУ 6 кВ, яч.37, КЛ 6 кВ ф-2А, КЛ 6 кВ ф-2Б	ТТ	КТ=0,2S КТТ=1000/5 №30709-11	А	ТЛП-10	RTU-325L Пер. № 37288-08	УСВ-3 Пер. № 64242-16 СТВ-01 Пер. № 86603-22 Метроном-50М Пер. № 68916-17 СТВ-01 Пер. № 49933-12
				В	ТЛП-10		
				С	ТЛП-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/100 №159-49	А	НОМ-6		
				В	НОМ-6		
				С	НОМ-6		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №36697-17	СЭТ-4ТМ.03М					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
31	ПС 110 кВ Фили, РУ 6 кВ, яч.27, КЛ 6 кВ ф-3А, КЛ 6 кВ ф-3Б	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =1000/5 №30709-11	A	ТЛП-10	RTU-325L Пер. № 37288-08	УСВ-3 Пер. № 64242-16 СТВ-01 Пер. № 86603-22 Метроном-50М Пер. № 68916-17 СТВ-01 Пер. № 49933-12
				B	ТЛП-10		
				C	ТЛП-10		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =6000/100 №159-49	A	НОМ-6		
				B	НОМ-6		
				C	НОМ-6		
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №36697-17	СЭТ-4ТМ.03М					
32	ПС 110 кВ Фили, РУ 6 кВ, яч.29, КЛ 6 кВ ф-4А, КЛ 6 кВ ф-4Б	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =1000/5 №30709-11	A	ТЛП-10	RTU-325L Пер. № 37288-08	УСВ-3 Пер. № 64242-16 СТВ-01 Пер. № 86603-22 Метроном-50М Пер. № 68916-17 СТВ-01 Пер. № 49933-12
				B	ТЛП-10		
				C	ТЛП-10		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =6000/100 №159-49	A	НОМ-6		
				B	НОМ-6		
				C	НОМ-6		
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №36697-17	СЭТ-4ТМ.03М					
33	ПС 220 кВ Бабушкин, РУ 10 кВ, 5 СШ 10 кВ, яч.65, КЛ 10 кВ ф-12105а	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =600/5 №25433-11	A	ТЛО-10	RTU-327L Пер. № 41907-09	УСВ-3 Пер. № 64242-16 СТВ-01 Пер. № 86603-22 Метроном-50М Пер. № 68916-17 СТВ-01 Пер. № 49933-12
				B	ТЛО-10		
				C	ТЛО-10		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =10000/√3/100/√3 №3344-08	A	ЗНОЛ.06		
				B	ЗНОЛ.06		
				C	ЗНОЛ.06		
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
34	ПС 220 кВ Бабушкин, РУ 10 кВ, 5 СШ 10 кВ, яч.57, КЛ 10 кВ ф-12105в	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =600/5 №25433-11	A	ТЛО-10	RTU-327L Пер. № 41907-09	УСВ-3 Пер. № 64242-16 СТВ-01 Пер. № 86603-22 Метроном-50М Пер. № 68916-17 СТВ-01 Пер. № 49933-12
				B	ТЛО-10		
				C	ТЛО-10		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =10000/√3/100/√3 №3344-08	A	ЗНОЛ.06		
				B	ЗНОЛ.06		
				C	ЗНОЛ.06		
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 Ксч=1 №36697-08	СЭТ-4ТМ.03М					
35	ПС 220 кВ Бабушкин, РУ 10 кВ, 2 СШ 10 кВ, яч.20, КЛ 10 кВ ф-12105у	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =600/5 №25433-11	A	ТЛО-10		
				B	ТЛО-10		
				C	ТЛО-10		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =10000/√3/100/√3 №3344-08	A	ЗНОЛ.06		
				B	ЗНОЛ.06		
				C	ЗНОЛ.06		
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 Ксч=1 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03					
36	ПС 220 кВ Бабушкин, РУ 10 кВ, 2 СШ 10 кВ, яч.14, КЛ 10 кВ ф-12105б	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =600/5 №25433-11	A	ТЛО-10		
				B	ТЛО-10		
				C	ТЛО-10		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =10000/√3/100/√3 №3344-08	A	ЗНОЛ.06		
				B	ЗНОЛ.06		
				C	ЗНОЛ.06		
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 Ксч=1 №36697-08	СЭТ-4ТМ.03М					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
37	ПС 220 кВ Сигма, РУ 10 кВ, 3 СШ 10 кВ, яч.16, КЛ 10 кВ Ф.316(1), КЛ 10 кВ Ф.316(2)	ТТ	КТ=0,5 КТТ=1000/5 №2473-69	А	ТЛМ-10	RTU-325L Рег. № 37288-08	УСВ-3 Рег. № 64242-16 СТВ-01 Рег. № 86603-22 Метроном-50М Рег. № 68916-17 СТВ-01 Рег. № 49933-12
				В	-		
				С	ТЛМ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №51199-12	А	НТМИ-10 У3		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03.01					
38	ПС 220 кВ Сигма, РУ 10 кВ, 2 СШ 10 кВ, яч.41, КЛ 10 кВ Ф.241(1), КЛ 10 кВ Ф.241(2)	ТТ	КТ=0,5 КТТ=1000/5 №2473-69	А	ТЛМ-10	RTU-325L Рег. № 37288-08	УСВ-3 Рег. № 64242-16 СТВ-01 Рег. № 86603-22 Метроном-50М Рег. № 68916-17 СТВ-01 Рег. № 49933-12
				В	-		
				С	ТЛМ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №51199-12	А	НТМИ-10 У3		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03.01					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
39	ПС 220 кВ Сигма, РУ 10 кВ, 2 СШ 10 кВ, яч.43, КЛ 10 кВ Ф.243(1), КЛ 10 кВ Ф.243(2)	ТТ	КТ=0,5 КТТ=1000/5 №2473-69	А	ТЛМ-10	RTU-325L Рег. № 37288-08	УСВ-3 Рег. № 64242-16 СТВ-01 Рег. № 86603-22 Метроном-50М Рег. № 68916-17 СТВ-01 Рег. № 49933-12
				В	-		
				С	ТЛМ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №51199-12	А	НТМИ-10 У3		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03.01					
40	ПС 110 кВ Лосинка, РУ 10 кВ, 4 СШ 10 кВ, яч. 14, КЛ 10 кВ ф-14А, КЛ 10 кВ ф-14Б	ТТ	КТ=0,5 КТТ=1000/5 №2473-69	А	ТЛМ-10	RTU-327L Рег. № 41907-09	
				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 №20175-01	СЭТ-4ТМ.02.2-14					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
41	ПС 220 кВ Щедрино, КРУ 10 кВ, 7 СШ 10 кВ, яч. 711, КЛ 10 кВ	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =600/5 №15128-03	A	ТОЛ 10-1	RTU-325L Per. № 37288-08	РСТВ-01-01 Per. № 40586-12 Метроном-50М Per. № 68916-17 СТВ-01 Per. № 49933-12
				B	ТОЛ 10-1		
				C	ТОЛ 10-1		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =10000/100 №3345-04	A	НОЛ.08		
				B	НОЛ.08		
				C	НОЛ.08		
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03					
42	ПС 220 кВ Щедрино, КРУ 10 кВ, 2 СШ 10 кВ, яч. 204, КЛ 10 кВ	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =1000/5 №15128-03	A	ТОЛ 10-1		
				B	ТОЛ 10-1		
				C	ТОЛ 10-1		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =10000/100 №3345-04	A	НОЛ.08		
				B	НОЛ.08		
				C	НОЛ.08		
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03					
<p>Примечания:</p> <p>1 Допускается изменение наименования ИК без изменения объекта измерений.</p> <p>2 Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 4, при условии, что собственник АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 5 метрологических характеристик.</p> <p>3 Допускается замена УССВ и УСПД на аналогичные утвержденных типов.</p> <p>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.</p>							

Таблица 5 – Основные метрологические характеристики ИК

Номера ИК	Вид электроэнергии	Границы основной погрешности ($\pm\delta$), %	Границы погрешности в рабочих условиях ($\pm\delta$), %
1-3,16-21, 25-28, 37-40	Активная	1,2	5,7
	Реактивная	2,5	3,5
4	Активная	1,0	5,6
	Реактивная	2,2	3,4
5, 6	Активная	0,5	2,0
	Реактивная	1,1	2,0
7, 8	Активная	0,5	2,0
	Реактивная	1,1	2,1
9	Активная	1,2	5,1
	Реактивная	2,5	4,0
10, 11	Активная	1,2	5,1
	Реактивная	2,5	4,4
12, 13	Активная	0,9	4,7
	Реактивная	2,0	2,8
14, 15, 41, 42	Активная	0,8	2,2
	Реактивная	1,5	2,2
22, 24, 29-32	Активная	0,8	2,2
	Реактивная	1,6	2,1
23, 34, 36	Активная	1,1	5,5
	Реактивная	2,3	2,9
33, 35	Активная	1,1	5,5
	Реактивная	2,3	2,7
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ, с		±5	
<p>Примечания:</p> <p>1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии (получасовая).</p> <p>2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие $P = 0,95$.</p> <p>3 Погрешность в рабочих условиях указана для тока $2(5)\% I_{ном}$, $\cos\phi = 0,5_{инд}$ и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от +5 до +35°C.</p>			

Таблица 6 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
<p>Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, $\cos\varphi$ температура окружающей среды, °С: - для счетчиков активной энергии ГОСТ 30206-94, ГОСТ Р 52323-2005, ГОСТ 31819.22-2012 - для счетчиков реактивной энергии ГОСТ Р 52425-2005, ГОСТ 31819.23-2012, ТУ 4228-011-29056091-11 ГОСТ 26035-83</p>	<p>от 99 до 101 от 100 до 120 0,87 от +21 до +25 от +21 до +25 от +18 до +22</p>
<p>Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, $\cos\varphi$ - диапазон рабочих температур окружающей среды, °С: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для УСПД ЭКОМ-3000 - для УСПД RTU-327L - для УСПД RTU-325 - для УСПД RTU-325L - для УСВ-3 - для Метроном-50М - для СТВ-01 (рег. № 49933-12) - для СТВ-01 (рег. № 86603-22) - для РСТВ-01-01</p>	<p>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 +40 от -20 до +50 от 0 до +75 от -10 до +55 от -25 до +60 от +15 до +30 от +10 до +30 от 0 до +60 от -40 до +60</p>
<p>Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики электроэнергии ЕвроАЛЬФА: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более счетчики электроэнергии СЭТ-4ТМ.02, СЭТ-4ТМ.03: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более счетчики электроэнергии Альфа А1800: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более счетчики электроэнергии СЭТ-4ТМ.03М (рег. № 36697-08): - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более счетчики электроэнергии СЭТ-4ТМ.03М (рег. № 36697-17): - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более</p>	<p>50000 72 90000 72 120000 72 140000 72 220000 72</p>

Продолжение таблицы 6

1	2
<p>УСПД ЭКОМ-3000, RTU-325L:</p> <ul style="list-style-type: none"> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более <p>УСПД RTU-327L:</p> <ul style="list-style-type: none"> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более <p>УСПД RTU-325:</p> <ul style="list-style-type: none"> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более <p>ИВК:</p> <ul style="list-style-type: none"> - коэффициент готовности, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более 	<p>100000</p> <p>24</p> <p>35000</p> <p>24</p> <p>40000</p> <p>24</p> <p>0,99</p> <p>1</p>
<p>Глубина хранения информации</p> <p>ИИК:</p> <ul style="list-style-type: none"> - счетчики электроэнергии: <ul style="list-style-type: none"> - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее <p>ИВКЭ:</p> <ul style="list-style-type: none"> - УСПД: <ul style="list-style-type: none"> - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, сут, не менее <p>ИВК:</p> <ul style="list-style-type: none"> - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее 	<p>45</p> <p>45</p> <p>3,5</p>

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 7.

Таблица 7 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
1	2	3
Трансформаторы тока	STSM-38	6
Трансформаторы тока	VIS WI	6
Трансформаторы тока	ТВЛМ-10	8
Трансформаторы тока	ТЛМ-10	14
Трансформаторы тока	ТЛО-10	12
Трансформаторы тока	ТЛП-10	23
Трансформаторы тока	ТОЛ 10-1	6
Трансформаторы тока	ТОЛ 10ХЛЗ	4
Трансформаторы тока	ТОЛ-НТЗ-10	6
Трансформаторы тока	ТОЛ-НТЗ-35	6
Трансформаторы тока	ТПОФ	12
Трансформаторы комбинированные	SVAS 123	6
Трансформаторы напряжения	NTSM-38	6
Трансформаторы напряжения	SU 170/S	6
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ.06	9
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ-НТЗ-35	6
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛП-НТЗ-10	6
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10	1
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10-95 УХЛ2	1
Трансформаторы напряжения	НАМИТ-6-2	1
Трансформаторы напряжения	НОЛ.08	6
Трансформаторы напряжения	НОМ-6	3
Трансформаторы напряжения	НОМ-6-77	3
Трансформаторы напряжения	НТМИ-10 УЗ	2

Продолжение таблицы 7

1	2	3
Трансформаторы напряжения	НТМИ-10-66	6
Счетчики электроэнергии многофункциональные	ЕвроАЛЬФА	6
Счетчики активной и реактивной энергии переменного тока статические многофункциональные	СЭТ-4ТМ.02	1
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03	17
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	Альфа А1800	12
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	6
Устройства сбора и передачи данных	ЭКОМ-3000	5
Устройства сбора и передачи данных	RTU-327L	4
Устройства сбора и передачи данных	RTU-325L	3
Комплексы аппаратно-программных средств для учета электроэнергии	RTU-325	1
Устройства синхронизации времени	УСВ-3	2
Серверы точного времени	Метроном-50М	1
Комплексы измерительно-вычислительные	СТВ-01	1
Серверы точного времени	СТВ-01	1
Радиосерверы точного времени	РСТВ-01-01	1
Формуляр	13526821.4611.269.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) для энергоснабжения ОАО «РЖД» в границах города Москвы», аттестованном ООО «Энергокомплекс», уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312235.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

ГОСТ Р 59793-2021 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 «ЭНЕРГОСБЫТХОЛДИНГ»
(ООО «ЭНЕРГОСБЫТХОЛДИНГ»)

ИНН 7703599239

Юридический адрес: 119048, г. Москва, Комсомольский пр-кт, д. 42, стр. 3, помещ. 1, ком. 14

Телефон: +7 (495) 252-17-00

Факс: +7 (495) 252-17-00, доб. 9

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «ЭНЕРГОСБЫТХОЛДИНГ»
(ООО «ЭНЕРГОСБЫТХОЛДИНГ»)

ИНН 7703599239

Адрес: 119048, г. Москва, Комсомольский пр-кт, д. 42, стр. 3

Телефон: +7 (495) 252-17-00

Факс: +7 (495) 252-17-00, доб. 9

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Энергокомплекс»
(ООО «Энергокомплекс»)

ИНН 7444052356

Адрес: 455017, Челябинская обл., г. Магнитогорск, ул. Комсомольская, д. 130, стр. 2

Юридический адрес: 119361, г. Москва, ул. Марии Поливановой, д. 9, оф. 23

Телефон: +7 (351) 958-02-68

E-mail: encomplex@yandex.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312235.

