

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «1» сентября 2022 г. № 2187

Регистрационный № 86645-22

Лист № 1
Всего листов 19

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

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

Назначение средства измерений

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

АИИС КУЭ (ИК №№ 1-24) 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» (основные и/или резервные);

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

АИИС КУЭ (ИК № 25) состоит из двух 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 (ИВК) включает в себя сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ», сервер Вологодского 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 Вологодского филиала ПАО «Россети Северо-Запад» создан 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 №№ 1-24 при помощи технических средств приёма-передачи данных поступает на входы УСПД ОАО «РЖД» (основные типа ЭКОМ-3000 и/или резервные типа RTU-327), где осуществляется формирование и хранение информации. Допускается опрос счетчиков любым УСПД в составе АИИС КУЭ с сохранением настроек опроса. ИВКЭ единомоментно работает либо на основном УСПД, либо на резервном.

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

Цифровой сигнал с выхода счетчика ИК № 25 при помощи технических средств приёма-передачи данных поступает на сервер Вологодского филиала ПАО «Россети Северо-Запад», где осуществляется обработка, хранение поступающей информации и оформление отчетных документов. Цикличность сбора информации – не реже одного раза в сутки.

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

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

Не реже одного раза в сутки сервер Вологодского филиала ПАО «Россети Северо-Запад» автоматически формирует файл 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».

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 6.

СОЕВ включает в себя сервер синхронизации времени ССВ-1Г, устройство синхронизации времени УСВ-3, серверы точного времени Метроном-50М, устройство синхронизации времени УСВ-2, часы сервера ОАО «РЖД», часы сервера ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ», часы сервера Вологодского филиала ПАО «Россети Северо-Запад», часы УСПД и счётчиков.

Сервер синхронизации времени ССВ-1Г, серверы точного времени Метроном-50М, устройство синхронизации времени УСВ-3, устройство синхронизации времени УСВ-2 осуществляют прием и обработку сигналов времени, по которым осуществляют синхронизацию собственных часов со шкалой координированного времени Российской Федерации UTC(SU).

Сервер 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).

Основной сервер ОАО «РЖД» оснащён сервером синхронизации времени ССВ-1Г. Периодичность сравнения показаний часов между основным сервером ОАО «РЖД» и ССВ-1Г осуществляется посредством ntp-сервера не реже 1 раза в сутки. Резервным источником сигналов точного времени является УСВ-3. Корректировка времени 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).

Резервный сервер ОАО «РЖД» оснащён устройством синхронизации времени УСВ-3. Периодичность сравнения показаний часов осуществляется не реже 1 раза в сутки. Корректировка времени 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).

Сервер Вологодского филиала ПАО «Россети Северо-Запад» оснащён 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).

Основные УСПД ОАО «РЖД» синхронизируются от сервера ССВ-1Г посредством ntp-сервера. 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 резервного сервера 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).

Счетчики ИК №№ 1-24 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 допустимой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 2 с (параметр программируемый).

Счетчик ИК № 25 синхронизируется от сервера Вологодского 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 допустимой 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.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке. Заводской номер средства измерений наносится в формуляр АИИС КУЭ типографским способом.

Программное обеспечение

Идентификационные данные метрологически значимой части ПО представлены в таблицах 1 – 4.

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 8.0.0.0
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

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» 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 5 – 7.

Таблица 5 - 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		ИВКЭ	УССВ					
1	2	3		4	5	6					
1	ПС 110 кВ О-29 Чкаловск, ОРУ 110 кВ, КВЛ 110 кВ О- 11 Ленинградская - О-29 Чкаловск с отпайкой на ПС Авиационная (Л-125)	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =400/1 №60541-15	A	ТБМО-110 УХЛ1	RTU-327 Рег. № 19495-03	УСВ-3 Рег. № 51644-12				
				B	ТБМО-110 УХЛ1						
				C	ТБМО-110 УХЛ1						
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №60353-15	A	НАМИ-110 УХЛ1						
				B	НАМИ-110 УХЛ1						
				C	НАМИ-110 УХЛ1						
		Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №31857-11	A1802RALXQ-P4GB-DW-4							
		2	ПС 110 кВ О-29 Чкаловск, Ввод 110 кВ Т-1	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =100/1 №60541-15			A	ТБМО-110 УХЛ1	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	ССВ-1Г Рег. № 58301-14 Метроном-50М Рег. № 68916-17
								B	ТБМО-110 УХЛ1		
C	ТБМО-110 УХЛ1										
ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №60353-15			A	НАМИ-110 УХЛ1						
				B	НАМИ-110 УХЛ1						
				C	НАМИ-110 УХЛ1						
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №31857-11			A1802RALXQ-P4GB-DW-4							

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
3	ПС 110 кВ О-29 Чкаловск, ОРУ 110 кВ, ВЛ 110 кВ О-29 Чкаловск - О-1 Центральная с отпайками (Л-117)	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =400/1 №60541-15	A	ТБМО-110 УХЛ1	RTU-327 Пер. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 ССВ-1Г Пер. № 58301-14 Метроном-50М Пер. № 68916-17
				B	ТБМО-110 УХЛ1		
				C	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №60353-15	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №31857-11	A1802RALXQ-P4GB-DW-4					
4	ПС 110 кВ О-29 Чкаловск, Ввод 110 кВ Т-2 2	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =100/1 №60541-15	A	ТБМО-110 УХЛ1		
				B	ТБМО-110 УХЛ1		
				C	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №60353-15	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №31857-11	A1802RALXQ-P4GB-DW-4					
5	ПС 110 кВ О-29 Чкаловск, ЗРУ 10 кВ, Ф.29-01-10	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =200/5 №25433-11	A	ТЛО-10		
				B	-		
				C	ТЛО-10		
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =10000/100 №11094-87	A	НАМИ-10		
				B			
				C			
Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-97	EA05RAL-P4B-3					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
6	ПС 110 кВ О-29 Чкаловск, ЗРУ 10 кВ, Ф.29-03-10	ТТ	КТ=0,2S КТТ=200/5 №25433-06	А	ТЛО-10	RTU-327 Пер. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 ССВ-1Г Пер. № 58301-14 Метроном-50М Пер. № 68916-17
				В	-		
				С	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,2 КТН=10000/100 №11094-87	А	НАМИ-10		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RAL-P4B-3					
7	ПС 110 кВ О-29 Чкаловск, ЗРУ 10 кВ, Ф.29-05-10	ТТ	КТ=0,2S КТТ=400/5 №25433-06	А	ТЛО-10		
				В	-		
				С	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,2 КТН=10000/100 №11094-87	А	НАМИ-10		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RAL-P4B-3					
8	ПС 110 кВ О-29 Чкаловск, ЗРУ 10 кВ, Ф.29-07-10	ТТ	КТ=0,2S КТТ=400/5 №25433-06	А	ТЛО-10		
				В	-		
				С	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,2 КТН=10000/100 №11094-87	А	НАМИ-10		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RAL-P4B-3					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
9	ПС 110 кВ О-29 Чкаловск, ЗРУ 10 кВ, Ф.29-11-10	ТТ	КТ=0,5 КТТ=50/5 №15128-03	А	ТОЛ 10-І	RTU-327 Пер. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 ССВ-1Г Пер. № 58301-14 Метроном-50М Пер. № 68916-17
				В	-		
				С	ТОЛ 10-І		
		ТН	КТ=0,2 КТН=10000/100 №11094-87	А	НАМИ-10		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RAL-P4B-3					
10	ПС 110 кВ О-29 Чкаловск, ЗРУ 10 кВ, Ф.1- ПЭ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=50/5 №2473-00	А	ТЛМ-10		
				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 №16666-97	ЕА05RAL-P4B-3					
11	ПС 110 кВ О-29 Чкаловск, ЗРУ 10 кВ, Ф.29-02-10	ТТ	КТ=0,2S КТТ=200/5 №25433-06	А	ТЛО-10		
				В	-		
				С	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №831-69	А	НТМИ-10-66У3		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RAL-P4B-3					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
12	ПС 110 кВ О-29 Чкаловск, ЗРУ 10 кВ, Ф.29-04-10	ТТ	КТ=0,2S КТТ=200/5 №25433-11	А	ТЛО-10	RTU-327 Пер. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 ССВ-1Г Пер. № 58301-14 Метроном-50М Пер. № 68916-17
				В	-		
				С	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №831-69	А	НТМИ-10-66У3		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RAL-P4B-3					
13	ПС 110 кВ О-29 Чкаловск, ЗРУ 10 кВ, Ф.29-06-10	ТТ	КТ=0,2S КТТ=400/5 №25433-06	А	ТЛО-10		
				В	-		
				С	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №831-69	А	НТМИ-10-66У3		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RAL-P4B-3					
14	ПС 110 кВ О-29 Чкаловск, ЗРУ 10 кВ, Ф.29-08-10	ТТ	КТ=0,2S КТТ=300/5 №25433-11	А	ТЛО-10		
				В	-		
				С	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №831-69	А	НТМИ-10-66У3		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RAL-P4B-3					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
15	ПС 110 кВ О-29 Ичаловск, ЗРУ 10 кВ, Ф.2- ПЭ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=50/5 №2473-00	А	ТЛМ-10	RTU-327 Пер. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 ССВ-1Г Пер. № 58301-14 Метроном-50М Пер. № 68916-17
				В	-		
				С	ТЛМ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №831-69	А	НТМИ-10-66УЗ		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RAL-P4B-3					
16	ПС 10 кВ Пионерская- тяговая, РУ 10 кВ, Ввод-1 10 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=200/5 №15128-03	А	ТОЛ 10-1		
				В	-		
				С	ТОЛ 10-1		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RAL-P4B-3					
17	ПС 10 кВ Пионерская- тяговая, РУ 10 кВ, Ф.1- ПЭ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=50/5 №2473-00	А	ТЛМ-10		
				В	-		
				С	ТЛМ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RAL-P3B-3					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
18	ПС 10 кВ Пионерская- тяговая, РУ 10 кВ, Ввод-2 10 кВ	ТТ	КТ=0,2S КТТ=200/5 №25433-11	A	ТЛО-10	RTU-327 Пер. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 ССВ-1Г Пер. № 58301-14 Метроном-50М Пер. № 68916-17
				B	-		
				C	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	A	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RAL-P4B-3					
19	ПС 10 кВ Пионерская- тяговая, РУ 10 кВ, Ф.2- ПЭ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=50/5 №2473-00	A	ТЛМ-10		
				B	-		
				C	ТЛМ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	A	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RAL-P3B-3					
20	ПС 10 кВ Пионерская- тяговая, РУ 10 кВ, Ф.3- ПЭ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=50/5 №2473-00	A	ТЛМ-10		
				B	-		
				C	ТЛМ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	A	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RAL-P3B-3					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
21	ПС 10 кВ Муромская- тяговая, РУ 10 кВ, Ввод-1 10 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=200/5 №15128-07	A	ТОЛ-10-I	RTU-327 Пер. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 ССВ-1Г Пер. № 58301-14 Метроном-50М Пер. № 68916-17
				B	-		
				C	ТОЛ-10-I		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	A	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RAL-B-4					
22	ПС 10 кВ Муромская- тяговая, РУ 10 кВ, Ф.1- ПЭ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=50/5 №2473-00	A	ТЛМ-10		
				B	-		
				C	ТЛМ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	A	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RAL-P4B-3					
23	ПС 10 кВ Муромская- тяговая, РУ 10 кВ, Ввод-2 10 кВ	ТТ	КТ=0,2S КТТ=200/5 №25433-11	A	ТЛО-10		
				B	-		
				C	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-05	A	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RAL-B-4					

Продолжение таблицы 5

1	2	3		4		5	6
24	ПС 10 кВ Муромская- тяговая, РУ 10 кВ, Ф.2-ПЭ	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =50/5 №22192-07	A	ТПЛ-10-М	RTU-327 Пер. № 19495-03 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12 ССВ-1Г Пер. № 58301-14 Метроном-50М Пер. № 68916-17
				B	-		
				C	ТПЛ-10-М		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =10000/100 №20186-05	A	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				B			
				C			
Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-97	EA05RAL-P3B-3					
25	ПС 110 кВ Грязовец, ОРУ 110 кВ, ОМВ 110кВ	ТТ	К _Т =0,5S К _{ТТ} =600/5 №30559-05	A	ТВИ-110	-	УСВ-2 Пер. № 41681-10 Метроном-50М Пер. № 68916-17
				B	ТВИ-110		
				C	ТВИ-110		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №14205-94	A	НКФ-110-57 У1		
				B	НКФ-110-57 У1		
				C	НКФ-110-57 У1		
Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03.01					

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 6 – Основные метрологические характеристики ИК

Номера ИК	Вид электроэнергии	Границы основной погрешности ($\pm\delta$), %	Границы погрешности в рабочих условиях ($\pm\delta$), %
1 - 4	Активная	0,5	2,0
	Реактивная	1,1	2,0
5 - 8	Активная	0,8	2,6
	Реактивная	1,4	4,0
9, 10	Активная	1,0	5,6
	Реактивная	2,2	3,4
11 - 14, 18, 23	Активная	1,0	2,8
	Реактивная	1,8	4,0
15 - 17, 19 - 22, 24	Активная	1,2	5,7
	Реактивная	2,5	3,5
25	Активная	1,2	5,1
	Реактивная	2,5	4,4
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 $P = 0,95$.

3 Погрешность в рабочих условиях указана для тока $2(5)\% I_{ном}$, $\cos\varphi = 0,5_{инд}$ и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от +5 до +35°C.

Таблица 7 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
<p>Нормальные условия: параметры сети:</p> <ul style="list-style-type: none"> - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, $\cos\varphi$ <p>температура окружающей среды, °C:</p> <ul style="list-style-type: none"> - для счетчиков активной энергии ГОСТ 31819.22-2012, ГОСТ 30206-94 - для счетчиков реактивной энергии ТУ 4228-011-29056091-11 ГОСТ 26035-83 	<p>от 99 до 101 от 100 до 120 0,87</p> <p>от +21 до +25</p> <p>от +21 до +25 от +18 до +22</p>

Продолжение таблицы 7

1	2
<p>Условия эксплуатации: параметры сети:</p> <ul style="list-style-type: none"> - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, $\cos\varphi$ - диапазон рабочих температур окружающей среды, °С: <ul style="list-style-type: none"> - для ТТ и ТН - для счетчиков - для RTU-327 - для ЭКОМ-3000 - для УСВ-3 - для ССВ-1Г - для Метроном-50М - для УСВ-2 	<p>от 90 до 110 от 2(5) до 120 от 0,5 до 1,0</p> <p>от -45 до +40 от -40 до +60 от 0 до +75 от 0 до +40 от -25 до +60 от +5 до +40 от +15 до +30 от -10 до +50</p>
<p>Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов:</p> <p>счетчики электроэнергии Альфа А1800:</p> <ul style="list-style-type: none"> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более <p>счетчики электроэнергии ЕвроАЛЬФА:</p> <ul style="list-style-type: none"> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более <p>счетчики электроэнергии СЭТ-4ТМ.03:</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-327:</p> <ul style="list-style-type: none"> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более <p>УСПД ЭКОМ-3000:</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>120000 72</p> <p>50000 72</p> <p>90000 72</p> <p>40000 24</p> <p>100000 24</p> <p>0,99 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 титульные листы эксплуатационной документации на АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 8.

Таблица 8 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформаторы тока	ТБМО-110 УХЛ1	12 шт.
Трансформаторы тока	ТПЛ-10-М	2 шт.
Трансформаторы тока	ТЛМ-10	12 шт.
Трансформаторы тока	ТЛО-10	20 шт.
Трансформаторы тока	ТОЛ 10-1	4 шт.
Трансформаторы тока	ТОЛ-10-1	2 шт.
Трансформаторы тока	ТВИ-110	3 шт.
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10-95 УХЛ2	4 шт.
Трансформаторы напряжения	НАМИ-110 УХЛ1	6 шт.
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10	1 шт.
Трансформаторы напряжения	НТМИ-10-66УЗ	1 шт.
Трансформаторы напряжения	НКФ-110-57 У1	3 шт.
Счетчики электроэнергии многофункциональные	ЕвроАЛЬФА	20 шт.
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	Альфа А1800	4 шт.
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03	1 шт.
Устройства сбора и передачи данных	RTU-327	1 шт.
Устройства сбора и передачи данных	ЭКОМ-3000	1 шт.
Устройства синхронизации времени	УСВ-3	1 шт.
Серверы точного времени	Метроном-50М	2 шт.
Серверы синхронизации времени	ССВ-1Г	1 шт.
Устройства синхронизации времени	УСВ-2	1 шт.
Формуляр	13526821.4611.233.ПФ	1 экз.

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 Калининградской области», аттестованном ООО «Энергокомплекс», аттестат аккредитации № RA.RU.312235 от 01.06.2017 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» для энергоснабжения ОАО «РЖД» в границах Калининградской области

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
Адрес: 119048, г. Москва, Комсомольский проспект, д. 42, стр. 3
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 проспект, д. 42, стр. 3
Телефон: +7 (495) 926-99-00
Факс: +7 (495) 287-81-92

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, офис 23
Телефон: +7 (351) 958-02-68
E-mail: encomplex@yandex.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312235.

