

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «18» июня 2021 г. № 1059

Регистрационный № 81962-21

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 Кабардино-Балкарской Республики

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» для энергоснабжения ОАО «РЖД» в границах Кабардино-Балкарской Республики (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», выполняющие функции сбора, хранения результатов измерений и их передачи на уровень ИВК;

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК) включает в себя Центр сбора данных ОАО «РЖД» на базе программного обеспечения (ПО) «Энергия Альфа 2», сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» на базе ПО «АльфаЦЕНТР» и ПО «Энергия Альфа 2», построенный на базе виртуальной машины, функционирующей в распределенной среде виртуализации VMware vSphere, устройства синхронизации системного времени (УССВ), каналобразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, автоматизированные рабочие места персонала.

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) при помощи технических средств приёма-передачи данных поступает на входы УСПД, где осуществляется формирование и хранение информации. Допускается опрос счетчиков любым УСПД в составе АИИС КУЭ с сохранением настроек опроса.

Данные по основному каналу связи, организованному на базе волоконно-оптической линии связи, с УСПД передаются на сервер Центра сбора данных ОАО «РЖД», где осуществляется оформление отчетных документов. Цикличность сбора информации – не реже одного раза в сутки.

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

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 50080, 51070, 80020, 80030, 80040, 80050, 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 50080, 51070, 80020, 80030, 80040, 80050, 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 4. СОЕВ включает в себя устройства синхронизации времени УСВ-3, серверы точного времени Метроном-50М, часы сервера центра сбора данных ОАО «РЖД», часы сервера ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ», часы УСПД и счётчиков. Серверы точного времени Метроном-50М и устройства синхронизации времени УСВ-3 осуществляют прием и обработку сигналов глобальной навигационной спутниковой системой ГЛОНАСС/GPS, 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).

Сервер центра сбора данных 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).

УСПД ОАО «РЖД» синхронизируются от сервера Центра сбора данных 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 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).

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.

Программное обеспечение

Идентификационные данные метрологически значимой части ПО представлены в таблицах 1, 2.

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

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» от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Состав ИК АИИС КУЭ, метрологические и технические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в таблицах 3 - 5.

Таблица 3 - Состав ИК АИИС КУЭ, основные метрологические и технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование объекта учета	Состав ИК АИИС КУЭ			ИВКЭ	УССВ	
		Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (рег. №)	Обозначение, тип				
1	2	3			4	5	6
1	ПС Мургазово-тяговая 110/27,5/10 кВ ОРУ-110 кВ ввод Т1 110 кВ	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =200/1 №23256-05	А	ТБМО-110 УХЛ1	RTU-327 Рег. № 19495-03	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	ТБМО-110 УХЛ1		
				С	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №24218-03	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
2	ПС Мургазово-тяговая 110/27,5/10 кВ ОРУ-110 кВ, ввод Т2 110 кВ	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =200/1 №23256-05	А	ТБМО-110 УХЛ1		
				В	ТБМО-110 УХЛ1		
				С	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №24218-03	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4					

Продолжение таблицы 3

1	2	3		4		5	6
3	ПС Мургазово-тяговая 110/27,5/10 кВ ОРУ-27,5 кВ Ф. ДПР-1-27,5 кВ	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =150/5 №3690-73	A	ТФЗМ-35А-У1	RTU-327 Рег. № 19495-03	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	-		
				C	ТФЗМ-35А-У1		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =27500/100 №912-70	A	ЗНОМ-35-65		
				B	-		
				C	ЗНОМ-35-65		
Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-97	EA05RAL-B-3					
4	ПС Мургазово-тяговая 110/27,5/10 кВ ОРУ-27,5 кВ Ф. ДПР-2-27,5 кВ	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =150/5 №3690-73	A	ТФЗМ-35А-У1		
				B	-		
				C	ТФЗМ-35А-У1		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =27500/100 №912-70	A	ЗНОМ-35-65		
				B	-		
				C	ЗНОМ-35-65		
Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-97	EA05RAL-B-3					
5	ПС Прохладная-тяговая 110/27,5/10 кВ ОРУ-110 кВ ввод Т1 110 кВ	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =200/1 №23256-05	A	ТБМО-110 УХЛ1		
				B	ТБМО-110 УХЛ1		
				C	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №24218-03	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4					

Продолжение таблицы 3

1	2	3		4		5	6
6	ПС Прохладная-тяговая 110/27,5/10 кВ ОРУ-110 кВ ввод Т2 110 кВ	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =200/1 №23256-05	A	ТБМО-110 УХЛ1	RTU-327 Пер. № 19495-03	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17
				B	ТБМО-110 УХЛ1		
				C	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №24218-03	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
7	ПС Прохладная-тяговая 110/27,5/10 кВ ОРУ-27,5 кВ Ф. ДПР-1-27,5 кВ	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =200/5 №3198-89	A	ТВ 35-IV		
				B	-		
				C	ТВ 35-IV		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =27500/100 №912-70	A	ЗНОМ-35-65		
				B	-		
				C	ЗНОМ-35-65		
Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-97	EA05RL-B-3					
8	ПС Прохладная-тяговая 110/27,5/10 кВ ОРУ-27,5 кВ Ф. ДПР-2-27,5 кВ	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =200/5 №3198-89	A	ТВ 35-IV		
				B	-		
				C	ТВ 35-IV		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =27500/100 №912-70	A	ЗНОМ-35-65		
				B	-		
				C	ЗНОМ-35-65		
Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-97	EA05RAL-B-3					

Продолжение таблицы 3

1	2	3		4		5	6
9	ПС Прохладная-тяговая 110/27,5/10 кВ ОРУ-27,5 кВ Ф. ДПР-3-27,5 кВ	ТТ	КТ=0,5	А	ТФЗМ-35Б-1У1	RTU-327 Рег. № 19495-03	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17
			КТТ=50/5	В	-		
			№3689-73, 3690-73	С	ТФН-35М		
		ТН	КТ=0,5	А	ЗНОМ-35-65		
			КТН=27500/100	В	-		
			№912-70	С	ЗНОМ-35-65		
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RAL-B-3					
10	ПС Прохладная-тяговая 110/27,5/10 кВ КРУН-10 кВ Ф.1-10 кВ	ТТ	КТ=0,5	А	ТВК-10		
			КТТ=150/5	В	-		
			№8913-82, 25433-11	С	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5	А	НТМИ-10-66		
			КТН=10000/100	В			
			№831-69	С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-B-3					
11	ПС Прохладная-тяговая 110/27,5/10 кВ КРУН-10 кВ Ф.2-10 кВ	ТТ	КТ=0,5	А	ТПЛМ-10		
			КТТ=300/5	В	-		
			№2363-68	С	ТПЛМ-10		
		ТН	КТ=0,5	А	НТМИ-10-66		
			КТН=10000/100	В			
			№831-69	С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-B-3					

Продолжение таблицы 3

1	2	3		4		5	6
12	ПС Прохладная-тяговая 110/27,5/10 кВ КРУН-10 кВ Ф.3-10 кВ	ТТ	КТ=0,5	А	ТПЛ-10	RTU-327 Рег. № 19495-03	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17
			КТТ=50/5	В	-		
			№1276-59, 2363-68	С	ТПЛМ-10		
		ТН	КТ=0,5	А	НТМИ-10-66		
			КТН=10000/100	В			
			№831-69	С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-B-3					
13	ПС Прохладная-тяговая 110/27,5/10 кВ КРУН-10 кВ Ф.4-10 кВ	ТТ	КТ=0,5	А	ТПЛ-10		
			КТТ=100/5	В	-		
			№1276-59, 2363-68	С	ТПЛМ-10		
		ТН	КТ=0,5	А	НТМИ-10-66		
			КТН=10000/100	В			
			№831-69	С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-B-3					
14	ПС Прохладная-тяговая 110/27,5/10 кВ КРУН-10 кВ Ф.5-10 кВ	ТТ	КТ=0,5	А	ТПЛ-10		
			КТТ=200/5	В	-		
			№1276-59	С	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,5	А	НТМИ-10-66		
			КТН=10000/100	В			
			№831-69	С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-B-3					

Продолжение таблицы 3

1	2	3		4		5	6
15	ПС Прохладная-тяговая 110/27,5/10 кВ КРУН-10 кВ Ф.6-10 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №22192-03	А	ТПЛ-10-М	RTU-327 Рег. № 19495-03	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	-		
				С	ТПЛ-10-М		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №831-69	А	НТМИ-10-66		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-В-3					
16	ПС Прохладная-тяговая 110/27,5/10 кВ КРУН-10 кВ Ф.7-10 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=150/5 №8913-82	А	ТВК-10		
				В	-		
				С	ТВК-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №831-69	А	НТМИ-10-66		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-В-3					
17	ПС Прохладная-тяговая 110/27,5/10 кВ КРУН-10 кВ Ф.8-10 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=200/5 №8913-82	А	ТВК-10		
				В	-		
				С	ТВК-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №831-69	А	НТМИ-10-66		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-В-3					

Продолжение таблицы 3

1	2	3		4		5	6
18	ПС Прохладная-тяговая 110/27,5/10 кВ КРУН-10 кВ Ф.9-10 кВ	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =1000/5 №15128-07	А	ТОЛ-10-І	RTU-327 Рег. № 19495-03	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	-		
				С	ТОЛ-10-І		
		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-В-3					
19	ПС Прохладная-тяговая 110/27,5/10 кВ КРУН-10 кВ Ф.10-10 кВ	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =1000/5 №6009-77	А	ТОЛ-10 УТ2		
				В	-		
				С	ТОЛ-10 УТ2		
		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-В-3					
20	ПС Нальчик-тяговая 110/27,5/10 кВ ОРУ-110 кВ ввод Т1 110 кВ	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =150/1 №23256-05	А	ТБМО-110 УХЛ1		
				В	ТБМО-110 УХЛ1		
				С	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №24218-03	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4					

Продолжение таблицы 3

1	2	3		4		5	6
21	ПС Нальчик-тяговая 110/27,5/10 кВ ОРУ-110 кВ ввод Т2 110 кВ	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =150/1 №23256-05	A	ТБМО-110 УХЛ1	RTU-327 Рег. № 19495-03	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	ТБМО-110 УХЛ1		
				C	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №24218-03	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
22	ПС Нальчик-тяговая 110/27,5/10 кВ ОРУ-27,5 кВ Ф. ДПР-1-27,5 кВ	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =200/5 №3690-73	A	ТФЗМ-35А-У1		
				B	-		
				C	ТФЗМ-35А-У1		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =27500/100 №912-70	A	ЗНОМ-35-65		
				B	-		
				C	ЗНОМ-35-65		
Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-97	EA05RL-B-3					
23	ПС Нальчик-тяговая 110/27,5/10 кВ ОРУ-27,5 кВ Ф. ДПР-2-27,5 кВ	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =200/5 №3690-73	A	ТФЗМ-35А-У1		
				B	-		
				C	ТФЗМ-35А-У1		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =27500/100 №912-70	A	ЗНОМ-35-65		
				B	-		
				C	ЗНОМ-35-65		
Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-97	EA05RL-B-3					

Продолжение таблицы 3

1	2	3		4		5	6
24	ПС Нальчик-тяговая 110/27,5/10 кВ КРУН-10 кВ Ф.1-10 кВ	ТТ	КТ=0,5	А	ТПЛМ-10	RTU-327 Пер. № 19495-03	УСВ-3 Пер. № 51644-12 Метроном-50М Пер. № 68916-17
			КТТ=75/5 №2363-68	В	-		
				С	ТПЛМ-10		
		ТН	КТ=0,2	А	НАМИ-10		
			КТН=10000/100 №11094-87	В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-B-3					
25	ПС Нальчик-тяговая 110/27,5/10 кВ КРУН-10 кВ Ф.2-10 кВ	ТТ	КТ=0,5	А	ТВК-10		
			КТТ=150/5 №8913-82	В	-		
				С	ТВК-10		
		ТН	КТ=0,2	А	НАМИ-10		
			КТН=10000/100 №11094-87	В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-B-3					
26	ПС Нальчик-тяговая 110/27,5/10 кВ КРУН-10 кВ Ф.3-10 кВ	ТТ	КТ=0,5	А	ТПЛ-10		
			КТТ=200/5 №1276-59	В	-		
				С	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,2	А	НАМИ-10		
			КТН=10000/100 №11094-87	В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-B-3					

Продолжение таблицы 3

1	2	3		4		5	6
27	ПС Нальчик-тяговая 110/27,5/10 кВ КРУН-10 кВ Ф.4-10 кВ	ТТ	КТ=0,5	А	ТПЛ-10	RTU-327 Per. № 19495-03	УСВ-3 Per. № 51644-12 Метроном-50М Per. № 68916-17
			КТТ=50/5	В	-		
			№1276-59	С	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,2	А	НАМИ-10		
			КТН=10000/100	В			
			№11094-87	С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0	EA05RAL-B-3					
28	ПС Нальчик-тяговая 110/27,5/10 кВ КРУН-10 кВ Ф.5-10 кВ	ТТ	КТ=0,5	А	ТЛО-10		
			КТТ=150/5	В	-		
			№25433-11	С	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,2	А	НАМИ-10		
			КТН=10000/100	В			
			№11094-87	С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0	EA05RL-B-3					
29	ПС Нальчик-тяговая 110/27,5/10 кВ КРУН-10 кВ Ф.6-10 кВ	ТТ	КТ=0,5	А	ТПЛ-10		
			КТТ=75/5	В	-		
			№1276-59, 25433-11	С	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,2	А	НАМИ-10		
			КТН=10000/100	В			
			№11094-87	С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0	EA05RL-P1B-3					

Продолжение таблицы 3

1	2	3		4		5	6
30	ПС Нальчик-тяговая 110/27,5/10 кВ КРУН-10 кВ Ф.7-10 кВ	ТТ	КТ=0,5	А	ТОЛ 10-1	RTU-327 Рег. № 19495-03	УСВ-3 Рег. № 51644-12 Метроном-50М Рег. № 68916-17
			КТТ=50/5 №15128-01	В	-		
				С	ТОЛ 10-1		
		ТН	КТ=0,2	А	НАМИ-10		
			КТН=10000/100 №11094-87	В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-В-3					
31	ПС Нальчик-тяговая 110/27,5/10 кВ КРУН-10 кВ Ф.8-10 кВ	ТТ	КТ=0,5	А	ТПЛ-10		
			КТТ=75/5 №1276-59	В	-		
				С	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,2	А	НАМИ-10		
			КТН=10000/100 №11094-87	В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-Р1В-3					
32	ПС Нальчик-тяговая 110/27,5/10 кВ КРУН-10 кВ Ф.10-10 кВ	ТТ	КТ=0,5	А	ТВК-10		
			КТТ=150/5 №8913-82	В	-		
				С	ТВК-10		
		ТН	КТ=0,2	А	НАМИ-10		
			КТН=10000/100 №11094-87	В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-В-3					

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 3, при условии, что собственник АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 4 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 4 – Основные метрологические характеристики ИК

Номера ИК	Вид электроэнергии	Границы основной погрешности ($\pm\delta$), %	Границы погрешности в рабочих условиях ($\pm\delta$), %
1, 2, 20, 21	Активная	0,5	2,0
	Реактивная	1,1	2,0
3, 4, 7-19, 22, 23	Активная	1,2	5,7
	Реактивная	2,5	3,5
5, 6	Активная	0,5	2,0
	Реактивная	1,1	2,1
24-32	Активная	1,0	5,6
	Реактивная	2,2	3,4
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 плюс 5 до плюс 35°C.			

Таблица 5 – 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 Р 52323-2005, 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 5

1	2
<p>Условия эксплуатации: параметры сети:</p> <ul style="list-style-type: none"> - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - диапазон рабочих температур окружающей среды, °С: <ul style="list-style-type: none"> - для ТТ и ТН - для счетчиков - для УСПД - для УСВ-3 - для Метроном-50М 	<p>от 90 до 110 от 2(5) до 120 от 0,5_{инд} до 0,8_{емк}</p> <p>от -40 до +35 от -40 до +65 от 0 до +75 от -25 до +60 от +15 до +30</p>
<p>Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов:</p> <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 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>УСПД:</p> <ul style="list-style-type: none"> - наработка на отказ, ч, не менее - время восстановления, ч, не более <p>ИВК:</p> <ul style="list-style-type: none"> - коэффициент готовности, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более 	<p>50000 72</p> <p>120000 72</p> <p>40000 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 6.

Таблица 6 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
1	2	3
Трансформаторы тока	ТБМО-110 УХЛ1	18 шт.
Трансформаторы тока встроенные	ТВ 35-IV	4 шт.
Трансформаторы тока	ТВК-10	9 шт.
Трансформаторы тока	ТОЛ-10 УТ2	2 шт.
Трансформаторы тока	ТОЛ-10-І	2 шт.
Трансформаторы тока	ТОЛ 10-1	2 шт.
Трансформаторы тока	ТПЛ-10	11 шт.
Трансформаторы тока	ТПЛМ-10	6 шт.
Трансформаторы тока	ТПЛ-10-М	2 шт.
Трансформаторы тока	ТФЗМ-35А-У1	8 шт.
Трансформаторы тока	ТФЗМ-35Б-1У1	1 шт.

Продолжение таблицы 6

1	2	3
Трансформаторы тока	ТФН-35М	1 шт.
Трансформаторы тока	ТЛО-10	4 шт.
Трансформаторы напряжения	ЗНОМ-35-65	12 шт.
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10	2 шт.
Трансформаторы напряжения	НАМИ-110 УХЛ1	18 шт.
Трансформаторы напряжения	НТМИ-10-66	2 шт.
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	Альфа А1800	6 шт.
Счетчики электроэнергии многофункциональные	ЕвроАЛЬФА	26 шт.
Устройства сбора и передачи данных	RTU-327	1 шт.
Устройства синхронизации времени	УСВ-3	1 шт.
Серверы точного времени	Метроном-50М	2 шт.
Методика поверки	МП-312235-127-2021	1 экз.
Формуляр	13526821.4611.162.ЭД.ФО	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 Кабардино-Балкарской Республики».

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

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

