

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «21» апреля 2022 г. № 1038

Регистрационный № 85365-22

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 Республики Татарстан

Назначение средства измерений

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

Основной сервер ОАО «РЖД» создан на базе программного обеспечения (ПО) «ГОРИЗОНТ», построен на базе виртуальной машины, функционирующей в распределенной среде виртуализации VMware VSphere, резервный сервер ОАО «РЖД» создан на базе ПО «Энергия Альфа 2».

Сервер ОАО «РЖД» единомоментно работает либо в основном канале, либо в резервном.

Сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» создан на базе ПО «АльфаЦЕНТР» и ПО «Энергия Альфа 2», построен на базе виртуальной машины, функционирующей в распределенной среде виртуализации VMware VSphere.

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 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. УСПД ОАО «РЖД» единомоментно работает либо в основном канале, либо в резервном.

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

При отказе основного канала связи или УСПД счетчики опрашиваются по резервному каналу с использованием каналообразующего оборудования стандарта GSM.

Передача информации об энергопотреблении от сервера 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 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 5. СОЕВ включает в себя сервер синхронизации времени ССВ-1Г, устройство синхронизации времени УСВ-3, серверы точного времени Метроном-50М, часы сервера ОАО «РЖД», часы сервера ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ», часы УСПД и счётчиков. Сервер синхронизации времени ССВ-1Г, серверы точного времени Метроном-50М, устройство синхронизации времени УСВ-3 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» оснащен 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» оснащен 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).

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 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 синхронизируются от УСПД (основных и/или резервных) ОАО «РЖД». Сравнение показаний часов счетчиков и УСПД происходит при каждом сеансе связи счетчик – УСПД. Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 2 с (параметр программируемый).

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

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

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 - 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.

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		ИВКЭ	УССВ	
1	2	3	4		5	6	
1	ПС 110 кВ Зеленый Дол-Тяговая (ЭЧЭ-25), ОРУ 35 кВ, ввод 35 кВ Т-2	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =200/1 №37491-08	A	STSM-38	RTU-327 Пер. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12/ Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14
				B	STSM-38		
				C	STSM-38		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =35000/100 №19813-05	A	НАМИ-35 УХЛ1		
				B			
				C			
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4					
2	ПС 110 кВ Зеленый Дол-Тяговая (ЭЧЭ-25), ОРУ 27,5 кВ, 1 СШ 27,5 кВ, Ф. ДПР	ТТ	К _Т = 0,2S К _{ТТ} =300/5 №56411-14	A	GIF 40,5		
				B	GIF 40,5		
				C	-		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =27500/100 №912-70	A	ЗНОМ-35-65		
				B	ЗНОМ-35-65		
				C	-		
Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-97	EA05RAL-B-3					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
3	ПС 110 кВ Зеленый Дол-Тяговая (ЭЧЭ-25), КРУН 10 кВ, 1 СШ 10 кВ, Ф.ПЭ-1	ТТ	КТ=0,5	А	ТПЛ-10	RTU-327 Пер. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12/ Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14
			КТТ=200/5	В	-		
			№1276-59	С	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,5	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
			КТН=10000/100	В			
			№20186-05	С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05РАL-В-3					
4	ПС 110 кВ Зеленый Дол-Тяговая (ЭЧЭ-25), КРУН 10 кВ, 2 СШ 10 кВ, Ф.ПЭ-2	ТТ	КТ=0,5	А	ТЛМ-10		
			КТТ=200/5	В	-		
			№2473-69	С	ТЛМ-10		
		ТН	КТ=0,5	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
			КТН=10000/100	В			
			№20186-05	С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05РАL-В-3					
5	ПС 110 кВ Зеленый Дол-Тяговая (ЭЧЭ-25), КРУН 10 кВ, 2 СШ 10 кВ, Ф.ПЭ-3	ТТ	КТ=0,5	А	ТЛМ-10		
			КТТ=200/5	В	-		
			№2473-69	С	ТЛМ-10		
		ТН	КТ=0,5	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
			КТН=10000/100	В			
			№20186-05	С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05РАL-В-3					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
6	ПС 110 кВ Зеленый Дол-Тяговая (ЭЧЭ-25), ОРУ 110 кВ, ввод 110 кВ Т-3	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =200/1 №16635-05	А	ТГФ110	RTU-327 Пер. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12/ Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14
				В	ТГФ110		
				С	ТГФ110		
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №24218-13	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №16666-97	ЕА02RALX-РЗВ-4W					
7	ПС 110 кВ Зеленый Дол-Тяговая (ЭЧЭ-25), КРУН 10 кВ, 1 СШ 10 кВ, яч.9, Ф.9	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =200/5 №25433-03	А	ТЛО-10	RTU-327 Пер. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12/ Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14
				В	-		
				С	ТЛО-10		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-97	ЕА05RL-В-3					
8	ПС 110 кВ Зеленый Дол-Тяговая (ЭЧЭ-25), КРУН 10 кВ, 2 СШ 10 кВ, яч.11, Ф.11	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =200/5 №25433-11	А	ТЛО-10	RTU-327 Пер. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12/ Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14
				В	-		
				С	ТЛО-10		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-97	ЕА05RL-В-3					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
9	ПС 110 кВ Зеленый Дол-Тяговая (ЭЧЭ-25), КРУН 10 кВ, 2 СШ 10 кВ, яч.12, Ф.12	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =200/5 №25433-07	А	ТЛО-10	RTU-327 Пер. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12/ Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14
				В	-		
				С	ТЛО-10		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-97	ЕА05RL-B-3					
10	ПС 110 кВ Зеленый Дол-Тяговая (ЭЧЭ-25), КРУН 10 кВ, 2 СШ 10 кВ, яч.13, Ф.13	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =200/5 №29390-05	А	ТПЛ-10с		
				В	-		
				С	ТПЛ-10с		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-97	ЕА05RL-B-3					
11	ПС 110 кВ Зеленый Дол-Тяговая (ЭЧЭ-25), ОРУ 110 кВ, ввод 110 кВ Т-1,Т-2	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =400/1 №34096-07	А	ТГФ110-П*		
				В	ТГФ110-П*		
				С	ТГФ110-П*		
		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 №16666-97	ЕА02RALX-P3B-4					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
12	ПС 110 кВ Зеленый Дол-Тяговая (ЭЧЭ-25), КРУН 10 кВ, 1 СШ 10 кВ, яч.б, Ф.б	ТТ	КТ=0,2S КТТ=200/5 №25433-03	А	ТЛО-10	RTU-327 Per. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Per. № 17049-14	УСВ-3 Per. № 51644-12/ Метроном-50М Per. № 68916-17 ССВ-1Г Per. № 58301-14
				В	-		
				С	ТЛО-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	ЕА05RL-B-3					
13	ПС 110 кВ Куркачи, ЗРУ 10 кВ, 2 СШ 10 кВ, Ф.ПЭ-1	ТТ	КТ=0,5S КТТ=200/5 №1261-02	А	ТПОЛ 10		
				В	-		
				С	ТПОЛ 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	ЕА05RL-B-3					
14	ПС 110 кВ Куркачи, ЗРУ 10 кВ, 1 СШ 10 кВ, Ф.ПЭ-2	ТТ	КТ=0,5S КТТ=200/5 №1261-02	А	ТПОЛ 10		
				В	-		
				С	ТПОЛ 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	ЕА05RL-B-3					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
15	ПС 110 кВ Куркачи, ЗРУ 10 кВ, 2 СШ 10 кВ, Ф.14	ТТ	КТ=0,5S	А	ТПОЛ 10	RTU-327 Per. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Per. № 17049-14	УСВ-3 Per. № 51644-12/ Метроном-50М Per. № 68916-17 ССВ-1Г Per. № 58301-14
			КТТ=100/5	В	-		
			№1261-02	С	ТПОЛ 10		
		ТН	КТ=0,5	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
			КТН=10000/100	В			
			№20186-05	С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-B-3					
16	ПС 110 кВ Куркачи, ЗРУ 10 кВ, 1 СШ 10 кВ, яч.5, Ф.5	ТТ	КТ=0,5S	А	ТЛО-10	RTU-327 Per. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Per. № 17049-14	УСВ-3 Per. № 51644-12/ Метроном-50М Per. № 68916-17 ССВ-1Г Per. № 58301-14
			КТТ=200/5	В	-		
			№25433-03	С	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
			КТН=10000/100	В			
			№20186-05	С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RAL-B-4					
17	ПС 110 кВ Куркачи, ОРУ 110 кВ, ввод 110 кВ Т-1	ТТ	КТ=0,2S	А	ТГФМ-110 II*	RTU-327 Per. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Per. № 17049-14	УСВ-3 Per. № 51644-12/ Метроном-50М Per. № 68916-17 ССВ-1Г Per. № 58301-14
			КТТ=200/1	В	ТГФ110		
			№36672-08, 16635-05, 16635-05	С	ТГФ110		
		ТН	КТ=0,2	А	НАМИ-110 УХЛ1		
			КТН=110000/√3/100/√3	В	НАМИ-110 УХЛ1		
			№24218-08	С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №16666-97	ЕА02RALX-P3B-4W					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
18	ПС 110 кВ Куркачи, ОРУ 110 кВ, ввод 110 кВ Т-2	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =200/1 №16635-05	A	ТГФ110	RTU-327 Per. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Per. № 17049-14	УСВ-3 Per. № 51644-12/ Метроном-50М Per. № 68916-17 ССВ-1Г Per. № 58301-14
				B	ТГФ110		
				C	ТГФ110		
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №24218-03, 24218-03, 24218-08	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 Ксч=1 №16666-97	EA02RALX-P3B-4W					
19	ПС 110 кВ Шемордан Тяговая (ЭЧЭ-47), ОРУ 27,5 кВ, 1 СШ 27,5 кВ, Ф,ДПР-1	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =200/5 №3690-73	A	ТФЗМ-35А-У1		
				B	ТФЗМ-35А-У1		
				C	-		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =27500/100 №912-70	A	ЗНОМ-35-65		
				B	ЗНОМ-35-65		
				C	-		
Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	EA05RL-B-3					
20	ПС 110 кВ Шемордан Тяговая (ЭЧЭ-47), ОРУ 110 кВ, ввод 110 кВ Т-1	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =200/1 №16635-05	A	ТГФ110		
				B	ТГФ110		
				C	ТГФ110		
		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 Ксч=1 №16666-97	EA02RALX-P3B-4					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
21	ПС 110 кВ Шемордан Тяговая (ЭЧЭ-47), ОРУ 110 кВ, ввод 110 кВ Т-3	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =200/1 №16635-05	А	ТГФ110	RTU-327 Per. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Per. № 17049-14	УСВ-3 Per. № 51644-12/ Метроном-50М Per. № 68916-17 ССВ-1Г Per. № 58301-14
				В	ТГФ110		
				С	ТГФ110		
		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 №16666-97	ЕА02RALX- P3B-4					
22	ПС 110 кВ Шемордан Тяговая (ЭЧЭ-47), ОРУ 27,5 кВ, 2 СШ 27,5 кВ, Ф,ДЦР-2	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =200/5 №3690-73	А	ТФЗМ-35А-У1	RTU-327 Per. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Per. № 17049-14	УСВ-3 Per. № 51644-12/ Метроном-50М Per. № 68916-17 ССВ-1Г Per. № 58301-14
				В	ТФЗМ-35А-У1		
				С	-		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =27500/100 №912-70	А	ЗНОМ-35-65		
				В	ЗНОМ-35-65		
				С	-		
Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-97	ЕА05RL-B-3					
23	ПС 110 кВ Шемордан Тяговая (ЭЧЭ-47), КРУН 10 кВ, 1 СШ 10 кВ, Ф.1 ХПП	ТТ	ф.А К _Т =0,5 ф.С К _Т =0,5S К _{ТТ} =150/5 №25433-11	А	ТЛО-10	RTU-327 Per. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Per. № 17049-14	УСВ-3 Per. № 51644-12/ Метроном-50М Per. № 68916-17 ССВ-1Г Per. № 58301-14
				В	-		
				С	ТЛО-10		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-97	ЕА05RAL-B-3					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
24	ПС 110 кВ Шемордан Тяговая (ЭЧЭ-47), КРУН 10 кВ, 2 СШ 10 кВ, Ф.2 ХПП	ТТ	КТ=0,5 КТТ=150/5 №7069-02	А	ТОЛ 10	RTU-327 Per. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Per. № 17049-14	УСВ-3 Per. № 51644-12/ Метроном-50М Per. № 68916-17 ССВ-1Г Per. № 58301-14
				В	-		
				С	ТОЛ 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	ЕА05RAL-B-3					
25	ПС 110 кВ Шемордан Тяговая (ЭЧЭ-47), ОРУ 110 кВ, ОМВ 110 кВ	ТТ	КТ=0,2S КТТ=200/1 №16635-05	А	ТГФ110		
				В	ТГФ110		
				С	ТГФ110		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-03	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №16666-97	ЕА02RALX- P3B-4					
26	ПС 110 кВ ЭЧЭ-28 807 км, КРУН 10 кВ, 1 СШ 10 кВ, Ф.ПЭ-1	ТТ	КТ=0,2S КТТ=200/5 №25433-07	А	ТЛО-10		
				В	-		
				С	ТЛО-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	ЕА05RL-B-3					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
27	ПС 110 кВ ЭЧЭ-28 807 км, ОРУ 110 кВ, отпайка ВЛ 110 кВ Киндери - Тяговая	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =200/1 №53344-13	А	ТОГФМ-110	RTU-327 Пер. № 41907-09 ЭКОМ-3000 Пер. № 17049-14	УСВ-3 Пер. № 51644-12/ Метроном-50М Пер. № 68916-17 ССВ-1Г Пер. № 58301-14
				В	ТОГФМ-110		
				С	ТОГФМ-110		
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №24218-13	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					
28	ПС 110 кВ ЭЧЭ-28 807 км, ОРУ 110 кВ, отпайка ВЛ 110 кВ Киндери - Оптика II цепь	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =200/1 №53344-13	А	ТОГФМ-110		
				В	ТОГФМ-110		
				С	ТОГФМ-110		
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №24218-13	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					
29	ПС 110 кВ ЭЧЭ-28 807 км, КРУН 10 кВ, 2 СШ 10 кВ, Ф.ПЭ-2	ТТ	К _Т =0,5S К _{ТТ} =200/5 №25433-11	А	ТЛО-10		
				В	-		
				С	ТЛО-10		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =10000/100 №20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №16666-97	EA05RL-B-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 4, при условии, что собственник АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 5 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 5 – Основные метрологические характеристики ИК

Номера ИК	Вид электроэнергии	Границы основной погрешности ($\pm\delta$), %	Границы погрешности в рабочих условиях ($\pm\delta$), %
1	Активная	0,8	2,2
	Реактивная	1,5	2,2
3 - 5, 10, 19, 22 - 24	Активная	1,2	5,7
	Реактивная	2,5	3,5
6, 11, 17, 18, 20, 21, 25	Активная	0,5	2,0
	Реактивная	1,1	2,1
2, 7 - 9, 12, 26	Активная	1,0	2,8
	Реактивная	1,8	4,0
13 - 16, 29	Активная	1,2	5,1
	Реактивная	2,5	4,4
27, 28	Активная	0,5	2,0
	Реактивная	1,1	2,0
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 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 Р 52323-2005, ГОСТ 30206-94 - для счетчиков реактивной энергии: 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 - диапазон рабочих температур окружающей среды, °С: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для УСПД RTU-327 - для УСПД ЭКОМ-3000 - для УСВ-3 - для Метроном-50М - для ССВ-1Г</p>	<p>от 90 до 110 от 2(5) до 120 от 0,5 инд. до 0,8 емк. от -40 до +35 от -40 до +65 от +1 до +50 от 0 до +40 от -25 до +60 от +15 до +30 от +5 до +40</p>
<p>Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики электроэнергии Альфа А1800: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более счетчики электроэнергии ЕвроАЛЬФА: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более УСПД RTU-327: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более УСПД ЭКОМ-3000: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более ИВК: - коэффициент готовности, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более</p>	<p>120000 72 50000 72 35000 24 100000 24 0,99 1</p>

Продолжение таблицы 6

1	2
<p>Глубина хранения информации 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 style="text-align: center;">45</p> <p style="text-align: center;">45</p> <p style="text-align: center;">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 7.

Таблица 7 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформаторы тока	STSM-38	3 шт.
Трансформаторы тока	GIF 40,5	2 шт.
Трансформаторы тока проходные с литой изоляцией	ТПЛ-10	2 шт.
Трансформаторы тока	ТЛМ-10	4 шт.
Трансформаторы тока	ТГФ110	17 шт.
Трансформаторы тока	ТЛО-10	16 шт.
Трансформаторы тока	ТПЛ-10с	2 шт.
Трансформаторы тока	ТГФ110-II*	3 шт.
Трансформаторы тока	ТПОЛ 10	6 шт.
Трансформаторы тока	ТГФМ-110 II*	1 шт.
Трансформаторы тока	ТФЗМ-35А-У1	4 шт.
Трансформаторы тока	ТОЛ 10	2 шт.
Трансформаторы тока	ТОГФМ-110	6 шт.
Трансформаторы напряжения	НАМИ-35 УХЛ1	1 шт.
Трансформаторы напряжения	ЗНОМ-35-65	6 шт.
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10-95 УХЛ2	8 шт.
Трансформаторы напряжения	НАМИ-110 УХЛ1	24 шт.
Счетчики электроэнергии многофункциональные	ЕвроАЛЬФА	26 шт.
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	Альфа А1800	3 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.
Формуляр	13526821.4611.206.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 Республики Татарстан», аттестованном ООО «РусЭнергоПром», аттестат аккредитации № RA.RU.312149 от 04.05.2017 г.

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

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

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 инвестиционно-инжиниринговая группа «КАРНЕОЛ» (ООО ИИГ «КАРНЕОЛ»)

Адрес: 455038, Челябинская область, г. Магнитогорск, проспект Ленина, д. 124, офис 15

Телефон: +7 (982) 282-82-82

Факс: +7 (982) 282-82-82

E-mail: carneol@bk.ru

Регистрационный № RA.RU.312601 в Реестре аккредитованных лиц в области обеспечения единства измерений Росаккредитации, дата внесения 06.12.2018 г.

