

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

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

Назначение средства измерений

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

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ состоит из трех уровней:

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

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ) включает устройства сбора и передачи данных (УСПД), 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 ИК №№ 1-42 передаются на сервер Центра сбора данных ОАО «РЖД», а с УСПД ИК №№ 43, 44 передаются на сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ», 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 5. 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 ИК №№ 1-42 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).

УСПД ИК №№ 43, 44 синхронизируются от сервера ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ». 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. 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							
		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 Вязьма-тяговая, отпайка ВЛ 110 кВ Восток - Вязьма-1 с отпайкой на ПС Вязьма-тяговая I Цепь (ВЛ-827)	ТТ	КТ=0,2S КТТ=300/1 №60541-15	A	ТБМО-110 УХЛ1	RTU-327 Пер. № 19495-03			
				B	ТБМО-110 УХЛ1				
				C	ТБМО-110 УХЛ1				
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №60353-15	A	НАМИ-110 УХЛ1				
				B	НАМИ-110 УХЛ1				
				C	НАМИ-110 УХЛ1				
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №36697-12	СЭТ-4ТМ.03М.16							
2	ПС Вязьма-тяговая, отпайка ВЛ 110 кВ Восток - Вязьма-1 с отпайкой на ПС Вязьма-тяговая II Цепь (ВЛ-126)	ТТ	КТ=0,2S КТТ=300/1 №60541-15	A	ТБМО-110 УХЛ1				
				B	ТБМО-110 УХЛ1				
				C	ТБМО-110 УХЛ1				
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №60353-15	A	НАМИ-110 УХЛ1				
				B	НАМИ-110 УХЛ1				
				C	НАМИ-110 УХЛ1				
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №36697-17	СЭТ-4ТМ.03М.16							

Продолжение таблицы 3

1	2	3		4		5	6
3	ПС Вязьма-тяговая ВВ Т3 27,5 кВ	ТТ	КТ=0,5, 0,2S КТТ=400/5 №3689-73,51517-12	A	ТФНД-35М	RTU-327 Per. № 19495-03	УСВ-3 Рег. № 51644-12/ Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	-		
				C	ТОЛ-СВЭЛ-35 III		
		ТН	КТ=0,5 КТН=27500/100 №912-05	A	ЗНОМ-35-65		
				B	-		
				C	ЗНОМ-35-65		
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RAL-BN-4					
4	ПС Вязьма-тяговая ВВ Т4 27,5 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=400/5 №3689-73	A	ТФНД-35М		
				B	-		
				C	ТФНД-35М		
		ТН	КТ=0,5 КТН=27500/100 №912-05	A	ЗНОМ-35-65		
				B	-		
				C	ЗНОМ-35-65		
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RAL-BN-4					
5	ПС Вязьма-тяговая ВВ Т1 10 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=1000/5 №25433-03	A	ТЛО-10		
				B	-		
				C	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-00	A	НАМИ-10-95УХЛ2		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3					

Продолжение таблицы 3

1	2	3		4		5	6
6	ПС Вязьма-тяговая ВВ Т2 10 кВ	ТТ	КТ=0,2S КТТ=1000/5 №25433-03	А	ТЛО-10	RTU-327 Рег. № 19495-03	УСВ-3 Рег. № 51644-12/ Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	-		
				С	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-00	А	НАМИ-10-95УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-Р1В-3					
7	ПС Вязьма-тяговая Ф3 10 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=200/5 №2363-68	А	ТПЛМ-10		
				В	-		
				С	ТПЛМ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-00	А	НАМИ-10-95УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-Р1В-3					
8	ПС Вязьма-тяговая Ф5 10 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №1276-59	А	ТПЛ-10		
				В	-		
				С	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-00	А	НАМИ-10-95УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №14555-02	А1R-3-0L-C25-T+					

Продолжение таблицы 3

1	2	3		4		5	6
9	ПС Вязьма-тяговая Ф6 10 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №1276-59	А	ТПЛ-10	RTU-327 Рег. № 19495-03	УСВ-3 Рег. № 51644-12/ Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	-		
				С	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-00	А	НАМИ-10-95УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-Р1В-3					
10	ПС Вязьма-тяговая Ф7 10 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=300/5 №1856-63	А	ТВЛМ-10		
				В	-		
				С	ТВЛМ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-00	А	НАМИ-10-95УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-Р1В-3					
11	ПС Вязьма-тяговая Ф8 10 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=50/5 №1276-59	А	ТПЛ-10		
				В	-		
				С	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-00	А	НАМИ-10-95УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-Р1В-3					

Продолжение таблицы 3

1	2	3		4		5	6
12	ПС Гагарин-тяговая ВВ ПТ1 110 кВ	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/1 №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	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 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03					
13	ПС Гагарин-тяговая ВВ ПТ2 110 кВ	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/1 №23256-05	А	ТБМО-110 УХЛ1		
				В	ТБМО-110 УХЛ1		
				С	ТБМО-110 УХЛ1		
		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 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03					
14	ПС Гагарин-тяговая Ф1 10 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №2363-68	А	ТПЛМ-10		
				В	-		
				С	ТПЛМ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-00	А	НАМИ-10-95УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3					

Продолжение таблицы 3

1	2	3		4		5	6
15	ПС Гагарин-тяговая, КРУН 10 кВ, ф. ПЭ-2	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №1276-59	А	ТПЛУ-10	RTU-327 Рег. № 19495-03	УСВ-3 Рег. № 51644-12/ Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	-		
				С	ТПЛУ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-00	А	НАМИ-10-95УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3					
16	ПС Гагарин-тяговая Ф8 10 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=300/5 №2363-68	А	ТПЛМ-10		
				В	-		
				С	ТПЛМ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-00	А	НАМИ-10-95УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3					
17	ПС Издешково-тяговая ВВ ПТ1 110 кВ	ТТ	КТ=0,2S КТТ=150/1 №23256-05	А	ТБМО-110 УХЛ1		
				В	-		
				С	-		
		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 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03			

Продолжение таблицы 3

1	2	3		4		5	6
18	ПС Издёшково-тяговая ВВ ПТ2 110 кВ	ТТ	КТ=0,2S КТТ=150/1 №23256-05	A	-	RTU-327 Рег. № 19495-03	УСВ-3 Рег. № 51644-12/ Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	-		
				C	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-03	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03					
19	ПС Мещерская ВВ ПТ1 110 кВ	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/1 №23256-05	A	ТБМО-110 УХЛ1		
				B	ТБМО-110 УХЛ1		
				C	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-03	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03					
20	ПС Мещерская ВВ ПТ2 110 кВ	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/1 №23256-05	A	ТБМО-110 УХЛ1		
				B	ТБМО-110 УХЛ1		
				C	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-03	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03					

Продолжение таблицы 3

1	2	3		4		5	6
21	ПС Мещерская Ф1 10 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №1276-59	А	ТПЛ-10	RTU-327 Рег. № 19495-03	УСВ-3 Рег. № 51644-12/ Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	-		
				С	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,2 КТН=10000/100 №11094-87	А	НАМИ-10		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3					
22	ПС Мещёрская, КРУН 10 кВ, ф. ПЭ-2	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №1276-59	А	ТПЛ-10		
				В	-		
				С	ТПЛУ-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	ЕА05RL-P1B-3					
23	ПС Мещерская Ф3 10 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №1276-59	А	ТПЛ-10		
				В	-		
				С	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,2 КТН=10000/100 №11094-87	А	НАМИ-10		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3					

Продолжение таблицы 3

1	2	3		4		5	6
24	ПС Милохово, Ввод-1 110 кВ	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =300/1 №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 №24218-13, 24218-03	А	НАМИ-110 УХЛ1		
				В	НАМИ-110 УХЛ1		
				С	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03					
25	ПС Милохово, Ввод-2 110 кВ	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =300/1 №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 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03					
26	ПС Милохово, ВВ ПТ1,2 110 кВ	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =200/1 №23256-05	А	-		
				В	ТБМО-110 УХЛ1		
				С	-		
		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 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03					

Продолжение таблицы 3

1	2	3		4		5	6
27	ПС Милохово, ВВ ПТЗ 110 кВ	ТТ	КТ=0,2S КТТ=200/1 №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	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-13, 24218-03	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03					
28	ПС Милохово, ВВ ПТ4 110 кВ	ТТ	КТ=0,2S КТТ=200/1 №23256-05	A	ТБМО-110 УХЛ1		
				B	-		
				C	-		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-13, 24218-03	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03					
29	ПС Милохово, ДПР 1 27,5 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=50/5 №26417-04	A	ТФЗМ 35А-У1		
				B	ТФЗМ 35А-У1		
				C	-		
		ТН	КТ=0,5 КТН=27500/100 №912-70	A	ЗНОМ-35-65		
				B	-		
				C	ЗНОМ-35-65		
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3					

Продолжение таблицы 3

1	2	3		4		5	6
30	ПС Ракитная, отпайка ВЛ 110 кВ Талашкино - КС-3-1 с отпайкой на ПС Ракитная (ВЛ-178)	ТТ	КТ=0,2S КТТ=600/1 №60541-15	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	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №60353-15	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №36697-17	СЭТ-4ТМ.03М.16					
31	ПС Ракитная, отпайка ВЛ 110 кВ Талашкино - КС-3-2 с отпайкой на ПС Ракитная (ВЛ-175)	ТТ	КТ=0,2S КТТ=600/1 №60541-15	A	ТБМО-110 УХЛ1		
				B	ТБМО-110 УХЛ1		
				C	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №60353-15	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №36697-17	СЭТ-4ТМ.03М.16					
32	ПС Ракитная, ВВ Т1, Т2 27,5 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=750/5 №19720-05	A	-		
				B	ТВ-35-II		
				C	ТВ-35-II		
		ТН	КТ=0,5 КТН=27500/100 №912-70	A	ЗНОМ-35-65		
				B	ЗНОМ-35-65		
				C	-		
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05РАL-BN-4					

Продолжение таблицы 3

1	2	3		4		5	6
33	ПС Ракитная, ВВ1 Т3 27,5 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=400/5 №3689-73,3690-73	A	-	RTU-327 Рег. № 19495-03	УСВ-3 Рег. № 51644-12/ Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	ТФНД-35М		
				C	ТФ3М-35А-У1		
		ТН	КТ=0,5 КТН=27500/100 №912-70	A	ЗНОМ-35-65		
				B	ЗНОМ-35-65		
				C	-		
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05РАL-ВN-4					
34	ПС Ракитная, ВВ2 Т3 27,5 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=400/5 №3689-73	A	-		
				B	ТФНД-35М		
				C	ТФНД-35М		
		ТН	КТ=0,5 КТН=27500/100 №912-70	A	ЗНОМ-35-65		
				B	ЗНОМ-35-65		
				C	-		
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05РАL-ВN-4					
35	ПС Ракитная, ВВ Т4,Т5 27,5 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=750/5 №19720-05	A	-		
				B	ТВ-35-II		
				C	ТВ-35-II		
		ТН	КТ=0,5 КТН=27500/100 №912-70	A	ЗНОМ-35-65		
				B	ЗНОМ-35-65		
				C	-		
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05РАL-ВN-4					

Продолжение таблицы 3

1	2	3		4		5	6
36	ПС Ракитная, ДПР 1 27,5 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=75/5 №664-51	A	-	RTU-327 Рег. № 19495-03	УСВ-3 Рег. № 51644-12/ Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	ТФН-35		
				C	ТФН-35		
		ТН	КТ=0,5 КТН=27500/100 №912-70	A	ЗНОМ-35-65		
				B	ЗНОМ-35-65		
				C	-		
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-Р1В-3					
37	ПС Ракитная, ДПР 2 27,5 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=75/5 №664-51	A	-		
				B	ТФН-35		
				C	ТФН-35		
		ТН	КТ=0,5 КТН=27500/100 №912-70	A	ЗНОМ-35-65		
				B	ЗНОМ-35-65		
				C	-		
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-Р1В-3					
38	ПС Серго-Ивановская, ВВ ПТ1 110 кВ	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/1 №23256-05	A	ТБМО-110 УХЛ1		
				B	ТБМО-110 УХЛ1		
				C	ТБМО-110 УХЛ1		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №24218-03, 24218-13	A	НАМИ-110 УХЛ1		
				B	НАМИ-110 УХЛ1		
				C	НАМИ-110 УХЛ1		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03					

Продолжение таблицы 3

1	2	3		4		5	6
39	ПС Серго-Ивановская, ВВ ПТ2 110 кВ	ТТ	КТ=0,2S КТТ=100/1 №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	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 №27524-04	СЭТ-4ТМ.03					
40	ПС Серго-Ивановская, КРУН 10 кВ, ф. ПЭ-1	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №1276-59	А	ТПЛ-10		
				В	-		
				С	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-00	А	НАМИ-10-95УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RAL-Р3В-3					
41	ПС Серго-Ивановская, Ф2 10 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=200/5 №1276-59	А	ТПЛУ-10		
				В	-		
				С	ТПЛУ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-00	А	НАМИ-10-95УХЛ2		
				В			
				С			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-Р1В-3					

Продолжение таблицы 3

1	2	3		4		5	6
42	ПС Серго-Ивановская, Ф4 10 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=200/5 №1276-59	A	ТПЛ-10	RTU-327 Рег. № 19495-03	УСВ-3 Рег. № 51644-12/ Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	-		
				C	ТПЛ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №20186-00	A	НАМИ-10-95УХЛ2		
				B			
				C			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №16666-97	ЕА05RL-P1B-3			
43	ПС "Восточная" 110/6 кВ РУ-6 кВ КЛ № 605	ТТ	КТ=0,5 КТТ=400/5 №2473-69	A	ТЛМ-10	RTU-327LV Рег. № 41907-09	Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	-		
				C	ТЛМ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/100 №2611-70	A	НТМИ-6-66		
				B			
				C			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №36355-07	ПСЧ-4ТМ.05М			

Продолжение таблицы 3

1	2	3		4		5	6
44	ПС "Восточная" 110/6 кВ РУ-6 кВ КЛ № 602	ТТ	КТ=0,5 КТТ=300/5 №2473-05	А	ТЛМ-10	RTU-327LV Рег. № 41907-09	Метроном-50М Рег. № 68916-17
				В	-		
				С	ТЛМ-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/100 №2611-70	А	НТМИ-6-66		
				В			
				С			
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №36355-07	ПСЧ-4ТМ.05М			

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	3	4
1, 2, 30, 31	Активная	0,5	2,0
	Реактивная	1,1	2,0
3 – 5, 7, 9 – 11, 14 – 16, 29, 32 – 37, 40 – 42	Активная	1,2	5,7
	Реактивная	2,5	3,5
6	Активная	1,0	2,8
	Реактивная	1,8	4,0
8	Активная	1,1	5,5
	Реактивная	2,3	2,7
12, 13, 17 – 20, 24 – 28, 38, 39	Активная	0,5	2,0
	Реактивная	1,1	2,1
21 – 23	Активная	1,0	5,6
	Реактивная	2,2	3,4
43, 44	Активная	1,2	5,7
	Реактивная	2,5	4,3
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 $2(5)\% I_{\text{ном}} \cos\varphi = 0,5_{\text{инд}}$ 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:</p> <p>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 Р 52323-2005, ГОСТ 30206-94 - для счетчиков реактивной энергии: ГОСТ 31819.23-2012, ГОСТ Р 52425-2005 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 +23</p>
<p>Условия эксплуатации:</p> <p>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, °C: <ul style="list-style-type: none"> - для ТТ и ТН - для счетчиков - для УСПД RTU-327 - для УСПД RTU-327LV - 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 +55 от 0 до +75 от -20 до +50 от -25 до +60 от +15 до +30</p>

Продолжение таблицы 5

1	2
<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>электросчетчики Альфа:</p> <ul style="list-style-type: none"> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более <p>электросчетчики 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>электросчетчики ПСЧ-4ТМ.05М:</p> <ul style="list-style-type: none"> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более <p>электросчетчики СЭТ-4ТМ.03М (рег. №36697-17):</p> <ul style="list-style-type: none"> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более <p>электросчетчики СЭТ-4ТМ.03М (рег. №36697-12):</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"> - наработка на отказ, ч, не менее - время восстановления, ч, не более <p>УСПД RTU-327LV:</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</p> <p>72</p> <p>35000</p> <p>72</p> <p>90000</p> <p>72</p> <p>140000</p> <p>72</p> <p>220000</p> <p>72</p> <p>165000</p> <p>72</p> <p>40000</p> <p>24</p> <p>35000</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: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее <p>ИВКЭ:</p> <ul style="list-style-type: none"> - УСПД: - 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	43 шт.
Трансформаторы тока	ТВЛМ-10	2 шт.
Трансформаторы тока	ТЛМ-10	4 шт.
Трансформаторы тока	ТЛО-10	4 шт.
Трансформаторы тока	ТПЛ-10	15 шт.
Трансформаторы тока	ТПЛУ-10	5 шт.
Трансформаторы тока	ТПЛМ-10	6 шт.
Трансформаторы тока	ТФЗМ 35А-У1	3 шт.
Трансформаторы тока	ТФНД-35М	6 шт.

Продолжение таблицы 6

1	2	3
Трансформаторы тока	ТОЛ-СВЭЛ-35 III	1 шт.
Трансформаторы тока	ТВ-35-II	4 шт.
Трансформаторы тока	ТФН-35	4 шт.
Трансформаторы напряжения	ЗНОМ-35-65	8 шт.
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10	1 шт.
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10-95 УХЛ2	6 шт.
Трансформаторы напряжения	НАМИ-110 УХЛ1	42 шт.
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6-66	2 шт.
Счетчики электроэнергии многофункциональные	ЕвроАЛЬФА	24 шт.
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03	13 шт.
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	4 шт.
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	АЛЬФА	1 шт.
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	ПСЧ-4ТМ.05М	2 шт.
Устройства сбора и передачи данных	RTU-327	1 шт.
Устройства сбора и передачи данных	RTU-327LV	1 шт.
Устройства синхронизации времени	УСВ-3	1 шт.
Сервер точного времени	Метроном-50М	2 шт.
Методика поверки	МП-312601-0008.20	1 экз.
Формуляр	13526821.4611.159.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 Смоленской области».

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

