

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

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

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» для энергоснабжения ОАО «РЖД» в границах Брянской области (далее - АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, 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 и состоит из 21 измерительного канала (ИК).

Измерительные каналы состоят из трех уровней АИИС КУЭ:

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

Второй уровень – информационно-вычислительный комплекс регионального Центра энергоучета (ИВКЭ), реализован на базе устройства сбора и передачи данных RTU-327 (УСПД), выполняющего функции сбора, хранения результатов измерений и передачи их на уровень ИВК;

Третий уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК) включает в себя Центр сбора данных ОАО «РЖД» на базе ПО «Энергия АЛЬФА 2», сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» на базе ПО «АльфаЦЕНТР» и ПО «Энергия АЛЬФА 2», УССВ-16HVS, УССВ-35HVS, каналобразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ).

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в сигналы, которые по вторичным измерительным цепям поступают на измерительные входы счетчика электроэнергии. 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.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на входы УСПД, где осуществляется формирование и хранение поступающей информации.

Далее по основному каналу связи, организованному на базе волоконно-оптической линии связи, данные передаются в Центр сбора данных ОАО «РЖД», где происходит оформление отчетных документов. При отказе основного канала связи опрос УСПД выполняется по резервному каналу связи стандарта GSM. Передача информации об энергопотреблении 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.

Сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» также обеспечивает прием измерительной информации от АИИС КУЭ утвержденного типа третьих лиц, получаемой в формате XML-макетов в соответствии с регламентами ОРЭМ в автоматизированном режиме посредством электронной почты сети Internet.

Формирование и передача данных прочим участникам и инфраструктурным организациям оптового и розничного рынков электроэнергии и мощности (ОРЭМ) за электронно-цифровой подписью ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» в формате XML-макетов 50080, 51070, 80020, 80030, 80040, 80050, а также в иных согласованных форматах в соответствии с регламентами ОРЭМ осуществляется сервером ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» по коммутируемым телефонным линиям, каналу связи Internet через интернет-провайдера или сотовой связи.

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. СОЕВ создана на основе приемников сигналов точного времени от спутниковой глобальной системы позиционирования (GPS) УССВ-16HVS, УССВ-35HVS (УССВ). В состав СОЕВ входят часы УСПД, счетчиков, Центра сбора данных ОАО «РЖД» и сервера ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ».

Сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» оснащен приемником сигналов точного времени УССВ-16HVS. Резервным источником сигналов точного времени служит тайм-сервер ФГУП «ВНИИФТРИ» (NTP-сервер). Сравнение показаний часов сервера ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» и УССВ происходит с периодичностью один раз в 10 минут. Синхронизация осуществляется при расхождении показаний часов сервера ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» и УССВ независимо от величины расхождения. В случае синхронизации сервера ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» посредством резервного источника сигналов точного времени сравнение показаний часов ИВК и NTP-сервера происходит с периодичностью один раз в 10 мин. Синхронизация осуществляется при расхождении показания часов ИВК и NTP-сервера на 0,1 с.

Центр сбора данных ОАО «РЖД» оснащен приемником сигналов точного времени УССВ-35HVS. Сравнение показаний часов Центра сбора данных ОАО «РЖД» и УССВ происходит при каждом сеансе связи сервер – УССВ. Синхронизация осуществляется при расхождении показаний на величину более чем ± 1 с.

Сравнение показаний часов УСПД и Центра сбора данных ОАО «РЖД» происходит при каждом сеансе связи УСПД – сервер. Синхронизация осуществляется при расхождении показаний на величину более чем ± 1 с.

Сравнение показаний часов счетчиков и УСПД происходит при каждом сеансе связи счетчик – УСПД. Синхронизация осуществляется при расхождении показаний на величину более чем ± 1 с.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «АльфаЦЕНТР», ПО «Энергия АЛЬФА 2» в состав которого входят программы, указанные в таблицах 1 - 2.

ПО предназначено для автоматического сбора, обработки и хранения данных, отображения полученной информации в удобном для анализа и отчетности виде, взаимодействия со смежными системами.

ПО обеспечивает защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое ПО «АльфаЦЕНТР», ПО «Энергия АЛЬФА 2».

Таблица 1 - Идентификационные данные ПО ИВК Центра сбора данных ОАО «РЖД»

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 ИВК ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ»

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
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

Уровень защиты ПО «АльфаЦЕНТР» от непреднамеренных и преднамеренных изменений – «средний», в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Уровень защиты ПО «Энергия АЛЬФА 2» от непреднамеренных и преднамеренных изменений – «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 - 4.

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

Номер ИК	Наименование объекта учета	Состав ИК АИИС КУЭ				КТТ·КТН·КСЧ	Вид энергии	Метрологические характеристики ИК			
		Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (рег. №)	Обозначение, тип		ИВКЭ			Основная погрешность ($\pm\delta$), %	Погрешность в рабочих условиях ($\pm\delta$), %		
1	2	3		4		5	6	7	8	9	
1	ПС 110 кВ Жуковская тяговая, Ввод ТЗ 110 кВ	ТТ	КТ = 0,2S КТТ = 150/1 № 40088-08		A	VAU-123	RTU-327 рег. № 19495-03	165000	Активная	0,5	2,0
			B	VAU-123							
			C	VAU-123							
		ТН	КТ = 0,2 КТН = 110000: $\sqrt{3}$ /100: $\sqrt{3}$ № 40088-08		A	VAU-123					
			B	VAU-123							
			C	VAU-123							
Счетчик	КТ = 0,2S/0,5 КСч = 1 № 31857-11		A1802RALQ-P4GB-DW-4				Реактивная	1,1	2,0		
2	ПС 110 кВ Жуковская тяговая, Ввод ТСН рез 0,4 кВ	ТТ	КТ = 0,5 КТТ = 200/5 № 15174-01		A	ТОП-0,66	40	Активная	1,0	5,6	
			B	ТОП-0,66							
			C	ТОП-0,66							
		ТН	-								Реактивная
Счетчик	КТ = 0,5S/1,0 КСч = 1 № 16666-97		EA05RL-P1B-4								

Продолжение таблицы 3

1	2	3		4		5	6	7	8	9
3	ПС 110 кВ Жуковская тяговая, ф. 10 кВ ПЭ Рославль	ТТ	К _Т = 0,5 К _{ТТ} = 50/5 № 2363-68	A	ТПЛМ-10	RTU-327 рег. № 19495-03	1000	Активная Реактивная	1,2 2,5	5,7 3,5
				B	-					
				C	ТПЛМ-10					
		ТН	К _Т = 0,5 К _{ТН} = 10000/100 № 20186-00	A	НАМИ-10-95 УХЛ2					
				B						
				C						
Счетчик	К _Т = 0,5S/1,0 К _{сч} = 1 № 16666-97	EA05RL-P1B-3								
4	ПС 110 кВ Жуковская тяговая, ф. 0,4 кВ Резерв	ТТ	К _Т = 0,5 К _{ТТ} = 75/5 № 21573-01	A	T-0,66У3	15	Активная Реактивная	1,0 2,1	5,6 3,4	
				B	T-0,66У3					
				C	T-0,66У3					
		ТН	-							
		Счетчик	К _Т = 0,5S/1,0 К _{сч} = 1 № 16666-97	EA05RAL-BN-4						
		5	ПС 110 кВ Брянск Восточный тяговая, Ввод Т1 110 кВ	ТТ	К _Т = 0,2S К _{ТТ} = 150/1 № 23256-05					A
B	ТБМО-110 УХЛ1									
C	ТБМО-110 УХЛ1									
ТН	К _Т = 0,2 К _{ТН} = 110000:√3/100:√3 № 24218-08			A	НАМИ-110 УХЛ1					
				B	НАМИ-110 УХЛ1					
				C	НАМИ-110 УХЛ1					
Счетчик	К _Т = 0,2S/0,5 К _{сч} = 1 № 31857-06	A1802RALXQ-P4GB-DW-4								

Продолжение таблицы 3

1	2	3		4		5	6	7	8	9
6	ПС 110 кВ Брянск Восточный тяговая, Ввод Т2 110 кВ	ТТ	К _Т = 0,2S К _{ТТ} = 150/1 № 23256-05	A	ТБМО-110 УХЛ1	RTU-327 рег. № 19495-03	165000	Активная Реактивная	0,5 1,1	2,0 2,1
				B	ТБМО-110 УХЛ1					
				C	ТБМО-110 УХЛ1					
		ТН	К _Т = 0,2 К _{ТН} = 110000:√3/100:√3 № 24218-08	A	НАМИ-110 УХЛ1					
				B	НАМИ-110 УХЛ1					
				C	НАМИ-110 УХЛ1					
Счетчик	К _Т = 0,2S/0,5 К _{сч} = 1 № 31857-06	A1802RALXQ-P4GB-DW-4								
7	ПС 110 кВ Брянск Восточный тяговая, ВЛ 35кВ Фокинская цепь 1	ТТ	К _Т = 0,5 К _{ТТ} = 600/5 № 664-51, 3689-73	A	ТФН-35	42000	Активная Реактивная	1,2 2,5	5,7 3,5	
				B	-					
				C	ТФНД-35М					
		ТН	К _Т = 0,5 К _{ТН} = 35000/100 № 19813-00	A	НАМИ-35 УХЛ1					
				B						
				C						
Счетчик	К _Т = 0,5S/1,0 К _{сч} = 1 № 16666-97	EA05RL-P1B-3								
8	ПС 110 кВ Брянск Восточный тяговая, ВЛ 35кВ Фокинская цепь 2	ТТ	К _Т = 0,5 К _{ТТ} = 600/5 № 664-51, 3689-73	A	ТФН-35	42000	Активная Реактивная	1,2 2,5	5,7 3,5	
				B	-					
				C	ТФНД-35М					
		ТН	К _Т = 0,5 К _{ТН} = 35000/100 № 19813-00	A	НАМИ-35 УХЛ1					
				B						
				C						
Счетчик	К _Т = 0,5S/1,0 К _{сч} = 1 № 16666-97	EA05RL-P1B-3								

Продолжение таблицы 3

1	2	3		4		5	6	7	8	9
9	ПС 110 кВ Брянск Восточный тяговая, ф. 6 кВ №603	ТТ	К _т = 0,5 К _{тт} = 150/5 № 8913-82	А	ТБК-10	RTU-327 рег. № 19495-03	1800	Активная	1,2	5,7
				В	-					
				С	ТБК-10					
		ТН	К _т = 0,5 К _{тн} = 6000/100 № 20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2					
				В						
				С						
Счетчик	К _т = 0,5S/1,0 К _{сч} = 1 № 16666-97	EA05RL-P1B-3								
10	ПС 110 кВ Брянск Восточный тяговая, ф. 6 кВ №604	ТТ	К _т = 0,5 К _{тт} = 150/5 № 8913-82	А	ТБК-10					
				В	-					
				С	ТБК-10					
		ТН	К _т = 0,5 К _{тн} = 6000/100 № 20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2					
				В						
				С						
Счетчик	К _т = 0,5S/1,0 К _{сч} = 1 № 16666-97	EA05RL-P1B-3								
11	ПС 110 кВ Брянск Восточный тяговая, ф. 6 кВ №605	ТТ	К _т = 0,5 К _{тт} = 600/5 № 47959-16	А	ТОЛ					
				В	-					
				С	ТОЛ					
		ТН	К _т = 0,5 К _{тн} = 6000/100 № 20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2					
				В						
				С						
Счетчик	К _т = 0,5S/1,0 К _{сч} = 1 № 16666-97	EA05RAL-P3B-3								
1800	Активная	1,2	5,7							
				Реактивная	2,5	3,5				
					7200	Активная	1,2	5,7		
Реактивная	2,5	3,5								

Продолжение таблицы 3

1	2	3		4		5	6	7	8	9
12	ПС 110 кВ Брянск Восточный тяговая, ф. 6 кВ №607	ТТ	К _Т = 0,5 К _{ТТ} = 100/5 № 8913-82	А	ТВК-10	RTU-327 рег. № 19495-03	1200	Активная	1,2	5,7
				В	-					
				С	ТВК-10					
		ТН	К _Т = 0,5 К _{ТН} = 6000/100 № 20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2					
				В						
				С						
Счетчик	К _Т = 0,5S/1,0 К _{сч} = 1 № 16666-97	EA05RL-P1B-3		1800	Активная		1,2	5,1		
ТТ	К _Т = 0,5S К _{ТТ} = 150/5 № 32139-06	А	ТОЛ-СЭЩ-10							
		В	-							
		С	ТОЛ-СЭЩ-10							
ТН	К _Т = 0,5 К _{ТН} = 6000/100 № 20186-05	А	НАМИ-10-95 УХЛ2							
		В								
		С								
Счетчик	К _Т = 0,5S/1,0 К _{сч} = 1 № 16666-97	EA05RAL-P1B-3		110000	Активная		0,5	2,0		
ТТ	К _Т = 0,2S К _{ТТ} = 100/1 № 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 № 24218-08	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		110000	Реактивная	1,1	2,1			

Продолжение таблицы 3

1	2	3		4		5	6	7	8	9
15	ПС 110 кВ Холмечи тяговая, Ввод Т2 110 кВ	ТТ	К _Т = 0,2S К _{ТТ} = 100/1 № 23256-05	А	ТБМО-110 УХЛ1	RTU-327 рег. № 19495-03	110000	Активная Реактивная	0,5 1,1	2,0 2,1
				В	ТБМО-110 УХЛ1					
				С	ТБМО-110 УХЛ1					
		ТН	К _Т = 0,2 К _{ТН} = 110000:√3/100:√3 № 24218-08	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								
16	ПС 110 кВ Холмечи тяговая, ф.1 10 кВ	ТТ	К _Т = 0,5 К _{ТТ} = 50/5 № 2363-68	А	ТПЛМ-10	RTU-327 рег. № 19495-03	1000	Активная Реактивная	1,2 2,5	5,7 3,5
				В	-					
				С	ТПЛМ-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-P1B-3								
17	ПС 110 кВ Холмечи тяговая, ф.2 10 кВ	ТТ	К _Т = 0,5 К _{ТТ} = 75/5 № 1856-63	А	ТВЛМ-10	RTU-327 рег. № 19495-03	1500	Активная Реактивная	1,2 2,5	5,7 3,5
				В	-					
				С	ТВЛМ-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-P1B-3								

Продолжение таблицы 3

1	2	3		4		5	6	7	8	9
18	ПС 110 кВ Навля тяговая, Ввод Т1 110 кВ	ТТ	К _Т = 0,2S К _{ТТ} = 200/1 № 23256-05	А	ТБМО-110 УХЛ1	RTU-327 рег. № 19495-03	220000	Активная	0,5	2,0
				В	ТБМО-110 УХЛ1					
				С	ТБМО-110 УХЛ1					
		ТН	К _Т = 0,2 К _{ТН} = 110000:√3/100:√3 № 24218-08	А	НАМИ-110 УХЛ1					
				В	НАМИ-110 УХЛ1					
				С	НАМИ-110 УХЛ1					
Счетчик	К _Т = 0,2S/0,5 К _{сч} = 1 № 31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4		220000	Активная		0,5	2,0		
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 № 24218-08	А	НАМИ-110 УХЛ1							
		В	НАМИ-110 УХЛ1							
		С	НАМИ-110 УХЛ1							
Счетчик	К _Т = 0,2S/0,5 К _{сч} = 1 № 31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4		21000	Активная		1,2	5,7		
ТТ	К _Т = 0,5 К _{ТТ} = 300/5 № 3689-73	А	ТФНД-35М							
		В	-							
		С	ТФНД-35М							
ТН	К _Т = 0,5 К _{ТН} = 35000/100 № 19813-09	А	НАМИ-35 УХЛ1							
		В								
		С								
Счетчик	К _Т = 0,5S/1,0 К _{сч} = 1 № 16666-97	EA05RAL-BN-4		21000	Активная	2,5	3,5			

Продолжение таблицы 3

1	2	3		4		5	6	7	8	9
21	ПС 110 кВ Навля тяговая, ф№4 35 кВ	ТТ	К _Т = 0,5	А	ТФНД-35М	RTU-327 рег. № 19495-03	21000	Активная	1,2	5,7
			К _{ТТ} = 300/5	В	-					
			№ 3689-73	С	ТФНД-35М					
		ТН	К _Т = 0,5	А	НАМИ-35 УХЛ1					
			К _{ТН} = 35000/100	В						
			№ 19813-00	С						
Счетчик	К _Т = 0,5S/1,0	EA05RAL-BN-4		5						
К _{сч} = 1										
№ 16666-97										
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ (±Δ), с										

Примечания:

- 1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (30 минут).
- 2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 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 °С.
- 4 Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 3, при условии, что Предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в Таблице 3 метрологических характеристик. Допускается замена УСПД на аналогичные утвержденных типов. Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке. Технический акт хранится совместно с описанием типа как его неотъемлемая часть.
- 5 Допускается изменение наименования измерительных каналов без изменения объекта измерений. Изменение оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке. Технический Акт хранится совместно с описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
<p>Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - сила тока, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, $\cos\phi$ 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 $U_{ном}$ - сила тока, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, $\cos\phi$ диапазон рабочих температур окружающего воздуха, °С: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для УСПД</p>	<p>от 90 до 110 от 2(5) до 120 от 0,5_{инд.} до 0,8_{емк.} от -10 до +35 от -40 до +60 от 0 до +75</p>
<p>Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: электросчетчики Альфа А1800: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более электросчетчики ЕвроАЛЬФА: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более электросчетчики СЭТ-4ТМ.03: - 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 УССВ-16HVS: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее УССВ-35HVS: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее сервер: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее</p>	<p>120000 72 50000 72 90000 72 40000 44000 35000 70000</p>
<p>Глубина хранения информации электросчетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, сут, не менее ИВК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее</p>	<p>45 45 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;
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
 - счётчика электрической энергии;
 - УСПД;

Возможность коррекции времени в:

- счётчиках 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 систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» для энергоснабжения ОАО «РЖД» в границах Брянской области типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Счетчики электроэнергии многофункциональные	ЕвроАЛЬФА	14 шт.
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03	2 шт.
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	Альфа А1800	5 шт.
Трансформаторы комбинированные	VAU-123	3 шт.

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформаторы тока	Т-0,66УЗ	3 шт.
Трансформаторы тока	ТБМО-110 УХЛ1	18 шт.
Трансформаторы тока	ТВК-10	6 шт.
Трансформаторы тока	ТВЛМ-10	2 шт.
Трансформаторы тока опорные	ТОЛ	2 шт.
Трансформаторы тока	ТОЛ-СЭЩ-10	2 шт.
Трансформаторы тока	ТОП-0,66	3 шт.
Трансформаторы тока	ТПЛМ-10	4 шт.
Трансформаторы тока	ТФН-35	2 шт.
Трансформаторы тока	ТФНД-35М	6 шт.
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10-95 УХЛ2	4 шт.
Трансформаторы напряжения	НАМИ-110 УХЛ1	18 шт.
Трансформаторы напряжения	НАМИ-35 УХЛ1	4 шт.
Устройства сбора и передачи данных	RTU-327	1 шт.
Методика поверки	МП-312235-032-2018	1 экз.
Формуляр	13526821.4611.113.ЭД.ФО	1 экз.
Технорабочий проект	13526821.4611.113.Т1.01 П4	1 экз.

Поверка

осуществляется по документу МП-312235-032-2018 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» для энергоснабжения ОАО «РЖД» в границах Брянской области. Методика поверки», утвержденному ООО «Энергокомплекс» 12.07.2018 г.

Основные средства поверки:

– трансформаторов тока – в соответствии с ГОСТ 8.217-2003 ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки;

– трансформаторов напряжения – в соответствии с ГОСТ 8.216-2011 ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки и/или МИ 2845-2003 ГСИ. Измерительные трансформаторы напряжения 6/√3...35 кВ. Методика поверки на месте эксплуатации, МИ 2925-2005 ГСИ. Измерительные трансформаторы напряжения 35...330/√3 кВ. Методика поверки на месте эксплуатации с помощью эталонного делителя;

– по МИ 3195-2009. ГСИ. Мощность нагрузки трансформаторов напряжения без отключения цепей. Методика выполнения измерений;

– по МИ 3196-2009. ГСИ. Вторичная нагрузка трансформаторов тока без отключения цепей. Методика выполнения измерений;

– счетчиков электрической энергии ЕвроАЛЬФА (рег. № 16666-97) - по методике поверки с помощью установок МК6800, МК6801 для счетчиков классов точности 0,2 и 0,5 и установок ЦУ 6800 для счетчиков классов точности 1,0 и 2,0;

– счетчиков электрической энергии Альфа А1800 (рег. № 31857-06) – в соответствии с документом МП-2203-0042-2006 «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800. Методика поверки», утвержденным ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева» 19.05.2006 г.;

– счетчиков электрической энергии Альфа А1800 (рег. № 31857-11) - в соответствии с документом «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800. Методика поверки ДЯИМ.41152.018 МП», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» в 2011 г. и документу «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800. Дополнение к методике поверки ДЯИМ.41152.018 МП», утвержденному в 2012 г.;

– счетчиков электрической энергии СЭТ-4ТМ.03 (рег. № 27524-04) - в соответствии с методикой поверки ИГЛШ.411152.124 РЭ1, являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИГЛШ.411152.124 РЭ. Методика поверки согласована с руководителем ФБУ «Нижегородский ЦСМ» 10.09.2004 г.;

- УСПД RTU-327 (рег. № 19495-03) – по документу «Комплексы аппаратно-программных средств для учета электроэнергии на основе УСПД серии RTU-300. Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» в 2003 г.;
- радиочасы МИР РЧ-02.00 (рег. № 46656-11);
- прибор комбинированный Testo 622 (рег. № 53505-13).

Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик поверяемых СИ с требуемой точностью.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке.

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 Брянской области, 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 Брянской 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

Изготовитель

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

ИНН 7706284124

Адрес: 105066, г. Москва, ул. Ольховская, д. 27, стр. 3

Телефон: +7 (495) 926-99-00

Факс: +7 (495) 280-04-50

Испытательный центр

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

Адрес: 455017, Челябинская обл., г. Магнитогорск, ул. Мичурина, д. 26, 3

Телефон: +7 (351) 958-02-68

E-mail: encomplex@yandex.ru

Аттестат аккредитации ООО «Энергокомплекс» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.312235 от 31.08.2017 г.

Заместитель
Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

А.В. Кулешов

М.п.

« ____ » _____ 2018 г.