

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) тяговых подстанций Дальневосточной ЖД филиала ОАО «РЖД» в границах Амурской области с изменением №1

Назначение средства измерений

Настоящее описание типа системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИСКУЭ) тяговых подстанций Дальневосточной ЖД филиала ОАО «РЖД» в границах Амурской области с изменением № 1 (далее по тексту - АИИС КУЭ) является дополнением к описанию типа системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) тяговых подстанций Дальневосточной ЖД филиала ОАО «РЖД» в границах Амурской области, регистрационный № 46298-10, и включает в себя описание измерительных каналов, приведенных в таблице 2. АИИС КУЭ предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, потребленной за установленные интервалы времени, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, многоуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределённой функцией измерения.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1 уровень – измерительно-информационный комплекс (ИИК), включающий в себя трансформаторы тока (далее – ТТ) по ГОСТ 7746-2001, трансформаторы напряжения (далее – ТН) по ГОСТ 1983-2001 и счетчики активной и реактивной электроэнергии по ГОСТ Р 52323-2005 и ГОСТ 30206-94 в режиме измерений активной электроэнергии и по ГОСТ 26035-83 в режиме измерений реактивной электроэнергии, шлюзы коммуникационные ШК-1, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных. Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблице 2.

2 уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), представляющий собой ИВК регионального Центра энергоучёта и включающий устройство сбора и передачи данных на базе RTU-327 (далее – УСПД), каналообразующую аппаратуру, автоматизированные рабочие места (АРМ) с установленным программным обеспечением (далее – ПО) «ЭНЕРГИЯ-АЛЬФА».

3 уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК) Центра сбора данных АИИС КУЭ, реализованный на базе серверного оборудования (серверов сбора данных – основного и резервного, сервера управления), включает в себя также устройство синхронизации системного времени УССВ типа 35LVS (35HVS), каналообразующую аппаратуру, ПО «ЭНЕРГИЯ-АЛЬФА» и автоматизированные рабочие места (АРМ).

Измерительные каналы (далее – ИК) состоят из трех уровней АИИС КУЭ.

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счетчика электрической энергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются мгновенные значения активной и полной мощности, которые усредняются за период 0,02 с. Средняя за

период реактивная мощность вычисляется по средним за период значениям активной и полной мощности.

Электрическая энергия, как интеграл по времени от средней за период 0,02 с мощности, вычисляется для интервалов времени 30 мин.

Средняя активная (реактивная) электрическая мощность вычисляется как среднее значение вычисленных мгновенных значений мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на входы УСПД уровня ИВК регионального Центра энергоучета, где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных на верхний уровень системы по запросу ИВК.

В ИВК Центра сбора данных АИИС КУЭ выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности, формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов.

Передача информации в ИАСУ КУ ОАО «АТС» и другие смежные субъекты ОРЭ осуществляется по каналу связи с протоколом ТСР/IP сети Internet в виде xml-файлов формата 80020 и 80030 в соответствии с приложением 11.1.1 «Формат и регламент предоставления результатов измерений, состояния средств и объектов измерений в ОАО «АТС», ОАО «СО ЕЭС» и смежным субъектам» к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ) созданную на основе устройства синхронизации системного времени (УССВ) типа 35LVS (35HVS), синхронизирующего часы измерительных компонентов системы по сигналам поверки времени, получаемым от GPS-приемника. УССВ обеспечивает автоматическую синхронизацию часов сервера, при повышении порога ± 1 с происходит коррекция часов сервера. Часы УСПД синхронизированы по времени с часами сервера, сличение происходит при каждом сеансе связи УСПД-сервер, коррекция осуществляется при расхождении показаний часов на ± 1 с. Сравнение показаний часов счетчиков и УСПД производится во время сеанса связи со счетчиками (1 раз в 30 минут). Корректировка осуществляется при расхождении показаний часов счетчиков и УСПД ± 2 с, но не реже 1 раза в сутки. Погрешность часов компонентов АИИС КУЭ не превышает ± 5 с.

Журналы событий счетчика электроэнергии, УСПД и сервера отражают: время (дата, часы, минуты) коррекции часов указанных устройств и расхождение времени в секундах корректируемого и корректирующего устройств в момент непосредственно предшествующий корректировке.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «ЭНЕРГИЯ-АЛЬФА», состав и идентификационные данные указаны в таблице 1. С помощью ПО «ЭНЕРГИЯ-АЛЬФА» решаются задачи коммерческого многотарифного учета расхода и прихода электроэнергии в течение заданного интервала времени, измерения средних мощностей на заданных интервалах времени, мониторинга нагрузок заданных объектов, автоматического накопления, обработки, хранения, отображения измерительной информации и передачи данных субъектам ОРЭ. ПО обеспечивает защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое ПО «ЭНЕРГИЯ-АЛЬФА».

Таблица 1 – Метрологические значимые модули ПО

Наименование программного обеспечения	Наименование программного модуля (идентификационное наименование программного обеспечения)	Наименование файла	Номер версии программного обеспечения	Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения
1	2	3	4	5	6
ПО «ЭНЕРГИЯ-АЛЬФА»	ПК «Энергия Альфа 2»	-	V2.0.0.2	17e63d59939159ef304b8ff63121df60	MD5

Комплексы измерительно-вычислительные для учета электрической энергии «ЭНЕРГИЯ-АЛЬФА», в состав которых входит ПО «ЭНЕРГИЯ-АЛЬФА», внесены в Госреестр СИ РФ № 35052-07.

Пределы допускаемой дополнительной абсолютной погрешности по электроэнергии, получаемой за счет математической обработки измерительной информации, поступающей от счетчиков, составляет 1 единицу младшего разряда измеренного значения.

Пределы допускаемых относительных погрешностей по активной и реактивной электроэнергии, а также для разных временных (тарифных) зон не зависят от способов передачи измерительной информации и определяются классами точности применяемых электросчетчиков и измерительных трансформаторов.

Оценка влияния ПО на метрологические характеристики СИ – метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 2, нормированы с учетом ПО.

Защита ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «С» по МИ 3286-2010.

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов и их метрологические характеристики приведены в таблице 2

Таблица 2 - Состав измерительных каналов АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики

Номер точки измерений	Наименование объекта	Состав измерительного канала				Вид электроэнергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
ТП Карьерный								
1	Т1-27,5кВ	ТФЗМ-35Б I У1 1000/5 Кл.т. 0,5 Зав. № 22218 Зав. № 18227 Зав. № 18224	ЗНОМ-35-65 27500/100 Кл.т. 0,5 Зав. № 1200765 Зав. № 1200756	ЕА05RAL-B-3 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 01150934	RTU-327 Зав. № 001495	Активная	± 1,3	± 3,3
						Реактивная	±2,5	± 5,3
2	Т2-27,5кВ	ТФЗМ-35Б I У1 1000/5 Кл.т. 0,5 Зав. № 23799 Зав. № 20641 Зав. № 20692	ЗНОМ-35-65 27500/100 Кл.т. 0,5 Зав. № 1178463 Зав. № 1178402	ЕА05RAL-B-3 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 01150976		Активная	± 1,3	± 3,3
						Реактивная	±2,5	± 5,3
3	ДПР "Восток"	ТФН-35-М У1 150/5 Кл.т. 0,5 Зав. № 22262 Зав. № 22266	ЗНОМ-35-65 27500/100 Кл.т. 0,5 Зав. № 1200765 Зав. № 1200756	ЕА05RAL-B-3 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 01150957		Активная	± 1,3	± 3,3
						Реактивная	±2,5	± 5,3
4	ДПР "Запад"	ТФЗМ-35А У1 150/5 Кл.т. 0,5 Зав. № 51681 Зав. № 55522	ЗНОМ-35-65 27500/100 Кл.т. 0,5 Зав. № 1178463 Зав. № 1178402	ЕА05RAL-B-3 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 01150958		Активная	± 1,3	± 3,3
					Реактивная	±2,5	± 5,3	
5	ПЭС "З"	ТЛО-10-1-5У2 50/5 Кл.т. 0,5 Зав. № 4787 Зав. № 4788	НТМИ-10 10000/100 Кл.т. 0,5 Зав. № 742	ЕА05RL-B-3 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 01075776	Активная	± 1,3	± 3,3	
					Реактивная	±2,5	± 5,3	
6	ПЭС "В"	ТЛО-10-1-5У2 50/5 Кл.т. 0,5 Зав. № 5756 Зав. № 5757	НТМИ-10 10000/100 Кл.т. 0,5 Зав. № 742	ЕА05RL-B-3 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 01075785	Активная	± 1,3	± 3,3	
					Реактивная	±2,5	± 5,3	
7	СЦБ	Т-0,66 У3 Кл.т. 0,5 100/5 Зав. № 049809 Зав. № 049811 Зав. № 049816	-	А1805RL- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 01169882	Активная	± 1,0	± 3,2	
					Реактивная	± 2,1	± 5,2	

Продолжение Таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
8	ФКС-6	ТФН-35М-У1 1000/5 Кл.т. 0,5 Зав. № 22280 Зав. № 28523	ЗНОМ-35-65 27500/100 Кл.т. 0,5 Зав. № 1200765 Зав. № 1200756	ЕА05RAL-В-3 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 01150962	RTU-327 Зав. № 001495	Ак- тивная	± 1,3	± 3,3
						Реак- тивная	±2,5	± 5,3
ТП Ядрин								
9	Т1-27,5кВ	ТОЛ-35-III-ПУХЛ1 1000/5 Кл.т. 0,2S Зав. № 07925 Зав. № 158Учет Зав. № 205Учет	ЗНОМ-35-65-У1 27500/100 Кл.т. 0,5 Зав. № 1181517 Зав. № 1181421	ЕА05RAL-В-3 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 01150941	RTU-327 Зав. № 001495	Ак- тивная	± 1,0	± 2,3
						Реак- тивная	± 1,8	± 5,5
10	Т2-27,5кВ	ТФЗМ-35-Б1-У1 1000/5 Кл.т. 0,5 Зав. № 56547 Зав. № 32438 Зав. № 32353	ЗНОМ-35-65-У1 27500/100 Кл.т. 0,5 Зав. № 1181571 Зав. № 1181547	ЕА05RAL-В-3 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 01150941		Ак- тивная	± 1,3	± 3,3
						Реак- тивная	±2,5	± 5,3
11	ДПР "Вос- ток"	ТОЛ-35-1-5У2 150/5 Кл.т. 0,5 Зав. № 526 Зав. № 311	ЗНОМ-35-65-У1 27500/100 Кл.т. 0,5 Зав. № 1181571 Зав. № 1151547	ЕА05RL-В-3 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 01150947		Ак- тивная	± 1,3	± 3,3
						Реак- тивная	±2,5	± 5,3
12	ДПР "За- пад"	ТОЛ-35-1-5У2 150/5 Кл.т. 0,5 Зав. № 1001 Зав. № 1000	ЗНОМ-35-65-У1 27500/100 Кл.т. 0,5 Зав. № 1181517 Зав. № 1181421	ЕА05RL-В-3 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 01150931		Ак- тивная	± 1,3	± 3,3
						Реак- тивная	±2,5	± 5,3
13	Т1-10кВ	ТЛО-10-1-5У2 600/5 Кл.т. 0,2S Зав. № 8305 Зав. № 8306 Зав. № 8304	НАМИ-10 10000/100 Кл.т. 0,2 Зав. № 68449	ЕА05RAL-В-3 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 01150952		Ак- тивная	± 0,8	± 2,2
						Реак- тивная	± 1,5	± 5,4
14	Т2-10кВ	ТЛО-10-1-5У2 600/5 Кл.т. 0,2S Зав. № 7045 Зав. № 1078	НТМИ-10 10000/100 Кл.т. 0,5 Зав. № 572	ЕА05RAL-В-3 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 01150929	Ак- тивная	± 1,0	± 2,3	
					Реак- тивная	± 1,8	± 5,5	
15	Ф.1	ТЛО-10-1-5У2 100/5 Кл.т. 0,2S Зав. № 12970 Зав. № 12971	НАМИ-10 10000/100 Кл.т. 0,2 Зав. № 68449	ЕА05RAL-В-3 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 01150923	Ак- тивная	± 0,8	± 2,2	
					Реак- тивная	± 1,5	± 5,4	
16	Ф.4	ТЛО-10-1-5У2 50/5 Кл.т. 0,5 Зав. № 17088 Зав. № 17085	НТМИ-10 10000/100 Кл.т. 0,5 Зав. № 572	ЕА05RAL-В-3 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 1084325	Ак- тивная	± 1,3	± 3,3	
					Реак- тивная	±2,5	± 5,3	
17	Ф.6	ТЛО-10-1-5У2 100/5 Кл.т. 0,5 Зав. № 610 Зав. № 1732	НТМИ-10 10000/100 Кл.т. 0,5 Зав. № 572	ЕА05RL-В-3 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 01150927	Ак- тивная	± 1,3	± 3,3	
					Реак- тивная	±2,5	± 5,3	

Продолжение Таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
18	СЦБ	Т-0,66 У3 200/5 Кл.т. 0,5 Зав. № 049802 Зав. № 049812 Зав. № 049808	-	EA05RAL-B-4 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 01150981	RTU-327 Зав. № 001495	Ак- тивная Реак- тивная	± 1,0 ± 2,1	± 3,2 ± 5,2
ТП Тарманчукан								
19	T1-27,5кВ	ТОЛ-35 1000/5 Кл.т. 0,2S Зав. № 317 Зав. № 329	ЗНОМ-35-65 27500/100 Кл.т. 0,5 Зав. № 1190912 Зав. № 1190547	EA05RAL-BN-3 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 01084326	RTU-327 Зав. № 001495	Ак- тивная Реак- тивная	± 1,0 ± 1,8	± 2,3 ± 5,5
20	T2-27,5кВ	ТФЗМ-35Б I У1 1000/5 Кл.т. 0,5 Зав. № 30116 Зав. № 31446	ЗНОМ-35-65 27500/100 Кл.т. 0,5 Зав. № 1441939 Зав. № 1414727	EA05RAL-B-3 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 01150945		Ак- тивная Реак- тивная	± 1,3 ± 2,5	± 3,3 ± 5,3
21	ДПР «Вос- ток»	ТФЗМ-35А-ХЛ1 150/5 Кл.т. 0,5 Зав. № 52062 Зав. № 52061	ЗНОМ-35-65 27500/100 Кл.т. 0,5 Зав. № 1441939 Зав. № 1414727	EA05RAL-B-3 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 01150921		Ак- тивная Реак- тивная	± 1,3 ± 2,5	± 3,3 ± 5,3
22	ДПР «За- пад»	ТФЗМ-35А-ХЛ1 150/5 Кл.т. 0,5 Зав. № 56482 Зав. № 21094	ЗНОМ-35-65 27500/100 Кл.т. 0,5 Зав. № 1190912 Зав. № 1190547	EA05RAL-B-3 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 01150942		Ак- тивная Реак- тивная	± 1,3 ± 2,5	± 3,3 ± 5,3
23	T1-10кВ	ТЛО-10-1-5У2 600/5 Кл.т. 0,2S Зав. № 7041 Зав. № 1099	НТМИ-10 10000/100 Кл.т. 0,5 Зав. № 7240	EA05RL-B-3 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 01150950		Ак- тивная Реак- тивная	± 1,0 ± 1,8	± 2,3 ± 5,5
24	Ф.1-10кВ	ТЛО-10-3-У3 150/5 Кл.т. 0,5 Зав. № 13338 Зав. № 10632	НТМИ-10 10000/100 Кл.т. 0,5 Зав. № 7240	EA05RAL-B-3 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 01150951		Ак- тивная Реак- тивная	± 1,3 ± 2,5	± 3,3 ± 5,3
25	Ф.3-10кВ	ТЛО-10-3-У3 50/5 Кл.т. 0,5 Зав. № 17094 Зав. № 17090	НТМИ-10 10000/100 Кл.т. 0,5 Зав. № 3030	EA05RL-B-3 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 01075773		Ак- тивная Реак- тивная	± 1,3 ± 2,5	± 3,3 ± 5,3
26	Ф.2-10кВ	ТЛО-10-3-У3 150/5 Кл.т. 0,5 Зав. № 13337 Зав. № 9661	НТМИ-10 10000/100 Кл.т. 0,5 Зав. № 7240	EA05RL-B-3 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 01146425		Ак- тивная Реак- тивная	± 1,3 ± 2,5	± 3,3 ± 5,3
27	Ф.4-10кВ	ТЛО-10-3-У3 50/5 Кл.т. 0,5 Зав. № 17095 Зав. № 17091	НТМИ-10 10000/100 Кл.т. 0,5 Зав. № 3030	EA05RL-B-3 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 01075784	Ак- тивная Реак- тивная	± 1,3 ± 2,5	± 3,3 ± 5,3	
28	СЦБ	Т-0,66 У3 200/5 Кл.т. 0,5 Зав. № 190907 Зав. № 190937 Зав. № 190906	-	EA05RL-B-4 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 01150989	Ак- тивная Реак- тивная	± 1,0 ± 2,1	± 3,2 ± 5,2	

Примечания:

1. Характеристики погрешности ИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (получасовой);
2. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95;
3. Метрологические характеристики нормированы с учетом ПО;
4. Нормальные условия эксплуатации:
 - параметры сети: напряжение $(0,95 \div 1,05) U_n$; ток $(1,0 \div 1,2) I_n$; $\cos\varphi = 0,9_{\text{инд}}$;
 - температура окружающей среды: $(20 \pm 5) ^\circ\text{C}$;
5. Рабочие условия эксплуатации:
 - параметры сети для ИК: напряжение - $(0,98 \div 1,02) U_{\text{ном}}$; ток - $(1,0 \div 1,2) I_{\text{ном}}$; частота - $(50 \pm 0,15)$ Гц; $\cos\varphi = 0,8_{\text{инд}}$;
 - параметры сети: диапазон первичного напряжения - $(0,9 \div 1,1) U_{n1}$; диапазон силы первичного тока - $(0,02 \div 1,2) I_{n1}$; коэффициент мощности $\cos\varphi(\sin\varphi) 0,5 \div 1,0 (0,87 \div 0,5)$; частота - $(50 \pm 0,4)$ Гц;
 - допустимая температура окружающего воздуха для трансформаторов от минус $40 ^\circ\text{C}$ до $+ 50 ^\circ\text{C}$; для счётчиков электроэнергии ЕвроАльфа от минус $40 ^\circ\text{C}$ до $+ 70 ^\circ\text{C}$; для счётчиков электроэнергии Альфа А1800 от минус $40 ^\circ\text{C}$ до $+ 65 ^\circ\text{C}$;
 - магнитная индукция внешнего происхождения, не более - 0,5 мТл.
6. Погрешность в рабочих условиях указана для $\cos\varphi = 0,8$ инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от $0 ^\circ\text{C}$ до $+ 40 ^\circ\text{C}$;
7. Трансформаторы тока по ГОСТ 7746-2001, трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983-2001, счетчики электроэнергии в режиме измерения активной электроэнергии по ГОСТ Р 52323-2005 и ГОСТ 30206-94 в режиме измерений активной электроэнергии и по ГОСТ 26035-83 в режиме измерений реактивной электроэнергии;
8. Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 2. Допускается замена УСПД и УССВ на однотипные утвержденного типа. Замена оформляется актом в установленном на ОАО «Российские железные дороги» порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.
9. Все измерительные компоненты системы утверждены и внесены в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений.

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ измерительных компонентов:

- электросчётчик ЕвроАльфа – среднее время наработки на отказ не менее $T = 50\,000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2$ ч;
- электросчётчик Альфа А1800 – среднее время наработки на отказ не менее $T = 120\,000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2$ ч;
- УСПД «RTU-327» - среднее время наработки на отказ не менее $T = 40\,000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2$ часа;
- сервер – среднее время наработки на отказ не менее $T = 70\,000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 1$ ч.

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания сервера и 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;
- сервера;

– защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:

- электросчетчика;
- УСПД;
- сервера.

Возможность коррекции времени в:

- электросчетчиках (функция автоматизирована);
- УСПД (функция автоматизирована);
- ИВК (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

- о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

- измерений 30 мин (функция автоматизирована);
- сбора 30 мин (функция автоматизирована).

Глубина хранения информации:

- электросчетчик - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 35 суток; при отключении питания - не менее 10 лет;
- УСПД - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, по каждому каналу - 35 суток; сохранение информации при отключении питания – 10 лет;
- сервер - хранение результатов измерений, состояний средств измерений – не менее 3,5 лет (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учёта электроэнергии (АИИС КУЭ) тяговых подстанций Дальневосточной ЖД филиала ОАО «РЖД» в границах Амурской области с изменением №1 типографским способом.

Комплектность средства измерений

В комплект поставки входит техническая документация на систему и на комплектующие средства измерений.

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 3.

Таблица 3 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Тип	№ Госреестра	Количество, шт.
Трансформаторы тока	ТФЗМ-35Б I У1	3689-73	11
	ТФН-35-М	3690-73	4
	ТФЗМ-35А	26417-04	6
	ТЛО-10	25433-06	25
	Т-0,66 У3	6891-85	9
	ТОЛ-35	21256-03	9
Трансформатор напряжения	ЗНОМ-35-65	912-70	12
	НТМИ-10	831-69	4
	НАМИ-10	11094-87	1
Счетчик электрической энергии	ЕвроАльфа	16666-97	27
	Альфа А1800	31857-06	1
Устройство сбора и передачи данных	RTU-327	41907-09	1
Методика поверки	—	—	1
Формуляр	—	—	1
Руководство по эксплуатации	—	—	1

Поверка

осуществляется по документу МП 46298-13 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) тяговых подстанций Дальневосточной ЖД филиала ОАО «РЖД» в границах Амурской области с изменением №1. Методика поверки», утвержденному ИЦ ФГУП «ВНИИМС» в августе 2013 г.

Средства поверки – по НД на измерительные компоненты:

- трансформаторы тока – в соответствии с ГОСТ 8.217-2003 «ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки»;
- трансформаторы напряжения – в соответствии с ГОСТ 8.216-2011 «ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки»;
- счетчики ЕвроАльфа - по методике поверки с помощью установок МК6800, МК6801;
- счетчики Альфа А1800 - по документу МП-2203-0042-2006 «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800. Методика поверки»;
- устройство сбора и передачи данных (УСПД) RTU-327 - по документу «Устройства сбора и передачи данных серии RTU-327. Методика поверки. ДЯИМ.466215.007 МП»;
- радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS), номер в Государственном реестре средств измерений № 27008-04;
- переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы с счетчиками системы и с ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-01.

Сведения о методиках (методах) измерений

Метод измерений изложен в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием АИИС КУЭ тяговых подстанций Дальневосточной ЖД филиала ОАО «РЖД» в границах Амурской области», аттестованной ООО «Техносоюз», аттестат об аккредитации № 01.00220-2013 от 05.07.2013 г., 105122, Москва, Щёлковское шоссе, 9.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ)

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.

МИ 3000-2006 Рекомендация. ГСИ. Системы автоматизированные информационно-измерительные коммерческого учета электрической энергии. Типовая методика поверки.

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

Осуществление торговли и товарообменных операций.

Изготовитель

Открытое акционерное общество «Российские железные дороги»
(ОАО «РЖД»)

Юридический адрес: 107174, г. Москва, Новая Басманная ул., д. 2

Тел.: (499) 262-60-55

Факс: (499) 262-60-55

e-mail: info@rzd.ru

<http://www.rzd.ru>

Заявитель

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

Юридический адрес: 105122, г. Москва, Щёлковское шоссе, д. 9

Тел.: (495) 258-45-35

E-mail: info@t-souz.ru

Испытательный центр

Испытательный центр ФГУП «ВНИИМС»
(ИЦ ФГУП «ВНИИМС»)

Юридический адрес: 119361, г. Москва, ул. Озерная, д. 46

тел./факс: 8 (495) 437-55-77

Аттестат аккредитации центра испытаний № 30004-13 от 26.07.2018 г.

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

Ф.В. Булыгин

М.п. «____» _____ 2013 г.