

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) тяговых подстанций Свердловской ЖД - филиала ОАО «РЖД» в границах Омской области

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) тяговых подстанций Свердловской ЖД – филиала ОАО «РЖД» в границах Омской области (далее по тексту - АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ, построенная на основе ИВК «Альфа-Центр» (Госреестр № 20481-00), представляет собой многоуровневую автоматизированную измерительную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-ый уровень - измерительные каналы (далее – ИК), включают в себя измерительные трансформаторы тока и напряжения и счетчики активной и реактивной электроэнергии, шлюзы коммуникационные ШК-1, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных;

2-ой уровень – измерительно-вычислительный комплекс регионального Центра энергоучёта, реализован на базе устройства сбора и передачи данных (УСПД RTU-327, Госреестр № 41907-09), выполняющего функции сбора, хранения результатов измерений и передачи их на уровень ИВК, и содержит программное обеспечение (далее – ПО) «Альфа-Центр», с помощью которого 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;

3-ий уровень – измерительно-вычислительный комплекс Центра сбора данных АИИС КУЭ (далее – ИВК), реализованный на базе серверного оборудования (серверов сбора данных – основного и резервного, сервера управления), ПО «ЭНЕРГИЯ-АЛЬФА», включающий в себя каналы сбора данных с уровня регионального Центра энергоучёта, каналы передачи данных субъектам ОРЭ.

Измерительно-информационные каналы (далее – ИИК) состоят из трех уровней АИИС КУЭ.

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по проводным линиям связи поступают на измерительные входы счетчика электроэнергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются соответствующие мгновенные значения активной, реактивной и полной мощности без учета коэффициентов трансформации, которые усредняются за 0,02 с. Средняя за период реактивная мощность вычисляется по средним за период значениям активной и полной мощности.

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 производится обработка измерительной информации (умножение на коэффициенты трансформации), сбор и хранение результатов измерений. Далее информация поступает на ИВК Центра сбора данных АИИС КУЭ.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ). Для синхронизации времени в системе в состав ИВК входит устройство синхронизации системного времени (УССВ) типа 35LVS (35HVS). Устройство синхронизации системного времени УССВ обеспечивает автоматическую синхронизацию часов сервера, при превышении порога ± 1 с происходит коррекция часов сервера. Часы УСПД синхронизируются при каждом сеансе связи УСПД - сервер, коррекция проводится при расхождении часов УСПД и сервера на значение, превышающее ± 1 с. Часы счетчика синхронизируются от часов УСПД с периодичностью 1 раз в 30 минут, коррекция часов счетчиков проводится при расхождении часов счетчика и УСПД более чем на ± 2 с. Взаимодействие между уровнями АИИС КУЭ осуществляется по протоколу NTP по оптоволоконной связи, задержками в линиях связи пренебрегаем ввиду малости значений. Поправка часов счетчика согласно описанию типа $\pm 0,5$ с, а с учетом температурной составляющей – $\pm 1,5$ с.

Программное обеспечение

Уровень регионального Центра энергоучета содержит ПО «Альфа-Центр», включающее в себя модули «Альфа-Центр АРМ», «Альфа-Центр СУБД «Oracle», «Альфа-Центр Коммуникатор». С помощью ПО «Альфа-Центр» 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.

Уровень ИВК Центра сбора данных содержит ПО «ЭНЕРГИЯ-АЛЬФА», включающее в себя модуль «Энергия Альфа 2». С помощью ПО «ЭНЕРГИЯ-АЛЬФА» решаются задачи автоматического накопления, обработки, хранения и отображения измерительной информации.

Таблица 1 - Сведения о программном обеспечении.

Наименование ПО	Идентификационное наименование ПО	Номер версии (идентификационный номер) ПО	Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм цифрового идентификатора ПО
«Альфа-Центр»	«Альфа-Центр АРМ»	4	a65bae8d7150931f811cfbc6e4c7189d	MD5
«Альфа-Центр»	«Альфа-Центр СУБД «Oracle»	9	bb640e93f359bab15a02979e24d5ed48	MD5
«Альфа-Центр»	«Альфа-Центр Коммуникатор»	3	3ef7fb23cf160f566021bf19264ca8d6	MD5
«ЭНЕРГИЯ-АЛЬФА»	ПК «Энергия Альфа 2»	2.0.0.2	17e63d59939159ef304b8ff63121df60	MD5

- Метрологические характеристики ИИК АИИС КУЭ, указанные в таблицах 3,4 нормированы с учетом ПО;
- Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений – уровень »С» в соответствии с МИ 3286-2010.

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительно-информационных каналов АИИС КУЭ приведен в таблице 2.

Таблица 2 - Состав ИИК АИИС КУЭ

№ ИИК	Диспетчерское наименование точки учёта	Состав измерительно-информационных каналов					Вид электроэнергии
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счётчик статический трёхфазный переменного тока активной/реактивной энергии	УСПД	ИВК	
1	2	3	4	5	6	7	8
ТП «2546 км»							
1	ТВ-1 10 кВ точка измерения №1	ТЛМ-10 класс точности 0,5 Ктт=800/5 Зав. № 5308; 1326 Госреестр № 2473-69	НАМИ-10-95 класс точности 0,5 Ктн=10000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Зав. № 1326; 1326; 1326 Госреестр № 20186-00	EA05RL-P1B-3 класс точности 0,5S/1,0 Зав. № 01111583 Госреестр № 16666-97	RTU-327 зав. № 001537 Госреестр № 41907 - 09	ИВК Центра сбора данных	активная реактивная
2	ПЭС-2 10 кВ точка измерения №2	ТЛМ-10 класс точности 0,5 Ктт=150/5 Зав. № 7022; 6902 Госреестр № 2473-69	НАМИ-10-95 класс точности 0,5 Ктн=10000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Зав. № 1327; 1327; 1327 Госреестр № 20186-00	EA05RL-P1B-3 класс точности 0,5S/1,0 Зав. № 01111529 Госреестр № 16666-97			активная реактивная
3	ПЭС-1 10 кВ точка измерения №3	ТЛМ-10 класс точности 0,5 Ктт=150/5 Зав. № 7017; 9301 Госреестр № 2473-69	НАМИ-10-95 класс точности 0,5 Ктн=10000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Зав. № 1326; 1326; 1326 Госреестр № 20186-00	EA05RL-P1B-3 класс точности 0,5S/1,0 Зав. № 01111530 Госреестр № 16666-97			активная реактивная
4	Ввод-2 10 кВ точка измерения №4	ТЛО-10 класс точности 0,2S Ктт=1500/5 Зав. № 8121; 8186 Госреестр № 25433-03	НАМИ-10-95 класс точности 0,5 Ктн=10000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Зав. № 1327; 1327; 1327 Госреестр № 20186-00	EA05RL-P1B-3 класс точности 0,5S/1,0 Зав. № 01111466 Госреестр № 16666-97			активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
5	Ввод-1 10 кВ точка измерения №5	ТЛО-10 класс точности 0,2S Ктт=1500/5 Зав. № 8125; 8130 Госреестр № 25433-03	НАМИ-10-95 класс точности 0,5 Ктн=10000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Зав. № 1327; 1327; 1327 Госреестр № 20186-00	EA05RL-P1B-3 класс точности 0,5S/1,0 Зав. № 01111465 Госреестр № 16666-97	RTU-327 зав. № 001537 Госреестр № 41907 - 09	ИВК Центра сбора данных	активная реактивная
6	Ввод-2 110 кВ точка измерения №6	ТГФМ-110 II* класс точности 0,2S Ктт=300/1 Зав. № 5028; 5029; 5031 Госреестр № 36672-08	НАМИ-110 класс точности 0,2 Ктн=110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Зав. № 5085; 5012; 4972 Госреестр № 24218-03	EA05RL-P1B-3 класс точности 0,5S/1,0 Зав. № 01214159 Госреестр № 16666-97			активная реактивная
7	Ввод-1 110 кВ точка измерения №7	ТГФМ-110 II* класс точности 0,2S Ктт=300/1 Зав. № 5010; 5011; 5154 Госреестр № 36672-08	НАМИ-110 класс точности 0,2 Ктн=110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Зав. № 5154; 5124; 5181 Госреестр № 24218-03	EA05RL-P1B-3 класс точности 0,5S/1,0 Зав. № 01214132 Госреестр № 16666-97			активная реактивная
ТП «2529 км»							
8	ПЭС-2 10 кВ точка измерения №8	ТВК-10 класс точности 0,5 Ктт=100/5 Зав. № 22076; 22112 Госреестр № 8913-82	НАМИ-10-95 класс точности 0,5 Ктн=10000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Зав. № 1344; 1344; 1344 Госреестр № 20186-00	EA05RAL-P3-B3 класс точности 0,5S/1,0 Зав. № 01111472 Госреестр № 16666-97	RTU-327 зав. № 001537 Госреестр № 41907 - 09	ИВК Центра сбора данных	активная реактивная
9	ПЭС-1 10 кВ точка измерения №9	ТВК-10 класс точности 0,5 Ктт=100/5 Зав. № 16934; 17394 Госреестр № 8913-82	НАМИ-10-95 класс точности 0,5 Ктн=10000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Зав. № 1351; 1351; 1351 Госреестр № 20186-00	EA05RAL-P3-B3 класс точности 0,5S/1,0 Зав. № 01111584 Госреестр № 16666-97			активная реактивная
10	Ввод-2 10 кВ точка измерения №10	ТЛО-10 класс точности 0,2S Ктт=1500/5 Зав. № 8119; 8123 Госреестр № 25433-03	НАМИ-10-95 класс точности 0,5 Ктн=10000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Зав. № 1344; 1344; 1344 Госреестр № 20186-00	EA05RAL-P3-B3 класс точности 0,5S/1,0 Зав. № 01111531 Госреестр № 16666-97			активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
11	Ввод-1 10 кВ точка измерения №11	ТЛО-10 класс точности 0,2S Ктт=1500/5 Зав. № 8127; 8122 Госреестр № 25433-03	НАМИ-10-95 класс точности 0,5 Ктн=10000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Зав. № 1351; 1351; 1351 Госреестр № 20186-00	EA05RAL-P3-B3 класс точности 0,5S/1,0 Зав. № 01111471 Госреестр № 16666-97			активная реактивная
12	Ввод-2 110 кВ точка измерения №12	ТГФМ-110 II* класс точности 0,2S Ктт=300/1 Зав. № 5023; 5013; 5012 Госреестр № 36672-08	НАМИ-110 класс точности 0,2 Ктн=110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Зав. № 5046; 5007; 5168 Госреестр № 24218-03; 24218-03; 24218-03	EA05RAL-P3-B3 класс точности 0,5S/1,0 Зав. № 01214143 Госреестр № 16666-97	RTU-327 зав. № 001537 Госреестр № 41907 - 09		активная реактивная
13	Ввод-1 110 кВ точка измерения №13	ТГФМ-110 II* класс точности 0,2S Ктт=300/1 Зав. № 4924; 5033; 5025 Госреестр № 36672-08	НАМИ-110 класс точности 0,2 Ктн=110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Зав. № 5163; 5133; 5151 Госреестр № 24218-03	EA05RAL-P3-B3 класс точности 0,5S/1,0 Зав. № 01214157 Госреестр № 16666-97		ИВК Центра сбора данных	активная реактивная
ТП «Мангут»							
14	ПЭС-2 10 кВ точка измерения №14	ТЛМ-10 класс точности 0,5 Ктт=100/5 Зав. № 7168; 6806 Госреестр № 2473-69	НАМИ-10-95 класс точности 0,5 Ктн=10000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Зав. № 1335; 1335; 1335 Госреестр № 20186-00	EA05RL-P1B-3 класс точности 0,5S/1,0 Зав. № 01111573 Госреестр № 16666-97	RTU-327 зав. № 001537 Госреестр № 41907 - 09		активная реактивная
15	ПЭС-1 10 кВ точка измерения №15	ТПЛ-10 класс точности 0,5 Ктт=100/5 Зав. № 16161; 1526 Госреестр № 1276-59	НАМИ-10-95 класс точности 0,5 Ктн=10000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Зав. № 1347; 1347; 1347 Госреестр № 20186-00	EA05RL-P1B-3 класс точности 0,5S/1,0 Зав. № 01111487 Госреестр № 16666-97		ИВК Центра сбора данных	активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
16	Ввод-2 10 кВ точка измерения №16	ТЛО-10 класс точности 0,2S Ктт=1500/5 Зав. № 10120; 10119 Госреестр № 25433-03	НАМИ-10-95 класс точности 0,5 Ктн=10000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Зав. № 1335; 1335; 1335 Госреестр № 20186-00	EA05RL-P1B-3 класс точности 0,5S/1,0 Зав. № 01111586 Госреестр № 16666-97			активная реактивная
17	Ввод-1 10 кВ точка измерения №17	ТЛО-10 класс точности 0,2S Ктт=1500/5 Зав. № 10118; 10122 Госреестр № 25433-03	НАМИ-10-95 класс точности 0,5 Ктн=10000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Зав. № 1347; 1347; 1347 Госреестр № 20186-00	EA05RL-P1B-3 класс точности 0,5S/1,0 Зав. № 01214147 Госреестр № 16666-97	RTU-327 зав. № 001537 Госреестр № 41907 - 09		активная реактивная
18	Ввод-2 110 кВ точка измерения №18	ТГФМ-110 II* класс точности 0,2S Ктт=300/1 Зав. № 5027; 4927; 5014 Госреестр № 36672-08	НАМИ-110 класс точности 0,2 Ктн=110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Зав. № 5046; 5007; 5168 Госреестр № 24218-03	EA05RL-P1B-3 класс точности 0,5S/1,0 Зав. № 01214158 Госреестр № 16666-97		ИВК Центра сбора данных	активная реактивная
19	Ввод-1 110 кВ точка измерения №19	ТГФМ-110 II* класс точности 0,2S Ктт=300/1 Зав. № 4925; 4926; 5026 Госреестр № 36672-08	НАМИ-110 класс точности 0,2 Ктн=110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Зав. № 5060; 5090; 5150 Госреестр № 24218-03	EA05RL-P1B-3 класс точности 0,5S/1,0 Зав. № 01088219 Госреестр № 16666-97			активная реактивная

Таблица 3 - Метрологические характеристики ИИК (активная энергия)

Номер ИИК	Диапазон значений силы тока	Доверительные границы относительной погрешности результата измерений активной электроэнергии при доверительной вероятности Р=0,95:					
		Основная относительная погрешность ИК, ($\pm d$), %			Относительная погрешность ИК в рабочих условиях эксплуатации, ($\pm d$), %		
		$\cos \varphi = 1,0$	$\cos \varphi = 0,87$	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 1,0$	$\cos \varphi = 0,87$	$\cos \varphi = 0,8$
1-3, 8, 9, 14, 15 (TT 0,5; TH 0,5; Сч 0,5S)	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	1,8	2,5	2,9	2,2	2,8	3,2
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	1,2	1,5	1,7	1,7	2,0	2,1
	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	1,0	1,2	1,3	1,6	1,7	1,9
4, 5, 10, 11, 16, 17 (TT 0,2S; TH 0,5; Сч 0,5S)	$0,01(0,02)I_{H1} \leq I_1 < 0,05I_{H1}$	1,5	1,6	1,7	1,9	2,0	2,1
	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	0,9	1,1	1,2	1,5	1,7	1,8
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	0,9	1,0	1,0	1,5	1,6	1,6
	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	0,9	1,0	1,0	1,5	1,6	1,6
6, 7, 12, 13, 18, 19 (TT 0,2S; TH 0,2; Сч 0,5S)	$0,01(0,02)I_{H1} \leq I_1 < 0,05I_{H1}$	1,4	1,5	1,5	1,9	1,9	2,0
	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	0,8	0,9	1,0	1,4	1,6	1,6
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	0,7	0,8	0,8	1,4	1,5	1,5
	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	0,7	0,8	0,8	1,4	1,5	1,5

Таблица 4 - Метрологические характеристики ИИК (реактивная энергия)

Номер ИИК	Диапазон значений силы тока	Доверительные границы относительной погрешности результата измерений реактивной электроэнергии при доверительной вероятности Р=0,95:			
		Основная относительная погрешность ИК, ($\pm d$), %		Относительная погрешность ИК в рабочих условиях эксплуатации, ($\pm d$), %	
		$\cos \varphi = 0,87$ ($\sin \varphi = 0,5$)	$\cos \varphi = 0,8$ ($\sin \varphi = 0,6$)	$\cos \varphi = 0,87$ ($\sin \varphi = 0,5$)	$\cos \varphi = 0,8$ ($\sin \varphi = 0,6$)
1 - 3, 8, 9, 14, 15 (TT 0,5; TH 0,5; Сч 1,0)	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	5,6	4,6	6,4	5,5
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	3,1	2,6	4,4	4,0
	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	2,4	2,1	4,0	3,7
4, 5, 10, 11, 16, 17 (TT 0,2S; TH 0,5; Сч 1,0)	$0,02I_{H1} \leq I_1 < 0,05I_{H1}$	2,6	2,4	4,1	3,9
	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	2,3	2,0	3,9	3,7
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	1,8	1,6	3,6	3,5
	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	1,8	1,6	3,6	3,5

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4	5	6
6, 7, 12, 13, 18, 19 (ТТ 0,2S; TH 0,2; Сч 1,0)	$0,02I_{h1} \leq I_1 < 0,05I_{h1}$	2,4	2,2	3,9	3,8
	$0,05I_{h1} \leq I_1 < 0,2I_{h1}$	2,0	1,8	3,7	3,6
	$0,2I_{h1} \leq I_1 < I_{h1}$	1,4	1,3	3,4	3,4
	$I_{h1} \leq I_1 \leq 1,2I_{h1}$	1,4	1,3	3,4	3,4

Ход часов компонентов АИИС КУЭ не превышает ± 5 с/сут.

Примечания:

- Характеристики погрешности ИИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (получасовой);
- Нормальные условия эксплуатации :

Параметры сети:

- диапазон напряжения – от $0,99 \cdot U_{h1}$ до $1,01 \cdot U_{h1}$;
- диапазон силы тока – от $0,05 \cdot I_{h1}$ до $1,2 \cdot I_{h1}$;
- диапазон коэффициента мощности $\cos\phi$ ($\sin\phi$) - 0,5 - 1,0 (0,87 - 0,5);
- температура окружающего воздуха: ТТ и ТН - от минус 40 до 50 °C; счетчиков - от 10 до 30 °C; ИВКЭ - от 10 до 30 °C; ИВК - от 10 до 30 °C;
- частота - $(50 \pm 0,15)$ Гц;
- магнитная индукция внешнего происхождения, не более 0,05 мТл.

3. Рабочие условия эксплуатации:

Для ТТ и ТН:

- параметры сети: диапазон первичного напряжения – от $0,9 \cdot U_{h1}$ до $1,1 \cdot U_{h1}$; диапазон силы первичного тока – от $0,05 \cdot I_{h1}$ до $1,2 \cdot I_{h1}$ для ИИК № 1 - 3, 8, 9, 14, 15; от $0,01 \cdot I_{h1}$ до $1,2 \cdot I_{h1}$ для ИИК № 4 - 7, 10 - 13, 16 – 19; коэффициент мощности $\cos\phi$ ($\sin\phi$) – от 0,8 до 1,0 (от 0,6 до 0,5); частота - $(50 \pm 0,4)$ Гц;
- температура окружающего воздуха - от минус 30 °C до 35 °C.

Для счетчиков электроэнергии «ЕвроАльфа»:

- параметры сети: диапазон вторичного напряжения - от $0,9 \cdot U_{h2}$ до $1,1 \cdot U_{h2}$; диапазон силы первичного тока – от $0,01 \cdot I_{h2}$ до $1,2 \cdot I_{h2}$; коэффициент мощности $\cos\phi$ ($\sin\phi$) - от 0,8 до 1,0 (от 0,6 до 0,5); частота - $(50 \pm 0,4)$ Гц;
- температура окружающего воздуха - от 10 °C до 30 °C;
- магнитная индукция внешнего происхождения, не более - 0,5 мТл.

4. Трансформаторы тока по ГОСТ 7746-2001, трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983-2001, счетчики электроэнергии в режиме измерения активной электроэнергии по ГОСТ Р 52323-2005, в режиме измерения реактивной электроэнергии по ГОСТ Р 52425-2005.

5. Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные (см. п. 4 Примечаний) утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 2.

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ измерительных компонентов:

- в качестве показателей надежности измерительных трансформаторов тока и напряжения, в соответствии с ГОСТ 1983-2001 и ГОСТ 7746-2001, определены средний срок службы и средняя наработка на отказ;
- счетчик «ЕвроАльфа» – среднее время наработки на отказ не менее 80000 часов, среднее время восстановления работоспособности 48 часов;

- УСПД – среднее время наработки на отказ не менее 100000 часов, среднее время восстановления работоспособности 1 час.

Надежность системных решений:

- резервирование питания УСПД с помощью источника бесперебойного питания и устройства АВР;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться с помощью электронной почты и сотовой связи;
- в журналах событий счетчика и УСПД фиксируются факты:
 - ÿ параметрирования;
 - ÿ пропадания напряжения;
 - ÿ коррекция времени.

Защищенность применяемых компонентов:

- наличие механической защиты от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - ÿ счетчика;
 - ÿ промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - ÿ испытательной коробки;
 - ÿ УСПД.
- наличие защиты на программном уровне:
 - ÿ пароль на счетчике;
 - ÿ пароль на УСПД;
 - ÿ пароли на сервере, предусматривающие разграничение прав доступа к измерительным данным для различных групп пользователей.

Возможность коррекции времени в:

- счетчиках (функция автоматизирована);
- УСПД (функция автоматизирована).

Глубина хранения информации:

- электросчетчик – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях при отключении питания – до 5 лет;
- ИВК – суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу - не менее 35 суток; при отключении питания – не менее 3 лет.

Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учёта электроэнергии (АИИС КУЭ) тяговых подстанций Свердловской ЖД – филиала ОАО «РЖД» в границах Омской области типографским способом.

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Кол-во, шт.
Трансформаторы тока ТЛМ-10	8
Трансформаторы тока ТЛО-10	12
Трансформаторы тока ТГФМ-110 II*	18
Трансформаторы тока ТВК-10	4
Трансформаторы тока проходные с литой изоляцией ТПЛ-10	2
Трансформаторы напряжения НАМИ-10-95	18
Трансформаторы напряжения НАМИ-110	18
Устройство сбора и передачи данных серии RTU-327	1
Счётчики электрической энергии многофункциональные ЕвроАльфа	19
Устройство синхронизации системного времени на базе GPS-приемника	1
Сервер управления HP ML 360 G5	1
Сервер основной БД HP ML 570 G4	1
Сервер резервный БД HP ML 570 G4	1
Методика поверки	1
Формуляр	1
Инструкция по эксплуатации	1

Проверка

осуществляется по документу МП 1415/446-2012 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) тяговых подстанций Свердловской ЖД - филиала ОАО «РЖД» в границах Омской области. Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФБУ «Ростест-Москва» в октябре 2012 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 8.216-88 «ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки» и/или МИ 2925-2005 «Измерительные трансформаторы напряжения 35...330/ $\sqrt{3}$ кВ. Методика поверки на месте эксплуатации с помощью эталонного делителя»;
- Средства измерений МИ 3195-2009 «Государственная система обеспечения единства измерений мощность нагрузки трансформаторов напряжения без отключения цепей. Методика выполнения измерений».
- Средства измерений МИ 3196-2009 «Государственная система обеспечения единства измерений вторичная нагрузка трансформаторов тока без отключения цепей. Методика выполнения измерений»;
- счётчик электрической энергии «ЕвроАльфа» - по документу «Многофункциональный многопроцессорный счётчик электрической энергии типа ЕвроАЛЬФА (ЕА). Методика поверки.»
- 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 «Инструкция по эксплуатации системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) тяговых подстанций Свердловской ЖД - филиала ОАО «РЖД» в границах Омской области».

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) тяговых подстанций Свердловской ЖД – филиала ОАО «РЖД» в границах Омской области

1. ГОСТ 22261-94 «Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия».
2. ГОСТ 34.601-90 «Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания».
3. ГОСТ Р 8.596-2002 «ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения».
4. ГОСТ 7746–2001 «Трансформаторы тока. Общие технические условия».
5. ГОСТ 1983–2001 «Трансформаторы напряжения. Общие технические условия».
6. ГОСТ Р 52323-2005 (МЭК 62053-22:2003) «Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 22. Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S».
7. ГОСТ Р 52425-2005 (МЭК 62053-23:2003) «Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Статические счетчики реактивной энергии».

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»)

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 «Инженерный центр
«ЭНЕРГОАУДИТКОНТРОЛЬ» (ООО «ИЦ ЭАК»)

Адрес: 123007, г. Москва, ул. 1-ая Магистральная, д. 17/1, стр. 4

Тел. (495) 620-08-38

Факс (495) 620-08-48

Испытательный центр

Государственный центр испытаний средств измерений ФБУ «Ростест-Москва»
(ГЦИ СИ ФБУ «Ростест-Москва»)

Юридический адрес:

117418 г. Москва, Нахимовский проспект, 31

тел./факс: 8(495) 544 00 00

Регистрационный номер аттестата аккредитации государственного центра испытаний средств измерений № 30010-10 от 15.03.2010 г.

Заместитель
Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

Ф.В. Булыгин

М.П. «____» 20__ г.