

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

СОГЛАСОВАНО



<p>Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) тяговых подстанций ОАО "Российские Железные Дороги" в границах ОАО "Татэнерго"</p>	<p>Внесена в Государственный реестр средств измерений</p> <p>Регистрационный номер № <u>33354-06</u></p>
---	--

Изготовлена ОАО "Российские Железные Дороги", г. Москва для коммерческого учёта электроэнергии на объектах ОАО «Российские Железные Дороги» по проектной документации ООО "Инженерный центр "ЭНЕРГОАУДИТКОНТРОЛЬ", г. Москва, заводской номер 209.

НАЗНАЧЕНИЕ И ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) тяговых подстанций ОАО "Российские Железные Дороги" в границах ОАО "Татэнерго" (далее по тексту - АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, потребленной за установленные интервалы времени, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Полученные данные и результаты измерений могут использоваться для коммерческих расчетов и оперативного управления энергопотреблением.

ОПИСАНИЕ

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

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- измерение 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии;
- периодический (1 раз в сутки) и /или по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени результатов измерений приращений электроэнергии с заданной дискретностью учета (30 мин);
- хранение результатов измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;
- передача в организации-участники оптового рынка электроэнергии результатов измерений;
- предоставление по запросу контрольного доступа к результатам измерений, данных о состоянии объектов и средств измерений со стороны сервера организаций – участников оптового рынка электроэнергии;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка паролей и т.п.);
- диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
- конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;
- ведение системы единого времени в АИИС КУЭ (коррекция времени).

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-ый уровень – измерительные каналы (ИК), включающие в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ) классов точности 0,2S, 0,5S и 0,5, измерительные трансформаторы напряжения (ТН) классов точности 0,2 и 0,5 и счетчики активной и реактивной электроэнергии ЕвроАЛЬФА класса точности 0,2S по ГОСТ 30206-94 (в части активной электроэнергии) и 0,5 по ГОСТ 26035-83 (в части реактивной электроэнергии), ЕвроАЛЬФА класса точности 0,5S по ГОСТ 30206-94 (в части активной электроэнергии) и 1,0 по ГОСТ 26035-83 (в части реактивной электроэнергии), Альфа А1800 класса точности 0,2S по ГОСТ Р 52323-05 (в части активной электроэнергии) и 0,5 по ГОСТ 26035-83 (в части реактивной электроэнергии), шлюзы коммуникационные ШК-1, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных, образующие 31 измерительный канал системы по количеству точек учета электроэнергии;

2-ой уровень представляет собой информационно-вычислительный комплекс, состоящий из двух подуровней: информационно-вычислительного комплекса регионального Центра энергоучета, реализованного на базе устройства сбора и передачи данных (УСПД RTU-327), выполняющего функции сбора и хранения результатов измерений, и информационно-вычислительного комплекса Центра сбора данных АИИС КУЭ, реализованного на базе серверного оборудования (серверов сбора данных-основного и резервного, сервера управления), автоматизированного рабочего места администратора (АРМ), технических средств для организации локальной вычислительной сети (ЛВС) и разграничения доступа к информации.

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.

В системе автоматически поддерживается единое время во всех ее компонентах, в частности в счётчиках, где происходит датирование измерений, с точностью не хуже ± 5 секунд/сутки. Синхронизация времени производится с помощью GPS-приемника, принимающего сигналы глобальной системы позиционирования. В качестве приёмника сигналов GPS о точном астрономическом времени используются устройства синхронизации системного времени (УССВ), подключаемые к УСПД. От УССВ синхронизируются внутренние часы УСПД, а от них – внутренние часы счетчиков, подключенных к УСПД. Уставка, при достижении которой происходит коррекция часов УСПД, Альфа-Центра в составе ИВК верхнего уровня и счетчиков, составляет 1 с. Синхронизация внутренних часов счетчика с верхним уровнем АИИС КУЭ происходит при каждом обращении (каждый сеанс связи). ПО позволяет назначить время суток, в которое можно производить коррекцию времени. Рекомендуется для этой операции назначить время с 00:00 до 03:00 часов. Погрешность системного времени не превышает ± 5 с.

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

ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Состав измерительных каналов АИИС КУЭ приведен в таблице 1. Уровень ИВК АИИС КУЭ реализован на базе устройства сбора и передачи данных УСПД RTU-327 (Госреестр № 19495-03, зав. № 000770) и Комплекса измерительно-вычислительного для учета электрической энергии Альфа-Центр (Госреестр № 20481-00).

Таблица 1 – Основные технические характеристики

№ п/п	Диспетчерское наименование точки учёта	Состав измерительного канала			Вид электроэнергии
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счётчик статический трёхфазный переменного тока активной/реактивной энергии	
1	2	3	4	5	6
ТП "Шемордан"					
8	Ввод Т1-27,5 кВ точка измерения №8	ТФЗМ-35Б-1У1 класс точности 0,5 Ктт=1000/5 Зав. № 24130; 24123	ЗНОМ-35-65 класс точности 0,5 Ктн=27500/100 Зав. № 1252245; 1251983	EA05RAL-B3 класс точности 0,5S/1,0 Зав. № 1128003	активная реактивная
9	Ввод Т3-27,5 кВ точка измерения №9	ТФЗМ-35Б-1У1 класс точности 0,5 Ктт=1000/5 Зав. № 23934; 24134	ЗНОМ-35-65 класс точности 0,5 Ктн=27500/100 Зав. № 1252354; 1252465	EA05RAL-B3 класс точности 0,5S/1,0 Зав. № 1128005	активная реактивная
10	Ф ХПП-1-10 кВ точка измерения №14	ТПЛИМ-10 класс точности 0,5 Ктт=150/5 Зав. № 4292; 2872	НТМИ-10 класс точности 0,5 Ктн=10000/100 Зав. № 921	EA05RAL-B-3 класс точности 0,5S/1,0 Зав. № 01098646	активная реактивная
11	Ф ХПП-2-10 кВ точка измерения №15	ТПЛИМ-10 класс точности 0,5 Ктт=150/5 Зав. № б/н; б/н	НТМИ-10 класс точности 0,5 Ктн=10000/100 Зав. № 1274	EA05RAL-B-3 класс точности 0,5S/1,0 Зав. № 01130025	активная реактивная
ТП "Зелёный дол"					
12	Трансформатор Т-1,2 110 кВ точка измерения №21	ТГФ-110 УХЛ1 класс точности 0,2S Ктт=400/1 Зав. № 1472; 1474; 1709	НАМИ-110 УХЛ1 класс точности 0,2 Ктн=110000:√3/100:√3 Зав. № 234; 253; 12	A1802RALX-P4GB-DW-4 класс точности 0,2S/0,5 Зав. № 01152327	активная реактивная
13	Трансформатор Т-3 110 кВ точка измерения №22	ТГФ-110 УХЛ1 класс точности 0,2S Ктт=200/1 Зав. № 1450; 1445; 1447	НАМИ-110 УХЛ1 класс точности 0,2 Ктн=110000:√3/100:√3 Зав. № 2010; 2101; 18	A1802RALX-P4GB-DW-4 класс точности 0,2S/0,5 Зав. № 01151195	активная реактивная
14	Ввод ВЛ ТЭЦ-3 ЭЧЭ 3. 110 кВ точка измерения №23	ТГФ-110 УХЛ1 класс точности 0,2S Ктт=600/1 Зав. № 1491; 1489; 1486	НАМИ-110 УХЛ1 класс точности 0,2 Ктн=110000:√3/100:√3 Зав. № 234; 253; 12	A1802RALX-P4GB-DW-4 класс точности 0,2S/0,5 Зав. № 01151191	активная реактивная
15	Ввод ВЛ ПС Зеленодольская 110 кВ точка измерения №24	ТГФ-110 УХЛ1 класс точности 0,2S Ктт=600/1 Зав. № 1492; 1494; 1488	НАМИ-110 УХЛ1 класс точности 0,2 Ктн=110000:√3/100:√3 Зав. № 2010; 2101; 18	A1802RALX-P4GB-DW-4 класс точности 0,2S/0,5 Зав. № 01152343	активная реактивная
16	Ввод Т1 -35 кВ точка измерения №25	STSM-38 класс точности 0,2S Ктт=200/1 Зав. № 09/46730; 09/48411; 09/49218	НАМИ-35 УХЛ1 класс точности 0,2 Ктн=35000/100 Зав. № 95	A1802RALX-P4GB-DW-4 класс точности 0,2S/0,5 Зав. № 01196852	активная реактивная
17	Ввод Т1-27,5 кВ точка измерения №26	ТФЗМ-35Б-1У1 класс точности 0,5 Ктт=1000/5 Зав. № 24131; 24132	ЗНОМ-35-65 класс точности 0,5 Ктн=27500/100 Зав. № 1252425; 1238860	EA05RAL-B3 класс точности 0,5S/1,0 Зав. № 1128013	активная реактивная

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5	6
18	Ввод Т2-27,5 кВ точка измерения №27	ТФЗМ-35Б-1У1 класс точности 0,5 Ктт=1000/5 Зав. № 24263; 23902	ЗНОМ-35-65 класс точности 0,5 Ктн=27500/100 Зав. № 1252425; 1238860	ЕА05RAL-B3 класс точности 0,5S/1,0 Зав. № 1128015	активная реактивная
19	Ввод Т3-27,5 кВ точка измерения №28	ТФЗМ-35Б-1У1 класс точности 0,5 Ктт=1000/5 Зав. № 24280; 24261	ЗНОМ-35-65 класс точности 0,5 Ктн=27500/100 Зав. № 1238730; 1238739	ЕА05RAL-B-3 класс точности 0,5S/1,0 Зав. № 1128017	активная реактивная
20	ДТР-27,5 кВ точка измерения №29	ТВ35 класс точности 0,5 Ктт=200/5 Зав. № 52989; 53061	ЗНОМ-35-65 класс точности 0,5 Ктн=27500/100 Зав. № 1252425; 1238860	ЕА05RAL-B-3 класс точности 0,5S/1,0 Зав. № 1128019	активная реактивная
21	Ввод Т1-10 кВ точка измерения №30	ТЛМ-10 класс точности 0,5S Ктт=1500/5 Зав. № 15586; 15577; 15580	НАМИ-10-95 УХЛ2 класс точности 0,5 Ктн=10000/100 Зав. № 10946	ЕА05RAL-B4 класс точности 0,5S/1,0 Зав. № 1128021	активная реактивная
22	Ввод Т3-10 кВ точка измерения №31	ТЛМ-10 класс точности 0,5S Ктт=1500/5 Зав. № 15583; 15589; 15592	НАМИ-10-95 УХЛ2 класс точности 0,5 Ктн=10000/100 Зав. № 10966	ЕА05RAL-B4 класс точности 0,5S/1,0 Зав. № 1128023	активная реактивная
23	Ф 6-10 кВ точка измерения №35	ТЛМ-10 класс точности 0,5S Ктт=200/5 Зав. № 15505; 15511	НАМИ-10-95 УХЛ2 класс точности 0,5 Ктн=10000/100 Зав. № 10946	ЕА05RL-B3 класс точности 0,5S/1,0 Зав. № 1128025	активная реактивная
24	Ф 9-10 кВ точка измерения №36	ТЛМ-10 класс точности 0,5S Ктт=200/5 Зав. № 15526; 15520	НАМИ-10-95 УХЛ2 класс точности 0,5 Ктн=10000/100 Зав. № 10946	ЕА05RL-B3 класс точности 0,5S/1,0 Зав. № 1128027	активная реактивная
25	Ф 11-10 кВ точка измерения №37	ТЛМ-10 класс точности 0,5S Ктт=200/5 Зав. № 15508; 15514	НАМИ-10-95 УХЛ2 класс точности 0,5 Ктн=10000/100 Зав. № 10966	ЕА05RL-B3 класс точности 0,5S/1,0 Зав. № 1128029	активная реактивная
26	Ф 12-10 кВ точка измерения №38	ТЛМ-10 класс точности 0,5S Ктт=200/5 Зав. № 15523; 15517	НАМИ-10-95 УХЛ2 класс точности 0,5 Ктн=10000/100 Зав. № 10966	ЕА05RL-B3 класс точности 0,5S/1,0 Зав. № 1128031	активная реактивная
ТП "Куркачи"					
27	Трансформатор Т-1 110 кВ точка измерения №48	ТГФ-110 УХЛ1 класс точности 0,2S Ктт=200/1 Зав. № 1446; 1449; 1411	НАМИ-110 УХЛ1 класс точности 0,2 Ктн=110000:√3/100:√3 Зав. № 2290; 2281; 2391	A1802RALX-P4GB-DW- 4 класс точности 0,2S/0,5 Зав. № 01151201	активная реактивная
28	Трансформатор Т-2 110 кВ точка измерения №49	ТГФ-110 УХЛ1 класс точности 0,2S Ктт=200/1 Зав. № 1417; 1448; 1420	НАМИ-110 УХЛ1 класс точности 0,2 Ктн=110000:√3/100:√3 Зав. № 91; 87; 2407	A1802RALX-P4GB-DW- 4 класс точности 0,2S/0,5 Зав. № 01152334	активная реактивная
29	Ввод1 ПС Киндери 110 кВ точка измерения №50	ТГФ-110 УХЛ1 класс точности 0,2S Ктт=400/1 Зав. № 1471; 1473; 1469	НАМИ-110 УХЛ1 класс точности 0,2 Ктн=110000:√3/100:√3 Зав. № 2290; 2281; 2391	A1802RALX-P4GB-DW- 4 класс точности 0,2S/0,5 Зав. № 01151197	активная реактивная
30	Ввод2 Арск 110 кВ точка измерения №51	ТГФ-110 УХЛ1 класс точности 0,2S Ктт=400/1 Зав. № 1475; 1477; 1476	НАМИ-110 УХЛ1 класс точности 0,2 Ктн=110000:√3/100:√3 Зав. № 91; 87; 2407	A1802RALX-P4GB-DW- 4 класс точности 0,2S/0,5 Зав. № 01152321	активная реактивная
31	Ввод Т1-27,5 кВ точка измерения №52	ТФЗМ-35Б-1У1 класс точности 0,5 Ктт=1000/5 Зав. № 24276; 24143	ЗНОМ-35-65 класс точности 0,5 Ктн=27500/100 Зав. № 1252416; 1252377	ЕА05RAL-B3 класс точности 0,5S/1,0 Зав. № 1128051	активная реактивная

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5	6
32	Ввод Т2-27,5 кВ точка измерения №53	ТФЗМ-35Б-1У1 класс точности 0,5 Ктт=1000/5 Зав. № 24059; 24145	ЗНОМ-35-65 класс точности 0,5 Ктн=27500/100 Зав. № 1252228; 1252159	ЕА05RAL-B3 класс точности 0,5S/1,0 Зав. № 1128049	активная реактивная
33	Ввод Т1-10 кВ точка измерения №54	ТЛО-10 класс точности 0,2S Ктт=1500/5 Зав. № 110413; 110440; 110470	НАМИ-10-95 класс точности 0,5 Ктн=10000/100 Зав. № 10934	ЕА05RAL-B4 класс точности 0,5S/1,0 Зав. № 1128047	активная реактивная
34	Ввод Т2-10 кВ точка измерения №55	ТЛП-10 класс точности 0,2S Ктт=1500/5 Зав. № 010301; 010307; 010409	НАМИ-10-95 класс точности 0,5 Ктн=10000/100 Зав. № 10970	ЕА05RAL-B4 класс точности 0,5S/1,0 Зав. № 1128033	активная реактивная
ТП "807 км"					
35	Ввод Т1-27,5 кВ точка измерения №64	ТФЗМ-35Б-1У1 класс точности 0,5 Ктт=1000/5 Зав. № 24130; 24123	ЗНОМ-35-65 класс точности 0,5 Ктн=27500/100 Зав. № 1252245; 1251983	ЕА05RAL-B3 класс точности 0,5S/1,0 Зав. № 1128003	активная реактивная
36	Ввод Т3-27,5 кВ точка измерения №65	ТФЗМ-35Б-1У1 класс точности 0,5 Ктт=1000/5 Зав. № 23934; 24134	ЗНОМ-35-65 класс точности 0,5 Ктн=27500/100 Зав. № 1252354; 1252465	ЕА05RAL-B3 класс точности 0,5S/1,0 Зав. № 1128005	активная реактивная
37	ФПЭ 1-10 кВ точка измерения №68	ТЛО-10 класс точности 0,2S Ктт=200/5 Зав. № 110506; 110479	НАМИ-10-95 УХЛ2 класс точности 0,5 Ктн=10000/100 Зав. № 10890	ЕА05RL-B3 класс точности 0,5S/1,0 Зав. № 1128007	активная реактивная
38	ФПЭ-2-10 кВ точка измерения №69	ТЛО-10 класс точности 0,2S Ктт=200/5 Зав. № 110353; 110515	НАМИ-10-95 УХЛ2 класс точности 0,5 Ктн=10000/100 Зав. № 10942	ЕА05RL-B3 класс точности 0,5S/1,0 Зав. № 1128009	активная реактивная

Таблица 2 - Метрологические характеристики ИК (активная энергия)

Метрологические характеристики ИК							
Доверительные границы относительной погрешности результата измерений количества учтённой активной электрической энергии при доверительной вероятности P=0,95:							
Номер точки измерения	диапазон тока	Основная погрешность ИК, ±%			Погрешность ИК в рабочих условиях эксплуатации, ±%		
		cos φ = 1,0	cos φ = 0,87	cos φ = 0,8	cos φ = 1,0	cos φ = 0,87	cos φ = 0,8
1	2	3	4	5	6	7	8
21-25, 48-51 (ТТ 0,2S; ТН 0,2; Сч 0,2S)	$0,01(0,02)I_{N1} \leq I_1 < 0,05I_{N1}$	1,0	1,1	1,1	1,2	1,2	1,3
	$0,05I_{N1} \leq I_1 < 0,2I_{N1}$	0,6	0,7	0,8	0,8	0,9	1,0
	$0,2I_{N1} \leq I_1 < I_{N1}$	0,5	0,6	0,6	0,7	0,8	0,8
	$I_{N1} \leq I_1 \leq 1,2I_{N1}$	0,5	0,6	0,6	0,7	0,8	0,8
8, 9, 14, 15, 26-29, 52, 53, 64, 65 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Сч 0,5S)	$0,05I_{N1} \leq I_1 < 0,2I_{N1}$	1,8	2,5	2,9	2,2	2,8	3,2
	$0,2I_{N1} \leq I_1 < I_{N1}$	1,2	1,5	1,7	1,7	1,9	2,1
	$I_{N1} \leq I_1 \leq 1,2I_{N1}$	1,0	1,2	1,3	1,5	1,7	1,8
30, 31, 35-38 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Сч 0,5S)	$0,01(0,02)I_{N1} \leq I_1 < 0,05I_{N1}$	2,1	2,4	2,7	2,4	2,7	3,0
	$0,05I_{N1} \leq I_1 < 0,2I_{N1}$	1,2	1,5	1,7	1,7	2,0	2,1
	$0,2I_{N1} \leq I_1 < I_{N1}$	1,0	1,2	1,3	1,5	1,7	1,8
	$I_{N1} \leq I_1 \leq 1,2I_{N1}$	1,0	1,2	1,3	1,5	1,7	1,8
54, 55, 68, 69 (ТТ 0,2S; ТН 0,5; Сч 0,5S)	$0,01(0,02)I_{N1} \leq I_1 < 0,05I_{N1}$	1,5	1,6	1,7	1,9	2,0	2,1
	$0,05I_{N1} \leq I_1 < 0,2I_{N1}$	0,9	1,1	1,2	1,5	1,6	1,7
	$0,2I_{N1} \leq I_1 < I_{N1}$	0,9	1,0	1,0	1,5	1,6	1,6
	$I_{N1} \leq I_1 \leq 1,2I_{N1}$	0,9	1,0	1,0	1,5	1,6	1,6

Таблица 3 - Метрологические характеристики ИК (реактивная энергия)

Номер точки измерения	Доверительные границы относительной погрешности результата измерений количества учтённой реактивной энергии в рабочих условиях эксплуатации при доверительной вероятности P=0,95, ± %		
	диапазон тока	cos φ = 0,87 (sin φ = 0,5)	cos φ = 0,8 (sin φ = 0,6)
1	2	3	4
21-25, 48-51 (ТТ 0,2S; ТН 0,2; Сч 0,5)	$0,02I_{н1} \leq I_1 < 0,05I_{н1}$	2,8	2,4
	$0,05I_{н1} \leq I_1 < 0,2I_{н1}$	1,7	1,5
	$0,2I_{н1} \leq I_1 < I_{н1}$	1,3	1,1
	$I_{н1} \leq I_1 \leq 1,2I_{н1}$	1,2	1,1
8, 9, 14, 15, 26-29, 52, 53, 64, 65 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Сч 1,0)	$0,05I_{н1} \leq I_1 < 0,2I_{н1}$	6,0	5,0
	$0,2I_{н1} \leq I_1 < I_{н1}$	3,4	2,9
	$I_{н1} \leq I_1 \leq 1,2I_{н1}$	2,7	2,4
30, 31, 35-38 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Сч 1,0)	$0,02I_{н1} \leq I_1 < 0,05I_{н1}$	6,5	5,5
	$0,05I_{н1} \leq I_1 < 0,2I_{н1}$	4,0	3,4
	$0,2I_{н1} \leq I_1 < I_{н1}$	2,8	2,5
	$I_{н1} \leq I_1 \leq 1,2I_{н1}$	2,7	2,4
54, 55, 68, 69 (ТТ 0,2S; ТН 0,5; Сч 1,0)	$0,02I_{н1} \leq I_1 < 0,05I_{н1}$	4,9	4,3
	$0,05I_{н1} \leq I_1 < 0,2I_{н1}$	3,1	2,8
	$0,2I_{н1} \leq I_1 < I_{н1}$	2,3	2,1
	$I_{н1} \leq I_1 \leq 1,2I_{н1}$	2,2	2,0

Примечания:

- Характеристики погрешности ИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (получасовой);
- В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95;
- Нормальные условия эксплуатации :
 - Параметры сети: диапазон напряжения - $(0,98 \div 1,02)U_{н}$; диапазон силы тока - $(1,0 \div 1,2)I_{н}$; коэффициент мощности $\cos\phi$ ($\sin\phi$) - $0,87(0,5)$; частота - $(50 \pm 0,15)$ Гц;
 - температура окружающего воздуха: ТТ и ТН - от - 40°C до + 50°C; счетчиков - от + 18°C до + 25°C; ИВКЭ - от + 10°C до + 30°C; ИВК - от + 10°C до + 30°C;
 - магнитная индукция внешнего происхождения, не более 0,05 мТл.
- Рабочие условия эксплуатации:

Для ТТ и ТН:

 - параметры сети: диапазон первичного напряжения - $(0,9 \div 1,1)U_{н1}$; диапазон силы первичного тока - $(0,01 \div 1,2)I_{н1}$; коэффициент мощности $\cos\phi$ ($\sin\phi$) - $0,8 \div 1,0(0,6 \div 0,87)$; частота - $(50 \pm 0,4)$ Гц;
 - температура окружающего воздуха - от - 30°C до + 35°C.

Для электросчетчиков:

 - для счётчиков электроэнергии "ЕвроАльфа" от минус 40°C до плюс 70 °С;
 - для счётчиков электроэнергии Альфа А1800 от минус 40°C до плюс 65 °С;
 - параметры сети: диапазон вторичного напряжения - $(0,9 \div 1,1)U_{н2}$; диапазон силы вторичного тока - $(0,01(0,05) \div 1,2)I_{н2}$; коэффициент мощности $\cos\phi$ ($\sin\phi$) - $0,8 \div 1,0(0,5 \div 0,6)$; частота - $(50 \pm 0,4)$ Гц;
 - температура окружающего воздуха - от + 10°C до + 30°C;
 - магнитная индукция внешнего происхождения, не более - 0,5 мТл.
- Трансформаторы тока по ГОСТ 7746, трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983, счетчики электроэнергии по ГОСТ 30206, ГОСТ Р 52323 в режиме измерения активной электроэнергии и ГОСТ 26035 в режиме измерения реактивной электроэнергии;
- Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков электроэнергии на аналогичные (см. п. 5 Примечания) утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 1. Допускается замена УСПД на однотипный утвержденного типа. Замена оформляется актом в установленном на ТП ОАО "РЖД" в границах ОАО "Татэнерго" порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть. Порядок оформления замены измерительных компонентов, а также других изменений, вносимых в АИИС КУЭ в процессе их эксплуатации после утверждения типа в качестве единичного экземпляра, осуществляется согласно Приложению Б МИ 2999-2006.

Параметры надежности применяемых АИИС КУЭ измерительных компонентов:

- счетчик – среднее время наработки на отказ: для счетчиков типа ЕвроАЛЬФА – не менее 50000 часов; для счетчиков типа Альфа А1800 – не менее 120000 часов; среднее время восстановления работоспособности 48 часов;

- УСПД – среднее время наработки на отказ не менее 40000 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:

- 1) параметрирования;
- 2) пропадания напряжения;
- 3) коррекция времени

Защищенность применяемых компонентов:

- наличие механической защиты от несанкционированного доступа и пломбирование:

- 1) счетчика;
- 2) промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
- 3) испытательной коробки;
- 4) УСПД;

- наличие защиты на программном уровне:

- 1) пароль на счетчике;
- 2) пароль на УСПД;
- 3) 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: для счетчиков типа ЕвроАЛЬФА - не менее 5 лет при 25 °С, не менее 2 лет при 60 °С; для счетчиков типа Альфа А1800 – не менее 30 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 учета электроэнергии (АИИС КУЭ) тяговых подстанций ОАО "Российские Железные Дороги" в границах ОАО "Татэнерго" типографским способом.

КОМПЛЕКТНОСТЬ

Комплектность АИИС КУЭ определяется проектной документацией на систему. В комплект поставки входит техническая документация на систему и на комплектующие средства измерений.

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 – Комплектность АИИС КУЭ тяговых подстанций ОАО "Российские Железные Дороги" в границах ОАО "Татэнерго".

Наименование	Кол-во, шт.
Трансформатор тока	75
Трансформатор напряжения	37
Устройство сбора и передачи данных (УСПД)	1
Счётчик электрической энергии	31
Методика поверки	1

ПОВЕРКА

Поверка проводится в соответствии с документом "ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии тяговых подстанций ОАО "Российские железные дороги" в границах ОАО "Татэнерго". Измерительные каналы. Методика поверки" МП-342/447-2006, утвержденная ФГУ "Ростест-Москва" в ноябре 2006 г.

Перечень основных средств поверки:

- Трансформаторы тока – в соответствии с ГОСТ 8.217-20003 «ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки»;
- Трансформаторы напряжения – в соответствии с ГОСТ 8.216-88 «ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки» и/или МИ 2845-2003 «Измерительные трансформаторы напряжения $6/\sqrt{3} \dots 35$ кВ. Методика поверки на месте эксплуатации»;
- Счетчик Альфа А1800 – в соответствии с документом мп-2203-0042-2006 «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800. Методика поверки», утвержденным ГЦИ СИ «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева» 19 мая 2006 г.;
- Счетчик "ЕвроАЛЬФА" - 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;
- УСПД RTU-300 – по документу "Комплексы программно-аппаратных средств для учета электроэнергии на основе УСПД серии RTU-300. Методика поверки", утвержденному ГЦИ СИ ВНИИМС в 2003 г.;
- 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 со счетчиками системы и с ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-01;
- термогигрометр CENTER (мод.314): диапазон измерений температуры от $-20 \dots + 60$ °С, дискретность 0,1 °С; диапазон измерений относительной влажности от 10...100 %, дискретность 0,1 %.

Межповерочный интервал - 4 года.

НОРМАТИВНЫЕ И ТЕХНИЧЕСКИЕ ДОКУМЕНТЫ

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.

ГОСТ 7746 Трансформаторы тока. Общие технические условия

ГОСТ 1983 Трансформаторы напряжения. Общие технические условия.

ГОСТ 26035-83 Счетчики электрической энергии переменного тока электронные. Общие технические условия.

ГОСТ 30206-94. Статические счетчики ватт-часов активной энергии переменного тока (классы точности 0,2S – 0,5S).

ГОСТ Р 52323-2005. Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 22. Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S.

ГОСТ 8.217-2003 ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки

ГОСТ 8.216-88 ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки.

МИ 2999-2006 "Рекомендация. ГСИ. Системы автоматизированные информационно-измерительные коммерческого учета электрической энергии. Рекомендации по составлению описания типа".

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

Техническая документация на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ТП ОАО "РЖД" в границах ОАО "Татэнерго".

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Тип системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) тяговых подстанций ОАО "Российские железные дороги" в границах ОАО "Татэнерго" утвержден с техническими и метрологическими характеристиками, приведенными в настоящем описании типа, метрологически обеспечен при выпуске из производства и в эксплуатации согласно государственным поверочным схемам.

ИЗГОТОВИТЕЛЬ

ОАО "Российские Железные Дороги"

Адрес 107174, г. Москва, Новая Басманная ул., д.2

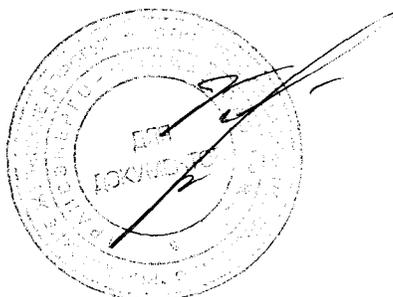
Тел. (495) 262-60-55

Факс (495) 262-60-55

e-mail: info@rzd.ru

<http://www.rzd.ru/>

Главный инженер
"Трансэнерго" - филиал ОАО "РЖД"



В.В. Абрамов