

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

СОГЛАСОВАНО

Руководитель ГЦИ СИ
Зам. генерального директора
ФГУП «Ростест-Москва»
А.С. Евдокимов
2010 г.



Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) тяговых подстанций Московской ЖД филиала ОАО «РЖД» в границах Брянской области	Внесена в Государственный реестр средств измерений Регистрационный номер № 45852-10
---	---

Изготовлена ОАО «Российские Железные Дороги», г. Москва по проектной документации Филиала ОАО «ИЦ ЕЭС»-«Фирма ОРГРЭС», г. Москва. Заводской номер 054.

НАЗНАЧЕНИЕ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) тяговых подстанций Московской ЖД филиала ОАО «РЖД» в границах Брянской области (далее по тексту - АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, для осуществления эффективного автоматизированного коммерческого учета и контроля потребления электроэнергии и мощности потребляемой с ОРЭМ по всем расчетным точкам учета, а также регистрации параметров электропотребления, формирования отчетных документов и передачи информации в ОАО «АТС», филиал ОАО «СО ЕЭС» Смоленское РДУ, ОАО «ФСК-ЕЭС», в рамках согласованного регламента.

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

ОПИСАНИЕ

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

Измерительно-информационные комплексы (ИИК) АИИС КУЭ состоят из двух уровней:

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

2-ой уровень представляет собой информационно-вычислительный комплекс (ИВК), состоящий из двух подуровней: информационно-вычислительного комплекса регионального Центра энергоучета (ИВК РЦЭ), 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 (ИВК ЦСД) 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.

АРМ представляет собой компьютер типа IBM PC настольного исполнения с операционной системой Windows и с установленным прикладным программным обеспечением (ПО) Альфа-Центр реализующим всю необходимую функциональность ИВК.

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).

Принцип действия:

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 РЦЭ, где производится обработка измерительной информации (умножение на коэффициенты трансформации), сбор и хранение результатов измерений. Далее информация поступает на ИВК ЦСД.

В состав ПО АИИС КУЭ входит: Windows (АРМ ИВК), прикладное ПО – Альфа-Центр, реализующее всю необходимую функциональность ИВК, система управления базой данных.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ). В СОЕВ входят средства измерений, обеспечивающие измерение времени, также учитываются временные характеристики (задержки) линий связи, которые используются при синхронизации времени.

Синхронизация времени производится с помощью GPS-приемника, принимающего сигналы глобальной системы позиционирования, входящего в комплект УССВ, подключаемого 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, 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.

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.

Предел допускаемой абсолютной погрешности хода часов АИИС КУЭ ± 5 с/сут.

МЕТРОЛОГИЧЕСКИЕ И 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 № 41907-09) и Комплекса измерительно-вычислительного для учета электрической энергии Альфа-Центр (Госреестр № 20481-00).

Таблица 1 – Состав измерительных каналов

№ ИИК п/п	Наименование объекта	Состав измерительного канала			Вид электро-энергии
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счётчик электрической энергии	
1	2	3	4	5	6
1	ПС ТП Брянск Восточный ДПР-1-35 кВ	ТВ-35 II ХЛ2 кл. т 0,5 Ктт = 200/5 Зав. № 2029, 3164(А); 2086, 3164(С) Госреестр № 19720-00	ЗНОМ-35 кл. т 0,5 Ктн = 27500/100 Зав. № 877252; 855412 Госреестр № 912-07	EA05RAL-P3B-4 кл. т 0,5S/1,0 Зав. № 1052766 Госреестр № 16666-97	активная реактивная
2	ПС ТП Брянск Восточный ДПР-2-35 кВ	ТВ-35 II ХЛ2 кл. т 0,5 Ктт = 200/5 Зав. № 2342, 3148(А); 2122, 3148(С) Госреестр № 19720-00	ЗНОМ-35 кл. т 0,5 Ктн = 27500/100 Зав. № 877252; 855412 Госреестр № 912-07	EA05RAL-BN-4 кл. т 0,5S/1,0 Зав. № 1121802 Госреестр № 16666-97	активная реактивная
3	ПС ТП Брянск Восточный ПТ-1-110 кВ	ТБМО-110УХЛ1 кл. т 0,2S Ктт = 150/1 Зав. № 4699; 4663; 4659 Госреестр № 23256-05	НАМИ-110 УХЛ1 кл. т 0,2 Ктн = 110000/100 Зав. № 2148; 2131; 2118 Госреестр № 24218-03	A1802RALXQ-P4GB-DW-4 кл. т 0,2S/0,5 Зав. № 1182102 Госреестр № 31857-06	активная реактивная
4	ПС ТП Брянск Восточный ПТ-2-110 кВ	ТБМО-110УХЛ1 кл. т 0,2S Ктт = 150/1 Зав. № 4664; 4658; 4673 Госреестр № 23256-05	НАМИ-110 УХЛ1 кл. т 0,2 Ктн = 110000/100 Зав. № 1723; 1725; 2105 Госреестр № 24218-03	A1802RALXQ-P4GB-DW-4 кл. т 0,2S/0,5 Зав. № 1186597 Госреестр № 31857-06	активная реактивная
5	ПС ТП Брянск Восточный Фидер 603-10 кВ	ТБК-10-УХЛ3 кл. т 0,5 Ктт = 150/5 Зав. № 05504; 11525 Госреестр № 8913-82	НАМИ-10 кл. т 0,5 Ктн = 6000/100 Зав. № 1352; 1352; 1352 Госреестр № 11094-87	EA05RL-P1B-3 кл. т 0,5S/1,0 Зав. № 1138630 Госреестр № 16666-97	активная реактивная
6	ПС ТП Брянск Восточный Фидер 604-10 кВ	ТБК-10 кл. т 0,5 Ктт = 150/5 Зав. № 11488; 11464 Госреестр № 8913-82	НАМИ-10 кл. т 0,5 Ктн = 6000/100 Зав. № 1352; 1352; 1352 Госреестр № 11094-87	EA05RL-P1B-3 кл. т 0,5S/1,0 Зав. № 1130557 Госреестр № 16666-97	активная реактивная
7	ПС ТП Брянск Восточный Фидер 605-10 кВ	ТЛМ-10 кл. т 0,5 Ктт = 300/5 Зав. № 2721; 2729 Госреестр № 2473-05	НАМИ-10 кл. т 0,5 Ктн = 6000/100 Зав. № 1352; 1352; 1352 Госреестр № 11094-87	EA05RL-P1B-3 кл. т 0,5S/1,0 Зав. № 1102279 Госреестр № 16666-97	активная реактивная
8	ПС ТП Брянск Восточный Фидер 607-10 кВ	ТБК-10 кл. т 0,5 Ктт = 100/5 Зав. № 00847; 00861 Госреестр № 8913-82	НАМИ-10 кл. т 0,5 Ктн = 6000/100 Зав. № 1352; 1352; 1352 Госреестр № 11094-87	EA05RL-P1B-3 кл. т 0,5S/1,0 Зав. № 1101919 Госреестр № 16666-97	активная реактивная
9	ПС ТП Брянск Восточный Фидер 608-10 кВ	ТОЛ-СЭЩ-10 кл. т 0,5S Ктт = 150/5 Зав. № 22571; 22572 Госреестр № 32129-06	НАМИ-10 кл. т 0,5 Ктн = 6000/100 Зав. № 1352; 1352; 1352 Госреестр № 11094-87	EA05RALX-P2B-3 кл. т 0,5S/1,0 Зав. № 1163396 Госреестр № 16666-97	активная реактивная

Продолжение таблицы 1 - Состав измерительных каналов

1	2	3	4	5	6
10	ПС ТП Брянск Восточный Фокинск. ЛЭП 1-35 кВ	ТФНД-35М кл. т 0,5 Ктт = 600/5 Зав. № 2462; 18536 Госреестр № 3689-73	НАМИ-35 кл. т 0,5 Ктн = 35000/100 Зав. № 315; 315; 315 Госреестр № 19813-09	ЕА05RL-P1B-3 кл. т 0,5S/1,0 Зав. № 1138701 Госреестр № 16666-97	активная реактивная
11	ПС ТП Брянск Восточный Фокинск. ЛЭП 2-35 кВ	ТФН-35М кл. т 0,5 Ктт = 600/5 Зав. № 2362; 18531 Госреестр № 3689-73	НАМИ-35 кл. т 0,5 Ктн = 35000/100 Зав. № 327; 327; 327 Госреестр № 19813-09	ЕА05RL-P1B-3 кл. т 0,5S/1,0 Зав. № 1138585 Госреестр № 16666-97	активная реактивная
12	ПС ТП Жуковка ПТ-110 кВ	ТФЗМ-110Б-1У1 кл. т 0,5 Ктт = 300/5 Зав. № 18706; 11740; 18689 Госреестр № 2793-88	НКФ-110-57У1 кл. т 0,5 Ктн = 110000/100 Зав. № 21314; 20760; 21302 Госреестр № 14205-05	ЕА05RAL-BN-4 кл. т 0,5S/1,0 Зав. № 1121791 Госреестр № 16666-97	активная реактивная
13	ПС ТП Жуковка Фидер ПЭ Рославль (10 кВ)	ТПЛМ-10 кл. т 0,5 Ктт = 50/5 Зав. № 27830; 27813 Госреестр № 2363-68	НАМИ-10-95 УХЛ2 кл. т 0,5 Ктн = 10000/100 Зав. № 1259; 1259; 1259 Госреестр № 20186-05	ЕА05RL-P1B-3 кл. т 0,5S/1,0 Зав. № 1102043 Госреестр № 16666-97	активная реактивная
14	ПС ТП Жуковка Фидер РТЗАРП (0,4 кВ)	Т-0,66У3 кл. т 0,5S Ктт = 75/5 Зав. № 204083; 107750; 204088 Госреестр № 17551-03		ЕА05RAL-BN-4 кл. т 0,5S/1,0 Зав. № 1121854 Госреестр № 16666-97	активная реактивная
15	ПС ТП Жуковка Фидер ТСН резерв (0,4кВ)	Т-0,66У3 кл. т 0,5 Ктт = 200/5 Зав. № 011684; 011663; 011665 Госреестр № 17551-03		ЕА05RL-P1B-4 кл. т 0,5S/1,0 Зав. № 1052959 Госреестр № 16666-97	активная реактивная
16	ПС ТП Навля ПТ-1-110 кВ	ТФНД-110М кл. т 0,5 Ктт = 600/5 Зав. № 6632; 6665 Госреестр № 2793-71	НКФ-110-83 кл. т 0,5 Ктн = 110000/100 Зав. № 31193; 31201; 31209 Госреестр № 26452-04	ЕА05RAL-P3B-4 кл. т 0,5S/1,0 Зав. № 1052744 Госреестр № 16666-97	активная реактивная
17	ПС ТП Навля ПТ-2-110 кВ	ТФНД-110М кл. т 0,5 Ктт = 600/5 Зав. № 11009; 13795 Госреестр № 2793-71	НКФ-110-57 кл. т 0,5 Ктн = 110000/100 Зав. № 890572; 863531; 902224 Госреестр № 14205-05	ЕА05RAL-P3B-4 кл. т 0,5S/1,0 Зав. № 1052706 Госреестр № 16666-97	активная реактивная
18	ПС ТП Навля Фидер 2-35 кВ	ТФНД-35М кл. т 0,5 Ктт = 300/5 Зав. № 4947; 4916; 4384 Госреестр № 3689-73	ЗНОМ-35, ЗНОМ-35-65 кл. т 0,5 Ктн = 35000/100 Зав. № 880959; 881013; 913803; 1405415; 1350682; 881122 Госреестр № 912-07	ЕА05RL-P1B-3 кл. т 0,5S/1,0 Зав. № 1050584 Госреестр № 16666-97	активная реактивная
19	ПС ТП Навля Фидер 4-35 кВ	ТФНД-35М кл. т 0,5 Ктт = 300/5 Зав. № 992; 991 Госреестр № 3689-73	ЗНОМ-35, ЗНОМ-35-65 кл. т 0,5 Ктн = 35000/100 Зав. № 880959; 1405415; 881122 Госреестр № 912-07	ЕА05RL-P1B-3 кл. т 0,5S/1,0 Зав. № 1053427 Госреестр № 16666-97	активная реактивная

Продолжение таблицы 1 - Состав измерительных каналов

1	2	3	4	5	6
20	ПС ТП Навля Фидер ЭЧК (0,4 кВ)	T-0,66УЗ кл. т 0,5S Ктт = 400/5 Зав. № 778731; 778620; 10055 Госреестр № 17551-03		ЕАО5RAL-РЗВ-4 кл. т 0,5S/1,0 Зав. № 1052753 Госреестр № 16666-97	активная реактивная
21	ПС ТП Холмечи ПТ-1-110 кВ	ТБМО-110УХЛ1 кл. т 0,2S Ктт = 100/1 Зав. № 4839; 4849; 4889 Госреестр № 23256-05	НАМИ-110 УХЛ1 кл. т 0,2 Ктн = 110000/100 Зав. № 3828; 3825; 3963 Госреестр № 24218-03	ЕАО5RAL-РЗВ-4 кл. т 0,5S/1,0 Зав. № 1052748 Госреестр № 16666-97	активная реактивная
22	ПС ТП Холмечи ПТ-2-110 кВ	ТБМО-110УХЛ1 кл. т 0,2S Ктт = 100/1 Зав. № 4814; 4888; 4855 Госреестр № 23256-05	НАМИ-110 УХЛ1 кл. т 0,2 Ктн = 110000/100 Зав. № 3819; 3834; 3831 Госреестр № 24218-03	ЕАО5RAL-РЗВ-4 кл. т 0,5S/1,0 Зав. № 1052736 Госреестр № 16666-97	активная реактивная
23	ПС ТП Холмечи Фидер 1-10 кВ	ТПЛМ-10 кл. т 0,5 Ктт = 50/5 Зав. № 25270; 27824 Госреестр № 2363-68	НАМИ-10-95 УХЛ2 кл. т 0,5 Ктн = 10000/100 Зав. № 1825; 1825; 1825 Госреестр № 20186-05	ЕАО5RL-Р1В-3 кл. т 0,5S/1,0 Зав. № 1053470 Госреестр № 16666-97	активная реактивная
24	ПС ТП Холмечи Фидер 2-10 кВ	ТВЛМ-10 кл. т 0,5 Ктт = 75/5 Зав. № 1884; 26063 Госреестр № 1856-70	НАМИ-10-95 УХЛ2 кл. т 0,5 Ктн = 10000/100 Зав. № 1825; 1825; 1825 Госреестр № 20186-05	ЕАО5RL-Р1В-3 кл. т 0,5S/1,0 Зав. № 1053471 Госреестр № 16666-97	активная реактивная
25	ПС ТП Холмечи Фидер Дома (0,4 кВ)	T-0,66 кл. т 0,5S Ктт = 100/5 Зав. № 204126; 204181; 179389 Госреестр № 36382-07		ЕАО5RL-Р1В-4 кл. т 0,5S/1,0 Зав. № 1053535 Госреестр № 16666-97	активная реактивная

Таблица 2 – Метрологические характеристики ИИК (активная энергия)

Границы допускаемой относительной погрешности измерения активной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ					
Номер ИИК	cosφ	$\delta_{1(2)}\%$ $I_{1(2)} \leq I_{ном} < I_{5\%}$	$\delta_5\%$ $I_5 \leq I_{ном} < I_{20\%}$	$\delta_{20}\%$ $I_{20\%} \leq I_{ном} < I_{100\%}$	$\delta_{100}\%$ $I_{100\%} \leq I_{ном} < I_{120\%}$
1 - 2, 5 - 8, 10 - 13, 16 - 19, 23 - 24 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Сч 0,5)	1,0	-	±2,2	±1,7	±1,6
	0,9	-	±2,7	±1,9	±1,7
	0,8	-	±3,2	±2,1	±1,9
	0,7	-	±3,8	±2,4	±2,1
	0,5	-	±5,7	±3,3	±2,7
3 - 4 (ТТ 0,2S; ТН 0,2; Сч 0,2S)	1,0	±1,2	±0,8	±0,8	±0,8
	0,9	±1,2	±0,9	±0,8	±0,8
	0,8	±1,3	±1,0	±0,9	±0,9
	0,7	±1,5	±1,1	±0,9	±0,9
	0,5	±2,0	±1,4	±1,2	±1,2
9 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Сч 0,5)	1,0	±2,4	±1,7	±1,6	±1,6
	0,9	±2,6	±1,9	±1,7	±1,7
	0,8	±3,0	±2,2	±1,9	±1,9
	0,7	±3,5	±2,5	±2,1	±2,1
	0,5	±5,1	±3,4	±2,7	±2,7

Продолжение таблицы 2 – Метрологические характеристики ИИК (активная энергия)

14, 20, 25 (ТТ 0,5S; Сч 0,5S)	1,0	±1,8	±1,1	±0,9	±0,9
	0,9	±2,1	±1,3	±1,0	±1,0
	0,8	±2,5	±1,6	±1,2	±1,2
	0,7	±3,1	±1,9	±1,4	±1,4
	0,5	±4,7	±2,8	±1,9	±1,9
15 (ТТ 0,5; Сч 0,5)	1,0	-	±2,2	±1,6	±1,5
	0,9	-	±2,6	±1,8	±1,6
	0,8	-	±3,1	±2,0	±1,7
	0,7	-	±3,7	±2,3	±1,9
	0,5	-	±5,6	±3,1	±2,4
21 - 22 (ТТ 0,2S; ТН 0,2; Сч 0,5)	1,0	±1,9	±1,5	±1,4	±1,4
	0,9	±1,9	±1,6	±1,5	±1,5
	0,8	±2,0	±1,7	±1,5	±1,5
	0,7	±2,1	±1,8	±1,6	±1,6
	0,5	±2,5	±2,1	±1,8	±1,8

Таблица 3 – Метрологические характеристики ИИК (реактивная энергия)

Границы допускаемой относительной погрешности измерения реактивной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ					
Номер ИИК	cosφ	$\delta_{1(2)}\%$ $I_{1(2)} \leq I_{ном} < 1,5\%$	$\delta_5\%$ $1,5\% \leq I_{ном} < 1,20\%$	$\delta_{20}\%$ $I_{20}\% \leq I_{ном} < 1,100\%$	$\delta_{100}\%$ $I_{100}\% \leq I_{ном} < 1,120\%$
1 - 2, 5 - 8, 10 - 13, 16 - 19, 23 - 24 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Сч 1,0)	0,9	-	±7,6	±4,2	±3,2
	0,8	-	±5,0	±2,9	±2,4
	0,7	-	±4,2	±2,6	±2,2
	0,5	-	±3,3	±2,2	±2,0
3 - 4 (ТТ 0,2S; ТН 0,2; Сч 0,5)	0,9	±3,6	±2,1	±1,5	±1,4
	0,8	±2,6	±1,6	±1,1	±1,1
	0,7	±2,3	±1,4	±1,1	±1,0
	0,5	±1,9	±1,3	±1,0	±1,0
9 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Сч 1,0)	0,9	±8,3	±4,9	±3,4	±3,2
	0,8	±5,7	±3,5	±2,5	±2,4
	0,7	±4,9	±3,1	±2,2	±2,2
	0,5	±4,0	±2,6	±2,0	±2,0
14, 20, 25 (ТТ 0,5S; Сч 1,0)	0,9	±8,2	±4,6	±3,0	±2,8
	0,8	±5,6	±3,3	±2,3	±2,2
	0,7	±4,8	±3,0	±2,1	±2,0
	0,5	±4,0	±2,5	±1,9	±1,8
15 (ТТ 0,5; Сч 1,0)	0,9	-	±7,5	±3,9	±2,8
	0,8	-	±4,9	±2,7	±2,2
	0,7	-	±4,2	±2,4	±2,0
	0,5	-	±3,2	±2,1	±1,8
21 - 22 (ТТ 0,2S; ТН 0,2; Сч 1,0)	0,9	±6,0	±3,4	±2,2	±2,0
	0,8	±4,5	±2,7	±1,9	±1,8
	0,7	±4,0	±2,6	±1,8	±1,8
	0,5	±3,5	±2,3	±1,7	±1,7

Примечания:

1. Характеристики относительной погрешности ИИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (30 мин.).
2. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.
3. Нормальные условия эксплуатации компонентов АИИС КУЭ :
 - напряжение питающей сети: напряжение $(0,98...1,02) \cdot U_{ном}$, ток $(1 \div 1,2) \cdot I_{ном}$, $\cos\varphi=0,9$ инд;

- температура окружающей среды (20 ± 5) °C.
4. Рабочие условия эксплуатации компонентов АИИС КУЭ:
- напряжение питающей сети (0,9...1,1)·Uном, сила тока (0,01...1,2)·Iном;
 - температура окружающей среды:
 - счетчики электроэнергии «ЕвроАльфа» от минус 40 °C до плюс 70 °C;
 - счетчики электроэнергии «Альфа А1800» от минус 40 °C до плюс 55 °C
 - УСПД от плюс 5 до плюс 35 °C;
 - трансформаторы тока по ГОСТ 7746;
 - трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983.

5. Трансформаторы тока по ГОСТ 7746, трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983, счетчики электроэнергии по ГОСТ Р 52323 в режиме измерения активной электроэнергии по ГОСТ 26035 и ГОСТ Р 52425 в режиме измерения реактивной электроэнергии;

6. Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков электроэнергии на аналогичные (см. п. 6 Примечания) утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 1. Допускается замена компонентов системы на однотипные утвержденного типа. Замена оформляется актом в установленном на объекте порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ измерительных компонентов:

- счетчик электроэнергии "ЕвроАЛЬФА" – среднее время наработки на отказ не менее 80000 часов;
 - счетчик электроэнергии "Альфа А1800" – среднее время наработки на отказ не менее 120000 часов;
 - УСПД – среднее время наработки на отказ не менее 35000 часов;
- Среднее время восстановления, при выходе из строя оборудования:

- для счетчика $T_v \leq 2$ часа;
- для сервера $T_v \leq 1$ час;
- для УСПД $T_v \leq 1$ час;
- для компьютера АРМ $T_v \leq 1$ час;
- для модема $T_v \leq 1$ час.

Защита технических и программных средств АИИС КУЭ от несанкционированного доступа:

- клеммники вторичных цепей измерительных трансформаторов имеют устройства для пломбирования;
- панели подключения к электрическим интерфейсам счетчиков защищены механическими пломбами;
- наличие защиты на программном уровне – возможность установки многоуровневых паролей на счетчиках, УСПД, сервере, АРМ;
- организация доступа к информации ИВК посредством паролей обеспечивает идентификацию пользователей и эксплуатационного персонала;
- защита результатов измерений при передаче.

Наличие фиксации в журнале событий счетчика следующих событий

- фактов параметрирования счетчика;
- фактов пропадания напряжения;
- фактов коррекции времени.

Возможность коррекции времени в:

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

Глубина хранения информации:

- счетчики электроэнергии "ЕвроАЛЬФА" – до 5 лет при температуре 25 °С;
- счетчики электроэнергии "Альфа А1800" – до 30 лет при отсутствии питания;
- ИВК – хранение результатов измерений и информации о состоянии средств измерений – за весь срок эксплуатации системы.

МЕСТО И СПОСОБ НАНЕСЕНИЯ ЗНАКА УТВЕРЖДЕНИЯ ТИПА

Знак утверждения типа наносится на титульные листы эксплуатационной документации АИИС КУЭ типографским способом.

КОМПЛЕКТНОСТЬ ПОСТАВКИ

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

ПОВЕРКА

Поверка проводится в соответствии с документом «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) тяговых подстанций Московской ЖД филиала ОАО «РЖД» в границах Брянской области. Методика поверки». МП-890/446-2010 утвержденным ГЦИ СИ ФГУ «Ростест-Москва» в ноябре 2010 г.

Средства поверки – по НД на измерительные компоненты:

- ТТ – по ГОСТ 8.217-2003;
- ТН – по МИ 2845-2003, МИ 2925-2005 и/или по ГОСТ 8.216-88;
- Счетчик "ЕвроАЛЬФА" – в соответствии с документом «ГСИ. Счетчики электрической энергии многофункциональные ЕвроАльфа. Методика поверки».
- Счётчик «Альфа А1800» - по методике поверки МП-2203-0042-2006 утверждённой ГЦИ СИ «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева» в мае 2006 г.;
- УСПД RTU-327 – в соответствии с документом ДЯИМ.466215.007 МП утвержденным ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2009 г.
- Радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS). (Госреестр № 27008-04);
- Переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы со счетчиками системы, ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-01;
- Термометр по ГОСТ 28498, диапазон измерений – 40...+60°С, цена деления 1°С.

Межповерочный интервал – 4 года.

СВЕДЕНИЯ О МЕТОДИКАХ (МЕТОДАХ) ИЗМЕРЕНИЙ

Измерения производятся в соответствии с документом: «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Тяговых подстанций Московской ЖД филиала ОАО «РЖД» в границах Брянской области».

НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ

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 Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 22. Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S.
7. ГОСТ 26035-83 Счетчики электрической энергии переменного тока электронные. Общие технические условия.
8. ГОСТ Р 52425-2005 Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Статические счетчики реактивной энергии.
9. МИ 2999-2006 «Рекомендация. ГЦИ. Системы автоматизированные информационно-измерительные коммерческого учета электрической энергии. Рекомендации по составлению описания типа».

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