

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

	СОГЛАСОВАНО Зам. генерального директора ФГУП «Ростест-Москва» <i>А.С. Евдокимов</i> « <u>19</u> » <u>сентября</u> 2010 г.
	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) тяговых подстанций Октябрьской ЖД филиала ОАО «РЖД» в границах г. Москва Внесена в Государственный реестр средств измерений Регистрационный номер № <u>45310-10</u>

Изготовлена ОАО «Российские Железные Дороги», г. Москва по проектной документации Филиала ОАО «ИЦ ЕЭС»-«Фирма ОРГРЭС, г. Москва. Заводской номер 008.

НАЗНАЧЕНИЕ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) тяговых подстанций Октябрьской ЖД филиала ОАО «РЖД» в границах г. Москва (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» Московское 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 № 19495-03) 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 Останкино Фидер ВВ-1-10кВ	ТЛО-10 кл. т 0,2S Ктт = 1000/5 Зав. № 2565; 2570; 2575 Госреестр № 25433-03	НАМИТ-10-2 кл. т 0,5 Ктн = 10000/100 Зав. № 1009; 1009; 1009 Госреестр № 16687-07	ЕА05RAL-B-4 кл. т 0,5S/1,0 Зав. № 1136388 Госреестр № 16666-97	активная реактивная
2	ПС ТП Останкино Фидер ПВА-3	ТЛК-10 кл. т 0,5 Ктт = 800/5 Зав. № 11371; 08932; 06320 Госреестр № 9143-01	НАМИТ-10-2 кл. т 0,5 Ктн = 10000/100 Зав. № 1009; 1009; 1009 Госреестр № 16687-07	ЕА05L-B-3 кл. т 0,5S/1,0 Зав. № 1040404 Госреестр № 16666-97	активная реактивная
3	ПС ТП Останкино Фидер ПП	ТЛК-10 кл. т 0,5 Ктт = 75/5 Зав. № 14843; 14849; 14765 Госреестр № 9143-01	НАМИТ-10-2 кл. т 0,5 Ктн = 10000/100 Зав. № 1006; 1006; 1006 Госреестр № 16687-07	ЕА05RL-B-4 кл. т 0,5S/1,0 Зав. № 1115151(1) Госреестр № 16666-97	активная реактивная
4	ПС ТП Останкино Фидер ЭЦ-1	ТЛК-10 кл. т 0,5 Ктт = 75/5 Зав. № 14764; 14767; 14844 Госреестр № 9143-01	НАМИТ-10-2 кл. т 0,5 Ктн = 10000/100 Зав. № 1009; 1009; 1009 Госреестр № 16687-07	ЕА05RL-B-4 кл. т 0,5S/1,0 Зав. № 1115152 Госреестр № 16666-97	активная реактивная
5	ПС ТП Останкино Фидер ПВА-1	ТЛК-10 кл. т 0,5 Ктт = 800/5 Зав. № 06314; 06319; 06320 Госреестр № 9143-01	НАМИТ-10-2 кл. т 0,5 Ктн = 10000/100 Зав. № 1009; 1009; 1009 Госреестр № 16687-07	ЕА05RL-B-4 кл. т 0,5S/1,0 Зав. № 1115149 Госреестр № 16666-97	активная реактивная
6	ПС ТП Останкино Фидер ВВ-2-10кВ	ТЛО-10 кл. т 0,2S Ктт = 1000/5 Зав. № 2568; 2572; 2781 Госреестр № 25433-03	НАМИТ-10-2 кл. т 0,5 Ктн = 10000/100 Зав. № 1006; 1006; 1006 Госреестр № 16687-07	ЕА05RAL-B-4 кл. т 0,5S/1,0 Зав. № 1136433 Госреестр № 16666-97	активная реактивная
7	ПС ТП Останкино Фидер ПЭ	ТЛК-10 кл. т 0,5 Ктт = 100/5 Зав. № 09080; 09046; 09072 Госреестр № 9143-01	НАМИТ-10-2 кл. т 0,5 Ктн = 10000/100 Зав. № 1006; 1006; 1006 Госреестр № 16687-07	ЕА05RL-B-4 кл. т 0,5S/1,0 Зав. № 1115150 Госреестр № 16666-97	активная реактивная
8	ПС ТП Останкино Фидер ЭЦ-2	ТЛК-10 кл. т 0,5 Ктт = 75/5 Зав. № 14348; 14768; 14766 Госреестр № 9143-01	НАМИТ-10-2 кл. т 0,5 Ктн = 10000/100 Зав. № 1006; 1006; 1006 Госреестр № 16687-07	ЕА05RAL-B-4 кл. т 0,5S/1,0 Зав. № 1115154 Госреестр № 16666-97	активная реактивная

Продолжение таблицы 1 - Состав измерительных каналов

1	2	3	4	5	6
9	ПС ТП Останкино Фидер ПВА-2	ТЛК-10 кл. т 0,5 Ктт = 800/5 Зав. № 06315; 05829; 06322 Госреестр № 9143-01	НАМИТ-10-2 кл. т 0,5 Ктн = 10000/100 Зав. № 1006; 1006; 1006 Госреестр № 16687-07	EA05RAL-B-4 кл. т 0,5S/1,0 Зав. № 1115153 Госреестр № 16666-97	активная реактивная
10	ПС ТП Останкино Фидер СЦБ-1	ТОП-0,66 кл. т 0,5 Ктт = 200/5 Зав. № 33806; 44406; 18787 Госреестр № 15174-01		EA05RL-B-4 кл. т 0,5S/1,0 Зав. № 1124047 Госреестр № 16666-97	активная реактивная
11	ПС ТП Останкино Фидер СЦБ-2	ТОП-0,66 кл. т 0,5 Ктт = 200/5 Зав. № 44622; 44447; 44624 Госреестр № 15174-01		EA05RL-B-4 кл. т 0,5S/1,0 Зав. № 1124048 Госреестр № 16666-97	активная реактивная
12	ПС ТП Останкино Фидер ТСН-1	ТШП 0,66 кл. т 0,5 Ктт = 800/5 Зав. № 49248; 48955; 48954 Госреестр № 15173-01		EA05RL-B-4 кл. т 0,5S/1,0 Зав. № 1124045 Госреестр № 16666-97	активная реактивная
13	ПС ТП Останкино Фидер ТСН-2	ТШП 0,66 кл. т 0,5 Ктт = 100/5 Зав. № 49241; 48993; 48984 Госреестр № 15173-01		EA05RL-B-4 кл. т 0,5S/1,0 Зав. № 1124046 Госреестр № 16666-97	активная реактивная
14	ПС ТП Ховрино ТСН-1	Т-0,66 кл. т 0,5 Ктт = 600/5 Зав. № 190106; 190140; 190176 Госреестр № 24541-03		EA05LB4 кл. т 0,5S/1,0 Зав. № 1052292 Госреестр № 16666-97	активная реактивная
15	ПС ТП Ховрино ф. СЦБ	Т-0,66 кл. т 0,5 Ктт = 300/5 Зав. № 163461; 175190; 190962 Госреестр № 24541-03		EA05RALB4 кл. т 0,5S/1,0 Зав. № 1130322 Госреестр № 16666-97	активная реактивная
16	ПС ТП Ховрино ф.Гараж	Т-0,66 кл. т 0,5 Ктт = 20/5 Зав. № 08133; 08133 Госреестр № 24541-03		A2R4OLC25T кл. т 0,5S/1,0 Зав. № 1029800 Госреестр № 22318-01	активная реактивная
17	ПС ТП Ховрино ф. Отопление	Т-0,66 кл. т 0,5 Ктт = 300/5 Зав. № 34288; 33057; 33878 Госреестр № 24541-03		EA05RALB4 кл. т 0,5S/1,0 Зав. № 1130335 Госреестр № 16666-97	активная реактивная
18	ПС ТП Ховрино ТСН-2	Т-0,66 кл. т 0,5 Ктт = 600/5 Зав. № 190198; 190184; 190102 Госреестр № 24541-03		EA05LB4 кл. т 0,5S/1,0 Зав. № 1052299 Госреестр № 16666-97	активная реактивная

Продолжение таблицы 1 - Состав измерительных каналов

1	2	3	4	5	6
19	ПС ТП Ховрино ПВА-1	ТПОФ-10 кл. т 0,5 Ктт = 800/5 Зав. № 669; 2241 Госреестр № 518-50	НАМИ-10 кл. т 0,5 Ктн = 10000/100 Зав. № 1192; 1192; 1192 Госреестр № 11094-87	EA05LB3 кл. т 0,5S/1,0 Зав. № 1040606 Госреестр № 16666-97	активная реактивная
20	ПС ТП Ховрино ф.5 ТП-5	ТПЛ-10 кл. т 0,5 Ктт = 150/5 Зав. № 7890; 8207 Госреестр № 1276-59	НАМИ-10 кл. т 0,5 Ктн = 10000/100 Зав. № 1192; 1192; 1192 Госреестр № 11094-87	EA05LB3 кл. т 0,5S/1,0 Зав. № 1040396 Госреестр № 16666-97	активная реактивная
21	ПС ТП Ховрино Ввод Гамма+Дельта	ТЛО-10 кл. т 0,2S Ктт = 1000/5 Зав. № 8241; 8243; 8246 Госреестр № 25433-03	НАМИ-10 кл. т 0,5 Ктн = 10000/100 Зав. № 1192; 1192; 1192 Госреестр № 11094-87	EA05RALB4 кл. т 0,5S/1,0 Зав. № 1130286 Госреестр № 16666-97	активная реактивная
22	ПС ТП Ховрино ПВА-2	ТПОФ-10 кл. т 0,5 Ктт = 800/5 Зав. № 2234; 4282 Госреестр № 518-50	НАМИ-10 кл. т 0,5 Ктн = 10000/100 Зав. № 1186; 1186; 1186 Госреестр № 11094-87	EA05LB3 кл. т 0,5S/1,0 Зав. № 1025826 Госреестр № 16666-97	активная реактивная
23	ПС ТП Ховрино ф.4 ТП	ТПЛМ-10 кл. т 0,5 Ктт = 150/5 Зав. № 35276; 35020 Госреестр № 2363-68	НАМИ-10 кл. т 0,5 Ктн = 10000/100 Зав. № 1186; 1186; 1186 Госреестр № 11094-87	EA05LB3 кл. т 0,5S/1,0 Зав. № 1040580 Госреестр № 16666-97	активная реактивная
24	ПС ТП Ховрино ф.6 ТП-5	ТПЛ-10 кл. т 0,5 Ктт = 150/5 Зав. № 8088; 7016 Госреестр № 1276-59	НАМИ-10 кл. т 0,5 Ктн = 10000/100 Зав. № 1186; 1186; 1186 Госреестр № 11094-87	EA05LB3 кл. т 0,5S/1,0 Зав. № 1040438 Госреестр № 16666-97	активная реактивная
25	ПС ТП Ховрино Ввод Альфа	ТЛО-10 кл. т 0,2S Ктт = 1000/5 Зав. № 8245; 8242; 8238 Госреестр № 25433-03	НАМИ-10 кл. т 0,5 Ктн = 10000/100 Зав. № 1186; 1186; 1186 Госреестр № 11094-87	EA05RALB4 кл. т 0,5S/1,0 Зав. № 1130333 Госреестр № 16666-97	активная реактивная
26	ПС ТП Ховрино Ввод Бета	ТЛО-10 кл. т 0,2S Ктт = 1000/5 Зав. № 8240; 8244; 8247 Госреестр № 25433-03	НАМИ-10 кл. т 0,5 Ктн = 10000/100 Зав. № 1186; 1186; 1186 Госреестр № 11094-87	EA05RALB4 кл. т 0,5S/1,0 Зав. № 1130319 Госреестр № 16666-97	активная реактивная
27*	ПС ТП Ховрино ф. Депо	ТЛО-10 кл. т 0,2S Ктт = 1000/5 Зав. № 8240; 8244; 8247 Госреестр № 25433-03	НАМИ-10 кл. т 0,5 Ктн = 10000/100 Зав. № 1192 Госреестр № 11094-87	A2R3OLC25T кл. т 0,5S/1,0 Зав. № 1029646 Госреестр № 22318-01	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	$\delta_{1(2)\%}$	$\delta_{5\%}$	$\delta_{20\%}$	$\delta_{100\%}$
		$I_{1(2)} \leq I_{изм} < I_{5\%}$	$I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} < I_{120\%}$
1, 6, 21, 25 - 26 (ТТ 0,2S; ТН 0,5; Сч 0,5S)	1,0	±2,0	±1,5	±1,5	±1,5
	0,9	±2,0	±1,7	±1,6	±1,6
	0,8	±2,1	±1,8	±1,7	±1,7
	0,7	±2,3	±2,0	±1,8	±1,8
	0,5	±2,7	±2,4	±2,1	±2,1
2 - 5, 7 - 9, 19 - 20, 22 - 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
10 - 18 (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

Таблица 3 – Метрологические характеристики ИИК (реактивная энергия)

Границы допускаемой относительной погрешности измерения реактивной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ					
Номер ИИК	cosφ	$\delta_{1(2)\%}$	$\delta_{5\%}$	$\delta_{20\%}$	$\delta_{100\%}$
		$I_{1(2)} \leq I_{изм} < I_{5\%}$	$I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} < I_{120\%}$
1, 6, 21, 25 - 26 (ТТ 0,2S; ТН 0,5; Сч 1,0)	0,9	±6,2	±3,7	±2,6	±2,4
	0,8	±4,6	±2,9	±2,1	±2,0
	0,7	±4,1	±2,7	±2,0	±1,9
	0,5	±3,6	±2,4	±1,8	±1,8
2 - 5, 7 - 9, 19 - 20, 22 - 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
10 - 18 (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

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 $(1 \div 1,2) \cdot I_{ном}$, $\cos\phi=0,9$ инд;
 - температура окружающей среды $(20 \pm 5) \text{ } ^\circ\text{C}$.
4. Рабочие условия эксплуатации компонентов АИИС КУЭ:
 - напряжение питающей сети $(0,9...1,1) \cdot U_{ном}$, сила тока $(0,01...1,2) \cdot I_{ном}$;
 - температура окружающей среды:
 - счетчики электроэнергии «ЕвроАльфа» от минус 40 °С до плюс 70 °С;
 - счетчики электроэнергии «А2» от минус 40 °С до плюс 60 °С
 - УСПД от плюс 5 до плюс 35 °С;
 - 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 30206 и 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.

7. Информационно-измерительные каналы, отмеченные знаком «*» (№№ 27) не нормируются в связи с отсутствием информации о трансформаторах тока.

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ измерительных компонентов:

- счетчик электроэнергии "ЕвроАЛЬФА" – среднее время наработки на отказ не менее 80000 часов;
- счетчик электроэнергии "А2" – 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 "А2" – 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 Октябрьской ЖД филиала ОАО «РЖД» в границах г. Москва. Методика поверки». МП-842/446-2010 утвержденным ГЦИ СИ ФГУ «Ростест-Москва» в сентябре 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».
- Счетчик "А2" – в соответствии с документом «Счетчики электрической энергии многофункциональные А2. Методика поверки», утверждённой ГЦИ СИ «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева» в ноябре 2001 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 Октябрьской ЖД филиала ОАО «РЖД» в границах г. Москва».

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 30206-94. Статические счетчики ватт-часов активной энергии переменного тока (классы точности 0,2S и 0,5S).
8. ГОСТ 26035-83 Счетчики электрической энергии переменного тока электронные. Общие технические условия.
9. ГОСТ Р 52425-2005 Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Статические счетчики реактивной энергии.
10. 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