

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ



СОГЛАСОВАНО
Руководитель ГЦИ СИ
генерального директора
ФГУ «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 Курской области	Внесена в Государственный реестр средств измерений	Регистрационный номер № <u>45855-10</u>
--	--	---

Изготовлена ОАО «Российские Железные Дороги», г. Москва по проектной документации Филиала ОАО «ИЦ ЕЭС»-«Фирма ОРГРЭС, г. Москва. Заводской номер 057.

НАЗНАЧЕНИЕ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) тяговых подстанций Московской ЖД филиала ОАО «РЖД» в границах Курской 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» Курское 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 Вozy ПТ-1-110 кВ	ТБМО-110УХЛ1 кл. т 0,2S Ктт = 50/1 Зав. № 3919; 3891; 3893 Госреестр № 23256-05	НАМИ-110 УХЛ1 кл. т 0,2 Ктн = 110000/100 Зав. № 1001; 1010; 1011 Госреестр № 24218-03	СЭТ-4ТМ.03 кл. т 0,2S/0,5 Зав. № 103061126 Госреестр № 27524-04	активная реактивная
2	ПС ТП Вozy ПТ-2-110 кВ	ТБМО-110УХЛ1 кл. т 0,2S Ктт = 50/1 Зав. № 3877; 3890; 3888 Госреестр № 23256-05	НАМИ-110 УХЛ1 кл. т 0,2 Ктн = 110000/100 Зав. № 938; 942; 1017 Госреестр № 24218-03	СЭТ-4ТМ.03 кл. т 0,2S/0,5 Зав. № 109055064 Госреестр № 27524-04	активная реактивная
3	ПС ТП Вozy Фидер 1-10 кВ	ТПФМ-10 кл. т 0,5 Ктт = 100/5 Зав. № 3884; 4330 Госреестр № 814-53	НАМИ-10-95 УХЛ2 кл. т 0,5 Ктн = 10000/100 Зав. № 965; 965; 965 Госреестр № 20186-05	ЕА05RL-PIB-3 кл. т 0,5S/1,0 Зав. № 1102067 Госреестр № 16666-97	активная реактивная
4	ПС ТП Вozy Фидер 2-10 кВ	ТПЛ-10У3 кл. т 0,5 Ктт = 400/5 Зав. № 1705; 1715 Госреестр № 1276-59	НАМИ-10-95 УХЛ2 кл. т 0,5 Ктн = 10000/100 Зав. № 965; 965; 965 Госреестр № 20186-05	ЕА05RL-PIB-3 кл. т 0,5S/1,0 Зав. № 1102186 Госреестр № 16666-97	активная реактивная
5	ПС ТП Вozy Фидер 3-10 кВ	ТПЛ-10У3 кл. т 0,5 Ктт = 50/5 Зав. № 33571; 5928 Госреестр № 1276-59	НАМИ-10-95 УХЛ2 кл. т 0,5 Ктн = 10000/100 Зав. № 960; 960; 960 Госреестр № 20186-05	ЕА05RL-PIB-3 кл. т 0,5S/1,0 Зав. № 1102185 Госреестр № 16666-97	активная реактивная
6	ПС ТП Вozy Фидер 4-10 кВ	ТЛО-10 кл. т 0,2S Ктт = 400/5 Зав. № 1007; 1165 Госреестр № 25433-08	НАМИ-10-95 УХЛ2 кл. т 0,5 Ктн = 10000/100 Зав. № 960; 960; 960 Госреестр № 20186-05	ЕА05RL-PIB-3 кл. т 0,5S/1,0 Зав. № 1101796 Госреестр № 16666-97	активная реактивная
7	ПС ТП Вozy Фидер 6-10 кВ	ТПФМ-10 кл. т 0,5 Ктт = 100/5 Зав. № 66395; 227 Госреестр № 814-53	НАМИ-10-95 УХЛ2 кл. т 0,5 Ктн = 10000/100 Зав. № 960; 960; 960 Госреестр № 20186-05	ЕА05RL-PIB-3 кл. т 0,5S/1,0 Зав. № 1102040 Госреестр № 16666-97	активная реактивная
8	ПС ТП Курск Ввод 1-35 кВ	STSM-38 кл. т 0,2S Ктт = 200/1 Зав. № 09/48843; 09/49104; 09/49108 Госреестр № 37491-08	NTSM-38 кл. т 0,5 Ктн = 35000/100 Зав. № 08/11291; 08/10904; 08/11329 Госреестр № 37493-08	A1802RALQ-P4GB-DW-4 кл. т 0,2S/0,5 Зав. № 1196837 Госреестр № 31857-06	активная реактивная
9	ПС ТП Курск Ввод 2-35 кВ	STSM-38 кл. т 0,2S Ктт = 200/1 Зав. № 09/48850; 09/48839; 09/48849 Госреестр № 37491-08	NTSM-38 кл. т 0,5 Ктн = 35000/100 Зав. № 08/11488; 08/10836; 08/11326 Госреестр № 37493-08	A1802RALQ-P4GB-DW-4 кл. т 0,2S/0,5 Зав. № 1196811 Госреестр № 31857-06	активная реактивная

Продолжение таблицы 1 - Состав измерительных каналов

1	2	3	4	5	6
10	ПС ТП Курск Фидер ЦРП-1 (10 кВ)	ТЛК-10 кл. т 0,5 Ктт = 150/5 Зав. № 18509; 18514 Госреестр № 9143-01	ЗНОЛ-06 10У3 кл. т 0,5 Ктн = 10000/100 Зав. № 4758; 3270; 3268 Госреестр № 3344-04	ЕА05RL-PIB-3 кл. т 0,5S/1,0 Зав. № 1050714 Госреестр № 16666-97	активная реактивная
11	ПС ТП Курск Фидер ЦРП-2 (10 кВ)	ТПЛ-10У3 кл. т 0,5 Ктт = 100/5 Зав. № 1854; 1836 Госреестр № 1276-59	НОМ-10-66 У2 кл. т 0,5 Ктн = 10000/100 Зав. № 7561; 7691; 2706 Госреестр № 4947-98	ЕА05RL-PIB-3 кл. т 0,5S/1,0 Зав. № 1102223 Госреестр № 16666-97	активная реактивная
12	ПС ТП Поньри ПТ-1-110 кВ	ТБМО-110УХЛ1 кл. т 0,2S Ктт = 100/1 Зав. № 3468; 1242; 3528 Госреестр № 23256-05	НАМИ-110 УХЛ1 кл. т 0,2 Ктн = 110000/100 Зав. № 139; 150; 147 Госреестр № 24218-03	СЭТ-4ТМ.03 кл. т 0,2S/0,5 Зав. № 104073221 Госреестр № 27524-04	активная реактивная
13	ПС ТП Поньри ПТ-2-110 кВ	ТБМО-110УХЛ1 кл. т 0,2S Ктт = 100/1 Зав. № 3810; 3550; 3824 Госреестр № 23256-05	НАМИ-110 УХЛ1 кл. т 0,2 Ктн = 110000/100 Зав. № 161; 142; 152 Госреестр № 24218-03	СЭТ-4ТМ.03 кл. т 0,2S/0,5 Зав. № 105077059 Госреестр № 27524-04	активная реактивная
14	ПС ТП Поньри Фидер 1-10 кВ	ТПЛМ-10 кл. т 0,5 Ктт = 400/5 Зав. № 91013; 87214 Госреестр № 2363-68	НТМИ-10-66 кл. т 0,5 Ктн = 10000/100 Зав. № 945; 945; 945 Госреестр № 831-69	ЕА05RL-PIB-3 кл. т 0,5S/1,0 Зав. № 1101803 Госреестр № 16666-97	активная реактивная
15	ПС ТП Поньри Фидер 2-10 кВ	ТПЛ-10 кл. т 0,5 Ктт = 400/5 Зав. № 1718; 3554 Госреестр № 1276-59	НТМИ-10-66 кл. т 0,5 Ктн = 10000/100 Зав. № 945; 945; 945 Госреестр № 831-69	ЕА05RL-PIB-3 кл. т 0,5S/1,0 Зав. № 1102286 Госреестр № 16666-97	активная реактивная
16	ПС ТП Поньри Фидер 3-10 кВ	ТПЛМ-10У3 кл. т 0,5 Ктт = 400/5 Зав. № 69142; 91010 Госреестр № 2363-68	НТМИ-10-66 кл. т 0,5 Ктн = 10000/100 Зав. № 2030; 2030; 2030 Госреестр № 831-69	ЕА05RL-PIB-3 кл. т 0,5S/1,0 Зав. № 1049166 Госреестр № 16666-97	активная реактивная
17	ПС ТП Свобода ПТ-1-110 кВ	ТБМО-110УХЛ1 кл. т 0,2S Ктт = 100/1 Зав. № 3817; 3822; 3811 Госреестр № 23256-05	НАМИ-110 УХЛ1 кл. т 0,2 Ктн = 110000/100 Зав. № 916; 1050; 1055 Госреестр № 24218-03	СЭТ-4ТМ.03 кл. т 0,2S/0,5 Зав. № 108077686 Госреестр № 27524-04	активная реактивная
18	ПС ТП Свобода ПТ-2-110 кВ	ТБМО-110УХЛ1 кл. т 0,2S Ктт = 100/1 Зав. № 3816; 3852; 3838 Госреестр № 23256-05	НАМИ-110 УХЛ1 кл. т 0,2 Ктн = 110000/100 Зав. № 1053; 1084; 1084 Госреестр № 24218-03	СЭТ-4ТМ.03 кл. т 0,2S/0,5 Зав. № 108077660 Госреестр № 27524-04	активная реактивная
19	ПС ТП Свобода Фидер 1-35 кВ	ТФН-35М кл. т 0,5 Ктт = 200/5 Зав. № 12362; 40606 Госреестр № 3690-73	ЗНОМ-35 кл. т 0,5 Ктн = 35000/100 Зав. № 1175374; 1175435; 1175298 Госреестр № 912-07	ЕА05RL-PIB-3 кл. т 0,5S/1,0 Зав. № 1102126 Госреестр № 16666-97	активная реактивная
20	ПС ТП Свобода Фидер 2-10 кВ	ТЛО-10 кл. т 0,5 Ктт = 300/5 Зав. № 837; 866 Госреестр № 25433-08	НАМИ-10-95 УХЛ2 кл. т 0,5 Ктн = 10000/100 Зав. № 955; 955; 955 Госреестр № 20186-05	ЕА05RL-PIB-3 кл. т 0,5S/1,0 Зав. № 1101815 Госреестр № 16666-97	активная реактивная

Продолжение таблицы 1 - Состав измерительных каналов

1	2	3	4	5	6
21	ПС ТП Свобода Фидер 3-10 кВ	ТПЛ-10 кл. т 0,5 Ктт = 300/5 Зав. № 4643; 4519 Госреестр № 1276-59	НАМИ-10-95 УХЛ2 кл. т 0,5 Ктн = 10000/100 Зав. № 964; 964; 964 Госреестр № 20186-05	ЕА05RL-PIB-3 кл. т 0,5S/1,0 Зав. № 1101802 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	$\delta_{1(2)\%}$	$\delta_5 \%$	$\delta_{20 \%}$	$\delta_{100 \%}$
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_{5 \%}$	$I_5 \% \leq I_{изм} < I_{20 \%}$	$I_{20 \%} \leq I_{изм} < I_{100 \%}$	$I_{100 \%} \leq I_{изм} < I_{120 \%}$
1 - 2, 12 - 13, 17 - 18 (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
3 - 5, 7, 10 - 11, 14 - 16, 19 - 21 (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
6 (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
8 - 9 (ТТ 0,2S; ТН 0,5; Сч 0,2S)	1,0	±1,3	±1,0	±0,9	±0,9
	0,9	±1,3	±1,1	±1,0	±1,0
	0,8	±1,5	±1,2	±1,1	±1,1
	0,7	±1,6	±1,3	±1,2	±1,2
	0,5	±2,2	±1,8	±1,6	±1,6

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 - 2, 12 - 13, 17 - 18 (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
	0,9	-	±7,6	±4,2	±3,2
3 - 5, 7, 10 - 11, 14 - 16, 19 - 21 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Сч 1,0)	0,8	-	±5,0	±2,9	±2,4
	0,7	-	±4,2	±2,6	±2,2
	0,5	-	±3,3	±2,2	±2,0
	0,9	±6,2	±3,7	±2,6	±2,4
	0,8	±4,6	±2,9	±2,1	±2,0
6 (ТТ 0,2S; ТН 0,5; Сч 1,0)	0,7	±4,1	±2,7	±2,0	±1,9
	0,5	±3,6	±2,4	±1,8	±1,8
	0,9	±3,8	±2,5	±2,0	±1,9
	0,8	±2,7	±1,8	±1,5	±1,4
	0,7	±2,4	±1,6	±1,3	±1,3
8 - 9 (ТТ 0,2S; ТН 0,5; Сч 0,5)	0,5	±2,0	±1,4	±1,1	±1,1

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) °С.
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 «Альфа А1800» от минус 40 °С до плюс 55 °С
 - счетчики электроэнергии «СЭТ-4ТМ.03» 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.

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;
- счетчик электроэнергии " СЭТ-4ТМ.03" – среднее время наработки на отказ не менее 90000 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;
- счетчик электроэнергии «СЭТ-4ТМ.03» – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях – не менее 3,7 месяца, при отключении питания – не менее 10 лет;
- 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 Курской области. Методика поверки». МП-893/446-2010 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.;
- Счетчик "СЭТ-4ТМ.03" - по методике поверки ИЛГШ.411152.124 РЭ1, являющейся приложением к руководству по эксплуатации. Согласована с ГЦИ СИ Нижегородского ЦСМ в сентябре 2004 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°C, цена деления 1°C.

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 Курской 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