

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

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

Назначение средства измерений

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

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную трехуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

Первый уровень - включает в себя измерительные трансформаторы тока (далее по тексту – ТТ) по ГОСТ 7746-2001, измерительные трансформаторы напряжения (далее по тексту – ТН) по ГОСТ 1983-2001, счетчики активной и реактивной электроэнергии, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных;

Второй уровень – измерительно-вычислительный комплекс регионального Центра энергоучета, реализован на базе устройства сбора и передачи данных (далее по тексту – УСПД) RTU-327, выполняющего функции сбора, хранения результатов измерений и передачи их на уровень Центра сбора данных АИИС КУЭ, и содержит программное обеспечение (далее по тексту – ПО) «АльфаЦЕНТР», с помощью которого решаются задачи коммерческого многотарифного учета расхода и прихода электроэнергии в течение заданного интервала времени, измерения средних мощностей на заданных интервалах времени, мониторинга нагрузок заданных объектов;

Третий уровень – измерительно-вычислительный комплекс Центра сбора данных АИИС КУЭ (далее по тексту – ИВК), реализованный на базе серверного оборудования (серверов сбора данных – основного и резервного, сервера управления), ПО «ЭНЕРГИЯ-АЛЬФА», включающий в себя каналы сбора данных с уровня регионального Центра энергоучета, каналы передачи данных субъектам оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ).

Измерительные каналы (далее по тексту - ИК) состоят из трех уровней АИИС КУЭ.

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- измерение 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии;
- периодический (1 раза в сутки) и/или по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени результатов измерений приращений электроэнергии с заданной дискретностью учета (30 мин);
- периодический (1 раз в сутки) и/или по запросу автоматический сбор данных о состоянии средств измерений во всех измерительных каналах;
- хранение результатов измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;

- передача результатов измерений в заинтересованные организации; 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 (синхронизация часов АИИС КУЭ).

Принцип действия:

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по проводным линиям связи поступают на измерительные входы счетчиков электроэнергии. В счетчиках мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчиков 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 регионального Центра энергоучета, где производится обработка измерительной информации (умножение на коэффициенты трансформации), сбор и хранение результатов измерений. Далее информация поступает на ИВК Центра сбора данных АИИС КУЭ.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (далее по тексту – СОЕВ). Для синхронизации шкалы времени в системе в состав ИВК входит устройство синхронизации системного времени (далее по тексту – УССВ) типа 35LVS (35HVS). Устройство синхронизации времени УССВ обеспечивает автоматическую синхронизацию часов сервера, при превышении порога ± 1 с происходит коррекция часов сервера. Часы УСПД синхронизируются при каждом сеансе связи УСПД – сервер ИВК, коррекция проводится при расхождении часов УСПД и сервера на значение, превышающее ± 1 с. Часы счетчиков синхронизируются от часов УСПД с периодичностью 1 раз в 30 минут, коррекция часов счетчиков проводится при расхождении часов счетчиков и УСПД более чем на ± 1 с.

Взаимодействие между уровнями АИИС КУЭ осуществляется по протоколу NTP по оптоволоконной связи, задержками в линиях связи пренебрегаем ввиду малости значений. Поправка часов счетчиков согласно описанию типа $\pm 0,5$ с, а с учетом температурной составляющей – $\pm 1,5$ с. Ход часов компонентов АИИС КУЭ не превышает ± 5 с/сут.

Программное обеспечение

Уровень ИВК Центра сбора данных содержит ПО "ЭНЕРГИЯ-АЛЬФА", включающее в себя модуль "Энергия-Альфа 2". С помощью ПО "ЭНЕРГИЯ-АЛЬФА" решаются задачи автоматического накопления, обработки, хранения и отображения измерительной информации. Уровень регионального Центра энергоучета содержит ПО "АльфаЦЕНТР", включающее в себя модули "АльфаЦЕНТР АРМ", "АльфаЦЕНТР СУБД", "ORACLE", "АльфаЦЕНТРКоммуникатор". С помощью ПО "АльфаЦЕНТР" решаются задачи коммерческого многотарифного учета расхода и прихода электроэнергии в течение заданного интервала времени, измерения средних мощностей на заданных интервалах времени, мониторинга нагрузок заданных объектов.

Таблица 1.1 - Идентификационные данные ПО "АльфаЦЕНТР АРМ"

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	"АльфаЦЕНТР"
Номер версии (идентификационный номер) ПО	4
Цифровой идентификатор ПО	a65bae8d7150931f811cfbc6e4c7189d
Другие идентификационные данные, если имеются	"АльфаЦЕНТР АРМ"

Таблица 1.2 - Идентификационные данные ПО "АльфаЦЕНТР СУБД "ORACLE"

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	"АльфаЦЕНТР"
Номер версии (идентификационный номер) ПО	9
Цифровой идентификатор ПО	bb640e93f359bab15a02979e24d5ed48
Другие идентификационные данные, если имеются	"АльфаЦЕНТР СУБД "ORACLE"

Таблица 1.3 - Идентификационные данные ПО "АльфаЦЕНТР Коммуникатор"

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	"АльфаЦЕНТР"
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3
Цифровой идентификатор ПО	3ef7fb23cf160f566021bf19264ca8d6
Другие идентификационные данные, если имеются	"АльфаЦЕНТР Коммуникатор"

Таблица 1.4 - Идентификационные данные ПО ПК "Энергия-Альфа 2"

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	"ЭНЕРГИЯ-АЛЬФА"
Номер версии (идентификационный номер) ПО	2.0.3.17
Цифровой идентификатор ПО	17e63d59939159ef304b8ff63121df60
Другие идентификационные данные, если имеются	ПК "Энергия-Альфа 2"

ПО ИВК «АльфаЦЕНТР» не влияет на метрологические характеристики системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) тяговых подстанций Свердловской ЖД - филиала ОАО «РЖД» в границах Омской области.

Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 3 нормированы с учетом ПО.

Уровень защиты программного обеспечения АИИС КУЭ от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «высокий» по Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Технические характеристики и состав измерительных каналов системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) тяговых подстанций Свердловской ЖД - филиала ОАО «РЖД» в границах Омской области приведен в таблице 2. Метрологические характеристики АИИС КУЭ приведены в таблице 3.

Таблица 2 - Состав и технические характеристики ИК АИИС КУЭ

№ ИК	Наименование объекта	Состав АИИС КУЭ			
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик	УСПД
1	2	3	4	5	6
1	ЭЧ-14, Мангут ТСН-1	Т-0,66 Кл.т0,5S Ктт = 1000/5 Зав. № 181011; 181015; 181012 Госреестр № 15764-96	-	ЕА05RAL-B-4 Кл.т 0,5S/1,0 Зав. № 1151847 Госреестр № 16666-97	RTU-327 Зав. № 001537 Госреестр № 41907-09
2	ЭЧ-14, Мангут ТСН-2	Т-0,66 Кл.т0,5S Ктт = 1000/5 Зав. № 181014; 175751; 175752 Госреестр № 15764-96	-	ЕА05RAL-B-4 Кл.т0,5S/1,0 Зав. № 1151766 Госреестр № 16666-97	
3	ЭЧ-14, Мангут ф. 2 10кВ Котельная	ТЛО-10-У3 Кл.т0,2S Ктт = 100/5 Зав. № 9278; 9275 Госреестр № 25433-06	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл.т0,5 Ктн = 10000/100 Зав. № 1347 Госреестр № 20186-05	ЕА05RL-B-3 Кл.т0,5S/1,0 Зав. № 1031604 Госреестр № 16666-97	
4	ЭЧ-14, Мангут ТСЦБ	Т-0,66 Кл.т0,5S Ктт = 150/5 Зав. № 178873; 178871; 178870 Госреестр № 15764-96	-	ЕА05RL-B-3 Кл.т0,5S/1,0 Зав. № 1031622 Госреестр № 16666-97	
5	ЭЧ-14, Мангут ТВ-1	ТЛМ-10 У3 Кл.т0,5 Ктт = 800/5 Зав. № 4307; 4427 Госреестр № 2473-00	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл.т0,5 Ктн = 10000/100 Зав. № 1347 Госреестр № 20186-05	ЕА05RL-B-3 Кл.т0,5S/1,0 Зав. № 1032734 Госреестр № 16666-97	
6	ЭЧ-14, Мангут ТВ-2	ТЛМ-10 У3 Кл.т0,5 Ктт = 1000/5 Зав. № 2988; 2914 Госреестр № 2473-00	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл.т0,5 Ктн = 10000/100 Зав. № 1335 Госреестр № 20186-05	ЕА05RAL-B-3 Кл.т0,5S/1,0 Зав. № 1131273 Госреестр № 16666-97	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
7	ЭЧ-14, 2529 км ТСН-2	Т-0,66 Кл.т0,5S Ктт = 1000/5 Зав. № 181031; 181034; 181033 Госреестр № 15764-96	-	ЕА05RL-B-4 Кл.т0,5S/1,0 Зав. № 1117566 Госреестр № 16666-97	RTU-327 Зав. № 001537 Госреестр № 41907-09
8	ЭЧ-14, 2529 км ТСН-1	Т-0,66 Кл.т0,5S Ктт = 1000/5 Зав. № 180999; 181000; 181001 Госреестр № 15764-96	-	ЕА05RAL-B-4 Кл.т0,5S/1,0 Зав. № 1151963 Госреестр № 16666-97	
9	ЭЧ-14, 2529 км ТВ-1	ТЛМ-10-1У3 Кл.т0,5 Ктт = 800/5 Зав. № 5622; 5621 Госреестр № 2473-00	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл.т0,5 Ктн = 10000/100 Зав. № 1351 Госреестр № 20186-05	ЕА05RL-P1-B-3 Кл.т0,5S/1,0 Зав. № 1137960 Госреестр № 16666-97	
10	ЭЧ-14, 2529 км ТВ-2	ТЛМ-10-1У3 Кл.т0,5 Ктт = 800/5 Зав. № 4899; 5618 Госреестр № 2473-00	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл.т0,5 Ктн = 10000/100 Зав. № 1344 Госреестр № 20186-05	ЕА05RL-B-3 Кл.т0,5S/1,0 Зав. № 1032838 Госреестр № 16666-97	
11	ЭЧ-14, 2529 км ТСЦБ	Т-0,66 Кл.т0,5S Ктт = 150/5 Зав. № 178872; 178866; 178868 Госреестр № 15764-96	-	ЕА05RL-B-3 Кл.т0,5S/1,0 Зав. № 1036229 Госреестр № 16666-97	
12	ЭЧ-14, 2546 км ТСН-2	Т-0,66 Кл.т0,5S Ктт = 1000/5 Зав. № 181035; 181010; 181032 Госреестр № 15764-96	-	ЕА05RL-B-4 Кл.т0,5S/1,0 Зав. № 1105389 Госреестр № 16666-97	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
13	ЭЧ-14, 2546 км ТСН-1	Т-0,66 Кл.т0,5S Ктт = 1000/5 Зав. № 181013; 176662; 181018 Госреестр № 15764-96	-	ЕА05RL-B-4 Кл.т0,5S/1,0 Зав. № 1117580 Госреестр № 16666-97	RTU-327 Зав. № 001537 Госреестр № 41907-09
14	ЭЧ-14, 2546 км ТВ-3	ТЛМ-10-1У3 Кл.т0,5 Ктт = 800/5 Зав. № 266; 5303 Госреестр № 2473-00	-	ЕА05RL-B-3 Кл.т0,5S/1,0 Зав. № 1031617 Госреестр № 16666-97	
15	ЭЧ-14, 2546 км ТВ-2	ТЛМ-10-1У3 Кл.т0,5 Ктт = 800/5 Зав. № 9206; 5287 Госреестр № 2473-00	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл.т0,5 Ктн = 10000/100 Зав. № 1327 Госреестр № 20186-05	ЕА05RL-B-3 Кл.т0,5S/1,0 Зав. № 1046760 Госреестр № 16666-97	
16	ЭЧ-14, 2546 км ТСЦБ	Т-0,66 Кл.т0,5S Ктт = 150/5 Зав. № 178869; 178865; 178867 Госреестр № 15764-96	-	ЕА05RL-B-3 Кл.т0,5S/1,0 Зав. № 1031697 Госреестр № 16666-97	

Таблица 3– Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	cosφ	Пределы допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ (d), %			
		d _{1(2)%} ,	d _{5 %} ,	d _{20 %} ,	d _{100 %} ,
		I _{1(2)%} £ I _{изм} < I _{5 %}	I _{5 %} £ I _{изм} < I _{20 %}	I _{20 %} £ I _{изм} < I _{100%}	I _{100 %} £ I _{изм} £ I _{120%}
1, 2, 4, 7, 8, 11, 12, 13, 16 (ТТ 0,5S; ТН- ; Сч. 0,5S)	1,0	±2,2	±1,6	±1,4	±1,4
	0,9	±2,5	±1,8	±1,6	±1,6
	0,87	±2,6	±1,8	±1,6	±1,6
	0,8	±2,9	±2,0	±1,7	±1,7
	0,5	±4,9	±3,2	±2,3	±2,3
3 (ТТ 0,2S; ТН 0,5; Сч. 0,5S)	1,0	±1,9	±1,5	±1,5	±1,5
	0,9	±2,0	±1,6	±1,6	±1,6
	0,87	±2,0	±1,7	±1,6	±1,6
	0,8	±2,1	±1,8	±1,6	±1,6
	0,5	±2,7	±2,4	±2,1	±2,1
5, 6, 9, 10, 15 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Сч. 0,5S)	1,0	-	±2,2	±1,7	±1,6
	0,9	-	±2,7	±1,9	±1,7
	0,87	-	±2,8	±1,9	±1,7
	0,8	-	±3,2	±2,1	±1,9
	0,5	-	±5,7	±3,3	±2,7
14 (ТТ 0,5; ТН - ; Сч. 0,5S)	1,0	-	±2,1	±1,6	±1,4
	0,9	-	±2,6	±1,7	±1,6
	0,87	-	±2,7	±1,8	±1,6
	0,8	-	±3,1	±2,0	±1,7
	0,5	-	±5,5	±3,0	±2,3
Номер ИК	cosφ	Пределы допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ (d), %			
		d _{1(2)%} ,	d _{5 %} ,	d _{20 %} ,	d _{100 %} ,
		I _{1(2)%} £ I _{изм} < I _{5 %}	I _{5 %} £ I _{изм} < I _{20 %}	I _{20 %} £ I _{изм} < I _{100%}	I _{100 %} £ I _{изм} £ I _{120%}
1, 2, 4, 7, 8, 11, 12, 13, 16 (ТТ 0,5S; ТН- ; Сч. 1,0)	0,87	±7,0	±4,7	±2,6	±2,4
	0,8	±5,8	±3,4	±2,3	±2,2
	0,5	±4,1	±2,6	±1,9	±1,8
3 (ТТ 0,2S; ТН 0,5; Сч. 1,0)	0,87	±5,6	±3,4	±2,3	±2,2
	0,8	±4,8	±3,0	±2,1	±2,0
	0,5	±3,8	±2,5	±1,9	±1,8
5, 6, 9, 10, 15 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Сч. 1,0)	0,87	-	±6,2	±3,5	±2,7
	0,8	-	±5,1	±2,9	±2,4
	0,5	-	±3,4	±2,2	±2,0
14 (ТТ 0,5; ТН - ; Сч. 1,0)	0,87	-	±2,7	±1,8	±1,6
	0,8	-	±3,1	±2,0	±1,7
	0,5	-	±5,5	±3,0	±2,3

Примечания:

1. Характеристики относительной погрешности ИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (30 мин.).
2. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, при доверительной вероятности $P=0,95$ и температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от 10°C до 30°C ;
3. Нормальные условия эксплуатации:
 - Параметры сети: диапазон напряжения - от $0,98 \cdot U_{\text{ном}}$ до $1,02 \cdot U_{\text{ном}}$; диапазон силы тока от $I_{\text{ном}}$ до $1,2 \cdot I_{\text{ном}}$, $\cos j = 0,9$ инд; частота - $(50 \pm 0,15)$ Гц;
 - температура окружающего воздуха: ТТ и ТН - от минус 40 до плюс 50°C ; счетчиков - от плюс 18 до плюс 25°C ; ИВКЭ - от плюс 10 до плюс 30°C ; ИВК - от плюс 10 до плюс 30°C ;
 - магнитная индукция внешнего происхождения, не более $0,05$ мТл.
4. Рабочие условия эксплуатации:

Для ТТ и ТН:

 - параметры сети: диапазон первичного напряжения – от $0,9 \cdot U_{\text{н1}}$ до $1,1 \cdot U_{\text{н1}}$; диапазон силы первичного тока – от $0,01 I_{\text{н1}}$ до $1,2 I_{\text{н1}}$; коэффициент мощности $\cos j$ ($\sin j$) – от $0,5$ до $1,0$ (от $0,5$ до $0,87$); частота - $(50 \pm 0,4)$ Гц;
 - температура окружающего воздуха - от минус 30 до плюс 35°C .

Для электросчетчиков:

 - для счетчиков электроэнергии от минус 40 до плюс 65°C ;
 - параметры сети: диапазон вторичного напряжения от $0,9 \cdot U_{\text{н2}}$ до $1,1 \cdot U_{\text{н2}}$;
 - сила тока от $0,01 \cdot I_{\text{ном}}$ до $1,2 \cdot I_{\text{ном}}$; коэффициент мощности $\cos j$ ($\sin j$) от $0,5$ до $1,0$ (от $0,5$ до $0,87$); частота - $(50 \pm 0,4)$ Гц;
 - магнитная индукция внешнего происхождения, не более - $0,5$ мТл.
5. Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков электроэнергии на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 3. Допускается замена УСПД на однотипный утвержденного типа. Замена оформляется актом в установленном на подстанции ОАО «РЖД» порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.
6. Виды измеряемой электроэнергии для всех ИК, перечисленных в таблице 2 – активная, реактивная.

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ измерительных компонентов:

- счетчики электроэнергии «ЕвроАЛЬФА» – среднее время наработки на отказ не менее 50000 часов;
- УСПД – среднее время наработки на отказ не менее 40000 часов;
- УССВ – среднее время наработки на отказ не менее 35000 часов;
- ИВК - среднее время наработки на отказ не менее 70000 часов;

Среднее время восстановления, при выходе из строя оборудования:

- для счетчиков $T_{\text{в}} \leq 2$ часа;
- для УСПД $T_{\text{в}} \leq 1$ час;
- для сервера $T_{\text{в}} \leq 1$ час;
- для компьютера АРМ $T_{\text{в}} \leq 1$ час;
- для модема $T_{\text{в}} \leq 1$ час.

Защита технических и программных средств АИИС КУЭ от несанкционированного доступа:

- клеммники вторичных цепей измерительных трансформаторов имеют возможность пломбирования;

- на счетчиках предусмотрена возможность пломбирование крышки зажимов и откидывающейся прозрачной крышки на лицевой панели счетчиков;
- наличие защиты на программном уровне – возможность установки многоуровневых паролей на счетчиках, серверах, АРМ;
- организация доступа к информации ИВК посредством паролей обеспечивает идентификацию пользователей и разграничение прав доступа;
- защита результатов измерений при передаче информации (возможность использования цифровой подписи).

Наличие фиксации в журнале событий счетчиков следующих событий

- фактов параметрирования счетчиков;
- фактов пропадания напряжения;
- фактов коррекции шкалы времени.

Возможность коррекции шкалы времени:

- счетчиках (функция автоматизирована);
- серверах, АРМ (функция автоматизирована).

Глубина хранения информации:

- счетчики электроэнергии – до 30 лет при отсутствии питания;
- УСПД – хранение данных при отключении питания – не менее 5 лет;
- ИВК – хранение результатов измерений и информации о состоянии средства измерений – не менее 5 лет.

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 4.

Таблица 4 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение (Тип)	Кол-во, шт.
1	2	3
Трансформаторы тока	Т-0,66	27
Трансформаторы тока	ТЛО-10-УЗ	2
Трансформаторы тока	ТЛМ-10-1УЗ	12
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10-95 УХЛ2	5
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	ЕвроАЛЬФА	16
Устройство сбора и передачи данных	RTU-327	1
Комплексы измерительно-вычислительные для учета электроэнергии	«АльфаЦЕНТР»	1
	«ЭНЕРГИЯ-АЛЬФА»	1
Методика поверки	РТ-МП-2619-500-2015	1
Паспорт-формуляр	71653579.411711.013.ПФ	1

Поверка

осуществляется по документу РТ-МП-2619-500-2015"ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) тяговых подстанций Свердловской ЖД - филиала ОАО «РЖД» в границах Омской области. Методика поверки", утвержденному ФБУ «Ростест-Москва» в октябре 2015 г. Знак поверки наносится на свидетельство о поверки, оформленное в соответствии с приказом Минпромторга России № 1815 от 02.08.2015 года «Об утверждении Порядка проведения поверки средств измерений, требований к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке».

Основные средства поверки:

- для трансформаторов тока – по ГОСТ 8.217-2003;
- для трансформаторов напряжения – по МИ 2845-2003, МИ 2925-2005 и/или по ГОСТ 8.216-2011;
- счетчиков электроэнергии многофункциональных типа ЕвроАЛЬФА – по методике поверки «Многофункциональный микропроцессорный счетчик электрической энергии типа ЕвроАЛЬФА (ЕА), утвержденной ГЦИ СИ ГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева в феврале 1998 года;
- для УСПД RTU-327 – по документу «Комплексы аппаратно-программных средств для учета электроэнергии на основе УСПД серии RTU-300. Методика поверки»;
- радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы GlobalPositioningSystem (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 28498-90, диапазон измерений от минус 40 до плюс 50°С, цена деления 1°С.

Сведения о методиках (методах) измерений

«Методика (методы) измерений количества электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) тяговых подстанций Свердловской ЖД - филиала ОАО «РЖД» в границах Омской области. Свидетельство об аттестации методики измерений № 1859/500-01.00229-2015 от 13.10.2015 г.

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

1. ГОСТ Р 8.596-2002 ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения.
2. ГОСТ 22261-94 Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия.
3. ГОСТ 34.601-90 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания.

Изготовитель

Открытое акционерное общество «Российские железные дороги»
(ОАО «РЖД»)
ИНН 7708503727
Адрес: 107174, г. Москва, Новая Басманная ул., д.2
Тел.: (499) 262-60-55
Факс: (499) 262-60-55
E-mail: info@rzd.ru
<http://www.rzd.ru/>

Заявитель

Общество с ограниченной ответственностью «РЕСУРС»
(ООО «РЕСУРС»)
Юридический адрес: 117420, РФ, г. Москва, ул. Наметкина, д. 13, корп.1
Тел.: +7 (926) 878-27-26
Факс: +7 (916) 814-83-00

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в г. Москве» (ФБУ «Ростест-Москва»)
Адрес: 117418, г. Москва, Нахимовский проспект, д. 31
Тел.: +7 (495) 544-00-00

Аттестат аккредитации ФБУ «Ростест-Москва» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа RA RU.310639 от 16.04.2015 г.

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п.

« ____ » _____ 2015 г.