

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Каналы измерительно-информационные системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) тяговых подстанций Юго-Восточной ЖД - филиала ОАО «РЖД» в границах Белгородской области

Назначение средства измерений

Каналы измерительно-информационные системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) тяговых подстанций Юго-Восточной ЖД - филиала ОАО «РЖД» в границах Белгородской области (далее по тексту – КИИ АИИС КУЭ) предназначены для измерения активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

КИИ АИИС КУЭ включают в себя следующие уровни:

1-й 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;

2-й 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 КИИ 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;

3-й уровень – измерительно-вычислительный комплекс Центра сбора данных КИИ 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 КИИ АИИС КУЭ.

КИИ 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 КИИ АИИС КУЭ;
- конфигурирование и настройка параметров КИИ АИИС КУЭ;
- ведение системы единого времени в КИИ АИИС КУЭ (синхронизация часов КИИ 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 КИИ АИИС КУЭ.

КИИ АИИС КУЭ оснащены системой обеспечения единого времени (СОЕВ). Для синхронизации шкалы времени в системе в состав ИВК входит устройство синхронизации системного времени (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 КИИ 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 КИИ 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", "АльфаЦЕНТР Коммуникатор". 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 – Сведения о программном обеспечении

Идентификационное наименование программного обеспечения	Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода)	Идентификационное наименование файла программного обеспечения	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения
1	2	3	4	5
"АльфаЦЕНТР"	4	a65bae8d7150931f811cfbc6e4c7189d	"АльфаЦЕНТР АРМ"	MD5
"АльфаЦЕНТР"	9	bb640e93f359bab15a02979e24d5ed48	"АльфаЦЕНТР СУБД "ORACLE"	
"АльфаЦЕНТР"	3	3ef7fb23cf160f566021bf19264ca8d6	"АльфаЦЕНТР Коммуникатор"	
"ЭНЕРГИЯ-АЛЬФА"	2.0.0.2	17e63d59939159ef304b8ff63121df60	ПК "Энергия-Альфа 2"	

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

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

Уровень защиты программного обеспечения КИИ АИИС КУЭ от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «С» по МИ 3286-2010.

Метрологические и технические характеристики

Состав 1-го и 2-го уровней каналов измерительно-информационных системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) тяговых подстанций Юго-Восточной ЖД - филиала ОАО «РЖД» в границах Белгородской области приведен в таблице 2.

Таблица 2 - Состав 1-го и 2-го уровней КИИ АИИС КУЭ

№ ИК	Наименование объекта	Состав 1-го и 2-го уровней КИИ АИИС КУЭ			
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик	УСПД
1	2	3	4	5	6
16	ТПС "Беломестное", ФПЭ-2 10 кВ	ТВЛМ-10 кл.т 0,5 Ктт = 100/5 Зав. № 09104; 18185 Госреестр № 1856-63	ЗНОЛ.06 кл.т 0,5 Ктн = (10000/√3)/(100/√3) Зав. № 4951; 4912; 4572 Госреестр № 03344-04	ЕА05RL-P2B-3 кл.т 0,5S/1,0 Зав. № 01085433 Госреестр № 16666-97	RTU-327 Зав. № 000777 Госреестр № 41907-09
17	ТПС "Беломестное", Ввод-1 10 кВ	ТЛО-10 кл.т 0,2S Ктт = 1000/5 Зав. № 7143; 7156; 7141 Госреестр № 25433-03	ЗНОЛ.06 кл.т 0,5 Ктн = (10000/√3)/(100/√3) Зав. № 9002; 4591; 7084 Госреестр № 03344-04	А2R-4-AL-C29-T+ кл.т 0,5S/1,0 Зав. № 01100066 Госреестр № 14555-02	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
18	ТПС "Беломестное", Ввод-2 10 кВ	ГЛЮ-10 кл.т 0,2S Ктт = 1000/5 Зав. № 7161; 7140; 7145 Госреестр № 25433-03	ЗНОЛ.06 кл.т 0,5 Ктн = $(10000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Зав. № 4951; 4912; 4572 Госреестр № 03344-04	A2R-4-AL-C29-T+ кл.т 0,5S/1,0 Зав. № 01100004 Госреестр № 14555-02	RTU-327 Зав. № 000777 Госреестр № 41907-09
19	ТПС "Сажное", ФПЭ-1 10 кВ	ТПФМ-10 кл.т 0,5 Ктт = 75/5 Зав. № 16803; 16786 Госреестр № 814-53	НАМИ-10 кл.т 0,5 Ктн = 10000/100 Зав. № 4761 Госреестр № 11094-87	EA05RL-P2B-3 кл.т 0,5S/1,0 Зав. № 01046558 Госреестр № 16666-97	
20	ТПС "Сажное", ФПЭ-2 10 кВ	ТПФМ-10 кл.т 0,5 Ктт = 75/5 Зав. № 16169; 16809 Госреестр № 814-53	НАМИ-10 кл.т 0,5 Ктн = 10000/100 Зав. № 4768 Госреестр № 11094-87	EA05RL-P2B-3 кл.т 0,5S/1,0 Зав. № 01085509 Госреестр № 16666-97	
21	ТПС "Сажное", Ф-2 10 кВ (резерв)	ГЛЮ-10 кл.т 0,2S Ктт = 200/5 Зав. № 10162; 10960; 7238 Госреестр № 25433-03	НАМИ-10 кл.т 0,5 Ктн = 10000/100 Зав. № 4768 Госреестр № 11094-87	EA05RL-P2B-3 кл.т 0,5S/1,0 Зав. № 01083691 Госреестр № 16666-97	
22	ТПС "Долбино", Ф-РП-1 10 кВ	ТПФМ-10 кл.т 0,5 Ктт = 200/5 Зав. № 17119; 12040 Госреестр № 814-53	ЗНОЛ.06 кл.т 0,5 Ктн = $(10000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Зав. № 20242; 4612; 8048 Госреестр № 03344-04	EA05RL-P2B-3 кл.т 0,5S/1,0 Зав. № 01046570 Госреестр № 16666-97	
23	ТПС "Долбино", Ф-ТПП 10 кВ	ТПЛ-10 кл.т 0,5 Ктт = 200/5 Зав. № 771; 188 Госреестр № 1276-59	ЗНОЛ.06 кл.т 0,5 Ктн = $(10000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Зав. № 18707; 4927; 2782 Госреестр № 03344-04	EA05RL-P2B-3 кл.т 0,5S/1,0 Зав. № 01046587 Госреестр № 16666-97	
24	ТПС "Долбино", ФПЭ-1 10 кВ	ГЛЮ-10 кл.т 0,2S Ктт = 100/5 Зав. № 2782; 2693; 2780 Госреестр № 25433-03	ЗНОЛ.06 кл.т 0,5 Ктн = $(10000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Зав. № 20242; 4612; 8048 Госреестр № 03344-04	A2R-4-AL-C29-T+ кл.т 0,5S/1,0 Зав. № 01100068 Госреестр № 14555-02	
25	ТПС "Долбино", ФПЭ-2 10 кВ	ГЛЮ-10 кл.т 0,2S Ктт = 100/5 Зав. № 2673; 2742; 2672 Госреестр № 25433-03	ЗНОЛ.06 кл.т 0,5 Ктн = $(10000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Зав. № 18707; 4927; 2782 Госреестр № 03344-04	A2R-4-AL-C29-T+ кл.т 0,5S/1,0 Зав. № 01100024 Госреестр № 14555-02	
26	ТПС "Валуйки", Ф-1 10 кВ (пассажиры.)	ТПЛ-10 кл.т 0,5 Ктт = 200/5 Зав. № 8063; 0145 Госреестр № 1276-59	ЗНОЛ.06 кл.т 0,5 Ктн = $(10000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Зав. № 15958; 9742; 14431 Госреестр № 03344-04	EA05RL-P2B-3 кл.т 0,5S/1,0 Зав. № 01046572 Госреестр № 16666-97	
27	ТПС "Валуйки", Ф-4 10 кВ (гр.двор)	ТПЛ-10 кл.т 0,5 Ктт = 75/5 Зав. № 46863; 34976 Госреестр № 1276-59	ЗНОЛ.06 кл.т 0,5 Ктн = $(10000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Зав. № 9220; 16255; 9740 Госреестр № 03344-04	EA05RL-P2B-3 кл.т 0,5S/1,0 Зав. № 01046542 Госреестр № 16666-97	

Таблица 3 – Метрологические характеристики ИК (активная энергия)

Номер ИК	cosφ	Пределы допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации КИИ АИИС КУЭ (d), %			
		$d_{1(2)\%}$,	$d_5\%$,	$d_{20\%}$,	$d_{100\%}$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
16, 19, 20, 22, 23, 26, 27, (Сч. 0,5S; ТТ 0,5; ТН 0,5)	1,0	-	±2,2	±1,7	±1,5
	0,9	-	±2,6	±1,8	±1,7
	0,8	-	±3,2	±2,1	±1,8
	0,7	-	±3,8	±2,4	±2,0
	0,5	-	±5,7	±3,3	±2,6
17, 18, 21, 24, 25, (Сч. 0,5S; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	1,0	±2,0	±1,5	±1,5	±1,5
	0,9	±2,1	±1,6	±1,5	±1,5
	0,8	±2,2	±1,7	±1,6	±1,6
	0,7	±2,4	±1,9	±1,7	±1,7
	0,5	±2,9	±2,4	±2,0	±2,0
Номер ИК	cosφ	Пределы допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации КИИ АИИС КУЭ (d), %			
		$d_{1(2)\%}$,	$d_5\%$,	$d_{20\%}$,	$d_{100\%}$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
16, 19, 20, 22, 23, 26, 27, (Сч. 1,0; ТТ 0,5; ТН 0,5)	0,9	-	±7,4	±5,2	±4,2
	0,8	-	±5,7	±4,1	±3,8
	0,7	-	±5,0	±3,8	±3,6
	0,5	-	±4,4	±3,5	±3,4
17, 18, 21, 24, 25, (Сч. 1,0; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	0,9	±4,7	±4,3	±4,2	±3,8
	0,8	±4,2	±4,0	±3,5	±3,5
	0,7	±4,0	±3,9	±3,4	±3,4
	0,5	±3,8	±3,7	±3,3	±3,3

Примечания:

1 Погрешность измерений $d_{I(2)\%P}$ и $d_{I(2)\%Q}$ для $\cos j = 1,0$ нормируется от $I_{1\%}$, а погрешность измерений $d_{I(2)\%P}$ и $d_{I(2)\%Q}$ для $\cos j < 1,0$ нормируется от $I_{2\%}$.

2 Характеристики относительной погрешности ИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (30 мин.).

3 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95;

4 Нормальные условия эксплуатации:

- Параметры сети: диапазон напряжения - от $0,98 \cdot U_{ном}$ до $1,02 \cdot U_{ном}$; диапазон силы тока от $I_{ном}$ до $1,2 \cdot I_{ном}$, $\cos j = 0,9$ 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.

5 Рабочие условия эксплуатации:

Для ТТ и ТН:

- параметры сети: диапазон первичного напряжения – от $0,9 \cdot U_{н1}$ до $1,1 \cdot U_{н1}$; диапазон силы первичного тока – от $0,01 I_{н1}$ до $1,2 I_{н1}$; коэффициент мощности $\cos j$ ($\sin j$) – от 0,5 до 1,0 (от 0,4 до 0,9); 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 °С;

- параметры сети: диапазон вторичного напряжения от $0,9 \cdot U_{н2}$ до $1,1 \cdot U_{н2}$;

- сила тока от $0,01 \cdot I_{ном}$ до $1,2 \cdot I_{ном}$; коэффициент мощности $\cos j$ ($\sin j$) от 0,5 до 1,0 (от 0,4 до 0,9); частота - $(50 \pm 0,4)$ Гц;

- магнитная индукция внешнего происхождения, не более - 0,5 мТл.

6 Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков электроэнергии на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2. Допускается замена УСПД на однотипное утвержденного типа. Замена оформляется актом в установленном на подстанции ОАО "РЖД" порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа КИИ АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Параметры надежности применяемых в КИИ АИИС КУЭ измерительных компонентов:

- счетчики электроэнергии "АЛЬФА" – среднее время наработки на отказ не менее 80000 часов;

- 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 $T_{в} \leq 2$ часа;

- для УСПД $T_{в} \leq 1$ час;

- для сервера $T_{в} \leq 1$ час;

- для компьютера АРМ $T_{в} \leq 1$ час;

- для модема $T_{в} \leq 1$ час.

Защита технических и программных средств КИИ АИИС КУЭ от несанкционированного доступа:

- клеммники вторичных цепей измерительных трансформаторов имеют возможность пломбирования;

- на счетчики 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 в:

- 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

Знак утверждения типа наносится на титульный лист Паспорта-формуляра АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность КИИ АИИС КУЭ приведена в таблице 4

Таблица 4 – Комплектность КИИ АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение (Тип)	Кол-во, шт.
1	2	3
Трансформатор тока измерительный	ТВЛМ-10	2
Трансформатор тока	ТЛО-10	15
Трансформатор тока	ТПФМ-10	6
Трансформатор тока проходной с литой изоляцией	ТПЛ-10	6
Трансформатор напряжения измерительный	ЗНОЛ.06	18
Трансформатор напряжения	НАМИ-10	2
Счетчик электроэнергии многофункциональный	EA05RL-P2B-3	8
Счетчик электрической энергии многофункциональный	A2R-4-AL-C29-T+	4
Устройство сбора и передачи данных	RTU-327	1

Продолжение таблицы 4

1	2	3
Комплексы измерительно-вычислительные для учета электроэнергии	«АльфаЦЕНТР»	1
	«ЭНЕРГИЯ-АЛЬФА»	1
Методика поверки	МП 1953/550-2014	1
Паспорт-формуляр	АУВП.411711.900.ПС-ФО	1

Поверка

осуществляется по документу МП 1953/550-2014 "Каналы измерительно-информационные системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) тяговых подстанций Юго-Восточной ЖД - филиала ОАО «РЖД» в границах Белгородской области. Методика поверки", утвержденному ГЦИ СИ ФБУ «Ростест-Москва» в октябре 2014 г.

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;
- для счетчиков электроэнергии «АЛЬФА» - по методике поверки «Многофункциональные счетчики электрической энергии типа АЛЬФА. Методика поверки», согласованной ГЦИ СИ «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева» в 2002 г.;
- для счетчиков электроэнергии ЕвроАЛЬФА – по методике поверки, утвержденной ГЦИ СИ ФГУ «Ростест-Москва» в 2003 г.;
- УСПД RTU-327 – по документу «Устройства сбора и передачи данных серии RTU -327. Методика поверки. ДЯИМ.466215.007 МП», утвержденному 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 28498-90, 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 каналов измерительно-информационных системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) тяговых подстанций Юго-Восточной ЖД - филиала ОАО «РЖД» в границах Белгородской области». Свидетельство об аттестации методики измерений № 01.00252/093-2014 от 20.10.2014 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к каналам измерительно-информационным системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) тяговых подстанций Юго-Восточной ЖД - филиала ОАО «РЖД» в границах Белгородской 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.

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

- при осуществлении торговли.

Изготовитель

Открытое акционерное общество "Российские железные дороги"
(ОАО "РЖД")

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 "Инженерный центр
"ЭНЕРГОАУДИТКОНТРОЛЬ" (ООО «ИЦ ЭАК»)

Юридический адрес: 123007, г. Москва, ул. 1-ая Магистральная, д. 17/1, стр. 4

Тел.: +7 (495) 620-08-38

Факс: +7 (495) 620-08-48

Испытательный центр

Государственный центр испытаний средств измерений

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в г. Москве» (ГЦИ СИ ФБУ «Ростест-Москва»)

Адрес: 117418, г. Москва, Нахимовский проспект, д. 31

Телефон: +7 (495) 544-00-00

Аттестат аккредитации по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30010-10 от 15.03.2010 г.

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

Ф.В. Булыгин

М.п.

«____» _____ 2014 г.