

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учёта электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Ижевский радиозавод»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Ижевский радиозавод» (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ, построенная на основе комплекса измерительно-вычислительного для учета электрической энергии "АльфаЦЕНТР" (Госреестр № 44595-10) и представляет собой многоуровневую автоматизированную измерительную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения.

Измерительно-информационные каналы (далее по тексту – ИИК) АИИС КУЭ состоят из двух уровней:

1-ый уровень – включает в себя измерительные трансформаторы напряжения (далее по тексту – ТН), измерительные трансформаторы тока (далее по тексту – ТТ), многофункциональные счетчики активной и реактивной электрической энергии (далее по тексту Сч и/или счетчики) и вторичные измерительные цепи.

2-ий уровень – информационно-вычислительный комплекс (далее по тексту – ИВК), включающий в себя сервер ИВК на базе промконтроллера NISE 3500 с установленным серверным программным обеспечением ПО "АльфаЦЕНТР", устройство синхронизации системного времени УССВ-2 (далее по тексту – УССВ) (Госреестр № 54074-13) а также, совокупность аппаратных, каналообразующих и программных средств, выполняющих сбор информации с нижнего уровня, ее обработку и хранение.

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- измерение 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии;
- периодический (не реже 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);
- 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 организации-участники 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 (синхронизация часов АИИС КУЭ);
- передача журналов событий счетчиков в базу данных ИВК.

Принцип действия:

Первичные фазные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронных счетчиков. В счетчиках мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессорах счетчиков вычисляются мгновенные значения активной, реактивной, полной мощности и интегрированные по времени значения активной и реактивной энергии без учета коэффициентов трансформации. Сервер ИБК автоматически проводит сбор результатов измерений и информации о состоянии средств измерений со счетчиков (один раз в 30 минут).

Передача цифрового сигнала с выходов счетчиков на входы сервера ИБК осуществляется по основному и резервному каналам передачи данных:

- основной канал: по интерфейсу RS-485 с последующим преобразованием в формат сотовой связи (GPRS соединение) и Ethernet (счетчик – GSM-терминал – GSM-роутер – коммутатор – сервер ИБК);

- резервный канал: по интерфейсу RS-485 с последующим преобразованием в формат сотовой связи (CSD соединение) и RS-232 (счетчик – GSM-терминал – GSM- терминал – сервер ИБК).

Для ИИК уровня напряжения 0,4 кВ передача цифрового сигнала с выходов счетчиков на входы сервера ИБК осуществляется через встроенный коммуникатор счетчика ИИК № 9 по интерфейсу RS-485 с последующим преобразованием в формат сотовой связи:

- основной канал: по интерфейсу RS-485 с последующим преобразованием в формат сотовой связи (GPRS соединение) и Ethernet (счетчик – GSM-роутер – коммутатор – сервер ИБК);

- резервный канал: по интерфейсу RS-485 с последующим преобразованием в формат сотовой связи (CSD соединение) и RS-232 (счетчик – GSM- терминал – сервер ИБК).

В сервере ИБК осуществляется хранение результатов измерений и отображение информации по подключенным к серверу ИБК устройствам. Также в сервере ИБК осуществляется вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН.

На сервере ИБК информация о результатах измерений приращений потребленной электрической энергии автоматически формируется в архивы. Сформированные архивные файлы автоматически сохраняются на «жестком» диске.

Информация с сервера ИБК передается на автоматизированное рабочее место (далее по тексту – АРМ) по локальной вычислительной сети (ЛВС) предприятия.

Передача информации заинтересованным субъектам происходит по интерфейсу RS-232 с последующим преобразованием в формат сотовой связи (CSD соединение) (сервер ИБК – GSM-терминал – заинтересованные субъекты).

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), включающей в себя устройство синхронизации системного времени УССВ-2. СОЕВ выполняет законченную функцию измерений времени, имеет нормированные метрологические характеристики и обеспечивает синхронизацию времени. Для обеспечения единства измерений используется единое календарное время.

Сличение шкалы времени сервера ИБК и шкалы времени УССВ-2 происходит ежесекундно. Ход часов сервера ИБК не превышает ± 1 с/сут. При каждом сеансе связи и не реже чем 1 раз в 30 мин. осуществляется сличение шкалы времени между счетчиками и сервером ИБК. Коррекция осуществляется при обнаружении рассогласования более чем на ± 2 с.

Ход часов компонентов АИИС КУЭ не превышает ± 5 с/сут.

Программное обеспечение

В состав программного обеспечения (далее по тексту – ПО) АИИС КУЭ входит ПО счетчиков ПО сервера ИВК, ПО АРМ на основе пакета программ «АльфаЦЕНТР».

Состав программного обеспечения АИИС КУЭ приведен в таблице 1.

Таблица 1 – Метрологически значимые модули ПО

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
ПО "Альфа-ЦЕНТР" (Модуль ком-муникатор)	14.02.01 (4.6)	ec1d384929891446d9f17bfebab06a0f	Программа-планировщик опроса и передачи данных C:\alphacenter\exe) Amrserver.exe	MD5
		ea121a8a0cdd9d25860e28cbfab09936	Драйвер ручного опроса счетчиков и сервера ИВК Amrc.exe	
		9cf3f689c94a65daad982ea4622a3b96	Драйвер автоматического опроса счетчиков и сервера ИВК Amra.exe	
		f5ede00075b883c100b8cc362b719d95	Драйвер работы с БД Cdbora2.dll	
		b8c331abb5e34444170eee9317d635cd	Библиотека сообщений планировщика опросов alphamess.dll	

Предел допускаемой дополнительной абсолютной погрешности по электроэнергии, получаемой за счет математической обработки измерительной информации, поступающей от счетчиков, составляет 1 единицу младшего разряда измеренного значения.

Пределы допускаемых относительных погрешностей по активной и реактивной электроэнергии, а также для разных временных (тарифных) зон не зависят от способов передачи измерительной информации и определяются классами точности применяемых счетчиков и измерительных трансформаторов.

ПО не влияет на метрологические характеристики системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Ижевский радиозавод».

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

Метрологические и технические характеристики

Состав ИИК АИИС КУЭ приведен в таблице 2.

Метрологические характеристики системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Ижевский радиозавод» в рабочих условиях эксплуатации приведены в таблице 3.

Таблица 2 – Состав ИИК АИИС КУЭ

№ ИИК	Наименование объекта	Состав ИИК АИИС КУЭ				Вид электроэнергии
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счётчик	ИВК	
1	2	3	4	5	6	7
1	ПС «Калашников» 110/6 кВ яч.207	ТОЛ-СЭЩ-10 кл. т 0,5S Ктт = 600/5 Зав. № 29641-08, 29616-08, 29627-08 Госреестр № 32139-06	ЗНОЛ-СЭЩ-6 кл. т 0,5 Ктн = $(6000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Зав. № 00119, 00095, 00122 Госреестр № 35956-07	ПСЧ-4ТМ.05М кл. т 0,5S/1,0 Зав. № 0611128867 Госреестр № 36355-07	NISE 3500 Зав.№ 6095391	Актив/реактив Отдача/прием
2	ПС «Калашников» 110/6 кВ яч.308	ТОЛ-СЭЩ-10 кл. т 0,5S Ктт = 600/5 Зав. № 25352, 23370, 19773 Госреестр № 32139-06	ЗНОЛ.06 кл. т 0,5 Ктн = $(6000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Зав. № 4738, 2922, 2913 Госреестр № 3344-08	ПСЧ-4ТМ.05М кл. т 0,5S/1,0 Зав. № 0611128901 Госреестр № 36355-07		Актив/реактив отдача/прием
3	ПС «Культбаза» 110/6 кВ яч.1306	ТПОЛ-10 кл. т 0,5 Ктт = 1000/5 Зав. № 12487, 6302 Госреестр № 1261-59	ЗНОЛ.06 кл. т 0,5 Ктн = $(6000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Зав. № 10112, 10010, 10037 Госреестр № 3344-08	СЭТ-4ТМ.03М.01 кл. т 0,5S/1,0 Зав. № 0812137522 Госреестр № 36697-12		Актив/реактив отдача
4	ПС «Культбаза» 110/6 кВ яч.1308	ТПОЛ-10 кл. т 0,5 Ктт = 1000/5 Зав. № 6804, 10047 Госреестр № 1261-59	ЗНОЛ.06 кл. т 0,5 Ктн = $(6000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Зав. № 10112, 10010, 10037 Госреестр № 3344-08	СЭТ-4ТМ.03М.01 кл. т 0,5S/1,0 Зав. № 0812137472 Госреестр № 36697-12		Актив/реактив Отдача

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
5	ПС «Культбаза» 110/6 кВ яч.1350	ТПОЛ-10 кл. т 0,5 КТТ = 600/5 Зав. № 1791, 17357 Госреестр № 1261-59	ЗНОЛ.06 кл. т 0,5 Ктн = $(6000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Зав. № 9564, 3566, 3557 Госреестр № 3344-08	СЭТ-4ТМ.03М.01 кл. т 0,5S/1,0 Зав. № 0812137451 Госреестр № 36697-12	NISE 3500 Зав.№ 6095391	Актив/реактив отдача/прием
6	ПС «Культбаза» 110/6 кВ яч.1352	ТПОЛ-10 кл. т 0,5 КТТ = 1000/5 Зав. № 8588, 15796 Госреестр № 1261-59	ЗНОЛ.06 кл. т 0,5 Ктн = $(6000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Зав. № 9564, 3566, 3557 Госреестр № 3344-08	СЭТ-4ТМ.03М.01 кл. т 0,5S/1,0 Зав. № 0812137549 Госреестр № 36697-12		Актив/реактив отдача/прием
7	ПС «Культбаза» 110/6 кВ яч.1341	ТПОЛ-10 кл. т 0,5 КТТ = 600/5 Зав. № 1799, 16874 Госреестр № 1261-59	ЗНОЛ.06 кл. т 0,5 Ктн = $(6000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Зав. № 10134, 9785, 10321 Госреестр № 3344-08	СЭТ-4ТМ.03М.01 кл. т 0,5S/1,0 Зав. № 0812137239 Госреестр № 36697-12		Актив/реактив отдача/прием
8	ПС «Культбаза» 110/6 кВ яч.1321	ТПОЛ-10 кл. т 0,5 КТТ = 600/5 Зав. № 3069, 3066 Госреестр № 1261-59	ЗНОЛ.06 кл. т 0,5 Ктн = $(6000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Зав. № 10327, 10323, 10224 Госреестр № 3344-08	СЭТ-4ТМ.03М.01 кл. т 0,5S/1,0 Зав. № 0812137437 Госреестр № 36697-12		Актив/реактив отдача/прием
9	РП17-2 0,4 кВ яч.2	ТШП-0,66 кл. т 0,5S КТТ = 600/5 Зав. № 4006000, 4005996, 4005995 Госреестр № 15173-06	-	ПСЧ-4ТМ.05МК00 кл. т 0,5S/1,0 Зав. № 1111131634 Госреестр № 46634-11		Актив/реактив отдача/прием
10	РП17-9 0,4 кВ яч.9	ТШП-0,66 кл. т 0,5S КТТ = 600/5 Зав. № 4006001, 4005997, 4005998 Госреестр № 15173-06	-	ПСЧ-4ТМ.05М кл. т 0,5S/1,0 Зав. № 0611129875 Госреестр № 36355-07		Актив/реактив отдача/прием

Таблица 3 – Метрологические характеристики АИИС КУЭ

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

Примечания:

1 Погрешность измерений $\delta_{1(2)\%P}$ и $\delta_{1(2)\%Q}$ для $\cos\varphi=1,0$ нормируется от $I_1\%$, а погрешность измерений $\delta_{1(2)\%P}$ и $\delta_{1(2)\%Q}$ для $\cos\varphi<1,0$ нормируется от $I_2\%$.

2 Характеристики относительной погрешности ИИК 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 компонентов АИИС КУЭ:

- напряжение от $0,98 \cdot U_{ном}$ до $1,02 \cdot U_{ном}$;
- сила тока от $I_{ном}$ до $1,2 \cdot I_{ном}$, $\cos\varphi=0,9$ инд;
- температура окружающей среды: от 15 до 25 °С.

5 Рабочие условия эксплуатации компонентов АИИС КУЭ:

- напряжение питающей сети $0,9 \cdot U_{ном}$ до $1,1 \cdot U_{ном}$,
- сила тока от $0,05 \cdot I_{ном}$ до $1,2 \cdot I_{ном}$ для ИИК № 1, 2, 9, 10 и от $0,01 \cdot I_{ном}$ до $1,2 \cdot I_{ном}$ для ИИК

№ 3 – 8;

температура окружающей среды:

- для счетчиков от плюс 15 до плюс 35 °С;
- для трансформаторов тока по ГОСТ 7746-2001;
- для трансформаторов напряжения по ГОСТ 1983-2001.

6 Трансформаторы тока по ГОСТ 7746-2001, трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983-2001, счетчики по ГОСТ Р 52323-2005 в режиме измерения активной электроэнергии и ГОСТ Р 52425-2005 в режиме измерения реактивной электроэнергии.

7 Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2. 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:

- счетчики СЭТ-4ТМ.03М, ПСЧ-4ТМ.05М – среднее время наработки на отказ не менее 140000 часов;
- счетчик ПСЧ-4ТМ.05МК – среднее время наработки на отказ не менее 165000 часов;
- сервер ИВК – среднее время наработки на отказ не менее 35558 часов.

Среднее время восстановления, при выходе из строя оборудования:

- для счетчиков $T_v \leq 24$ часа;
- для сервера $T_v \leq 1$ 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, сервере ИВК;
- организация доступа к информации ИВК посредством паролей обеспечивает идентификацию пользователей и эксплуатационного персонала;
- защита результатов измерений при передаче.

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);
- сервере ИВК (функция автоматизирована).

Глубина хранения информации:

- счетчики СЭТ-4ТМ.03М, ПСЧ-4ТМ.05М, ПСЧ-4ТМ.05МК – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях – не менее 113 суток; при отключении питания – не менее 10 лет при 25°С и не менее 2 лет при 50°С;

- ИВК – хранение результатов измерений и информации о состоянии средства измерений – не менее 3,5 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	Тип	Кол-во, шт.
1 Трансформатор тока	ТОЛ-СЭЩ-10	6
2 Трансформатор тока	ТПОЛ-10	12
3 Трансформатор тока	ТШП-0,66	6
4 Трансформатор напряжения	ЗНОЛ-СЭЩ-6	3
5 Трансформатор напряжения	ЗНОЛ.06	15
6 Счетчик	ПСЧ-4ТМ.05М	3
7 Счетчик	СЭТ-4ТМ.03М	6
8 Счетчик	ПСЧ-4ТМ.05МК	1
9 УССВ	УССВ-2	1
10 Сервер ИВК	NISE 3500	1
11 ПО (комплект)	ПО «АльфаЦЕНТР»	1
12 Методика поверки	МП 1798/550-2014	1
13 Паспорт-формуляр	СТПА.411711.ИР301.ФО	1

Поверка

осуществляется по документу МП 1798/550-2014 «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учёта электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Ижевский радиозавод». Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФБУ «Ростест-Москва» в марте 2014 года.

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 счётчиков СЭТ-4ТМ.03М - по методике поверки ИЛГШ.411152.145РЭ1, утверждённой ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 14.12.2007 г.;
- для счётчиков ПСЧ-4ТМ.05М - по методике поверки ИЛГШ.411152.146РЭ1
- для счётчиков ПСЧ-4ТМ. 05МК - по методике поверки ИЛГШ.411152.167РЭ1 «Счетчик электрической энергии многофункциональный ПСЧ-4ТМ.05МК. Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки», утвержденной руководителем ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» «21» марта 2011 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 измерений приведена в документе: «Методика (методы) измерений количества электроэнергии с использованием автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Ижевский радиозавод».

Свидетельство об аттестации методики измерений 020/01.00316-2011/2014 от 12.05.2014

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Ижевский радиозавод»

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.

4 ГОСТ 7746-2001 Трансформаторы тока. Общие технические условия.

5 ГОСТ 1983-2001 Трансформаторы напряжения. Общие технические условия.

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

- при осуществлении торговли и товарообменных операций.

Изготовитель

ООО «СТАНДАРТ»

Юридический адрес: 603009, г. Нижний Новгород, ул. Столетова, д. 6

Почтовый адрес: 603146, г. Нижний Новгород, Клеверный проезд, д. 8

Телефон: (831) 461-54-67

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»)
117418, г. Москва, Нахимовский проспект, д. 31

Телефон: (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.