

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии котельных ООО «ЛУКОЙЛ-Ростовэнерго»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии котельных ООО «ЛУКОЙЛ-Ростовэнерго» (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, измерений времени в координированной шкале времени UTC.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, многоуровневую систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерений.

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- автоматическое измерение 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии;
- периодический (1 раз в полчаса, час, сутки) и/или по запросу автоматический сбор данных о состоянии средств измерений и результатов измерений приращений электроэнергии с заданной дискретностью учета (30 мин.);
- автоматическое сохранение результатов измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;
- предоставление по запросу контрольного доступа к результатам измерений, данным о состоянии объектов и средств измерений со стороны сервера организаций – участников оптового рынка электроэнергии;
- диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
- конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;
- автоматическое ведение системы единого времени в АИИС КУЭ (коррекция времени).

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительные трансформаторы тока (ТТ) класса точности 0,5S и 0,5; измерительные трансформаторы напряжения (ТН) класса точности 0,5; счётчики типа Альфа А1800 класса точности 0,5S для активной электроэнергии и 1,0 для реактивной электроэнергии.

2-й уровень – устройство сбора и передачи данных (УСПД) «RTU-325».

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя каналобразующую аппаратуру, сервер баз данных (БД) АИИС КУЭ, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ), программное обеспечение (ПО) и устройство синхронизации системного времени УССВ.

Первичные фазные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счетчика электрической энергии. В счетчике электроэнергии мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуют в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика электроэнергии вычисляются мгновенные значения активной и полной мощности, которые усредняются за период 0,02 с. Средняя за период реактивная мощность вычисляется по средним значениям активной и полной мощности. Электрическая энергия, как интеграл по времени от мощности, вычисляется для интервалов времени 30 мин. Электрическая энергия, как интеграл по времени от средней за период 0,02 с мощности вычисляется для интервалов времени 30 мин. Средняя активная (реактивная) электрическая мощность вычисляется как среднее значение мощности на интервале усреднения 30 мин.

Цифровые сигналы с выходов счетчиков электроэнергии измерительных каналов (ИК) 1-14 поступают непосредственно на сервер БД АИИС КУЭ с применением GSM-роутеров.

Цифровые сигналы с выходов счетчиков электроэнергии ИК 15-26 по проводным линиям связи (RS-485) поступают на входы УСПД, с помощью которых осуществляется хранение и передача результатов измерений с помощью GSM-роутеров на сервер БД АИИС КУЭ. Для этого используется зашифрованный канал телефонной сети существующей сотовой связи стандарта GSM.

На верхнем - третьем уровне АИИС КУЭ выполняется дальнейшая обработка результатов измерений, в частности, вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов.

Передача информации в ОАО «АТС» и в организации – участники оптового рынка электроэнергии осуществляется от сервера БД АИИС КУЭ по каналу связи через интернет-провайдера с использованием средств электронной цифровой подписи.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени на основе устройства синхронизации системного времени УССВ-16HVS, установленного на 3-м уровне – уровне ИВК. УССВ осуществляет прием сигналов точного времени и введение поправки часов сервера БД АИИС КУЭ при рассогласовании шкалы времени сервера БД АИИС КУЭ и шкалы времени UTC, большем ± 1 с. Введение поправки часов УСПД производится сервером БД АИИС КУЭ автоматически один раз в 30 минут при рассогласовании шкал времени, большем ± 2 с. Введение поправки часов счетчиков ИК 15-26 осуществляет УСПД один раз в 30 минут при рассогласовании шкал времени, большем ± 2 с. Введение поправки часов счетчиков ИК 1-14 производится непосредственно сервером БД АИИС КУЭ один раз в 30 минут при рассогласовании шкал времени, большем ± 2 с.

Журналы событий счетчиков 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.

Механическая защита от несанкционированного доступа обеспечивается пломбированием:

- электросчетчика;
- промежуточных клеммников вторичных цепей;
- испытательной коробки;
- УСПД;
- сервера БД.

Защита информации на программном уровне обеспечивается:

- установкой пароля на счетчик;
- установкой пароля на УСПД;
- установкой паролей на сервер, предусматривающих разграничение прав доступа к результатам измерений для различных групп пользователей;
- возможностью применения электронной цифровой подписи при передаче результатов измерений.

Программное обеспечение

Функции программного обеспечения (метрологически не значимой части):

- периодический (1 раз в сутки) и/или по запросу автоматический сбор результатов измерений с заданной дискретностью учета (30 минут);
- автоматическая регистрация событий в «Журнале событий»;
- автоматическое получение отчетов, формирование макетов согласно требованиям получателей информации, предоставление результатов измерений и расчетов в виде таблиц, графиков с возможностью получения печатной копии;
- возможность использования средств электронной цифровой подписи для передачи результатов измерений в интегрированную автоматизированную систему управления

коммерческим учетом (ИАСУ КУ (КО));

- предоставление пользователям и эксплуатационному персоналу регламентированного доступа к данным;
- сбор недостающих данных после восстановления работы каналов связи, восстановления питания;
- возможность передачи результатов измерений в ОАО «АТС» и другим субъектам оптового рынка электроэнергии, заинтересованным в получении результатов измерений;
- автоматический сбор данных о состоянии средств измерений;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на программном уровне (установка паролей и т.д.);
- диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ.

Функции программного обеспечения (метрологически значимой части):

- конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;
- хранение результатов измерений и информации о состоянии средств измерений в специализированной базе данных;
- обработка результатов измерений в соответствии с параметризацией УСПД;
- автоматическая синхронизация времени.

Идентификационные данные программного обеспечения приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Наименование программного обеспечения	Идентификационное наименование программного обеспечения	Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения
ПО «Альфа ЦЕНТР»	Драйвер чтения данных из файла ameta.exe	3.25.0.0	86F2A5ACD9F5B4D21BE740CEFFA6B61E	md5
	Драйвер чтения данных из файла ametc.exe	3.25.0.0	B91AEAEF073352801D3E5ABD1F705B2F	
	Драйвер автоматического опроса счетчиков и УСПД amra.exe	3.27.1.0	512DBE03535648E36E2F696259FC96C4	
	Драйвер ручного опроса счетчиков и УСПД amrc.exe	3.27.1.0	DBDF56DC8D7F95A167A071E870081CAC	
	Программа – планировщик опроса и передачи данных amrserver.exe	3.27.1.0	42D7CF023BEAFFB3F0FEC56F1DA039	
	Биллинговый сервер billsrv.exe	3.27.0.0	7DDBAAB9EE48B3B93BB8DC5B390E73CF	
	Драйвер работы с БД cdbora2.dll	3.25.0.0	BAD5FB6BABB1C9DFE851D3F4E6C06BE2	
	Библиотека шифрования пароля счетчиков Encryptdll.dll	2.0.0.0	0939CE05295FBCBBBA400EEAE8D0572C	

Защита программного обеспечения от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню С по МИ 3286-2010.

Оценка влияния ПО на метрологические характеристики СИ – влияния нет.

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов АИИС КУЭ и их метрологические характеристики приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Состав измерительных каналов АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики.

№ точки измерений	Наименование объекта	Состав измерительных каналов (тип, коэффициент, класс точности, регистрационный номер в реестре ФИФ РФ)				Вид электроэнергии	Метрологические характеристики ИК	
		1 уровень			2 уровень		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД			
1	Районная котельная №1 Ввод 1 6 кВ Ф 725	ТЛО-10 400/5 Кл.т. 0,5S №25433-08	ЗНОЛП-ЭК-10 6000/√3: 100/√3 Кл.т. 0,5 №40014-08	A1805RLQ-P4GB-DW-4 Кл.т. 0,5S/1,0 №31857-06	Активная, Реактивная	± 1,2	± 3,4	
2	Районная котельная №1 Ввод 2 6 кВ Ф 726	ТЛО-10 400/5 Кл.т. 0,5S №25433-08	ЗНОЛП-ЭК-10 6000/√3: 100/√3 Кл.т. 0,5 №40014-08	A1805RLQ-P4GB-DW-4 Кл.т. 0,5S/1,0 №31857-06		± 2,7	± 6,4	
3	Районная котельная №1 ТК-3305А (ООО «ЛУ-КОЙЛ-ТТК»)	-	-	A1820RLQ-P4GB-DW-4 Кл.т. 0,5S/1,0 №31857-11		± 0,6	± 1,8	
						± 1,1	± 3,6	
4	Районная котельная №1 Станция сотовой связи TELE-2	ТОП-0,66 20/5 Кл.т. 0,5S №15174-06	-	A1805RLQ-P4GB-DW-4 Кл.т. 0,5S/1,0 №31857-06	± 0,9	± 3,3		
					± 2,0	± 6,3		

№ точки измерений	Наименование объекта	Состав измерительных каналов (тип, коэффициент, класс точности, регистрационный номер в реестре ФИФ РФ)				Вид электроэнергии	Метрологические характеристики ИК	
		1 уровень			2 уровень		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД			
5	Районная котельная №2 1 с.ш. 6 кВ, РП-27 (сети ОАО «Дон энерго») (сбор информации с узлов учета)	ТПОЛ-10 300/5 Кл.т. 0,5 №1261-59	НАМИТ-10-2 6000/100 Кл.т. 0,5 №16687-02	А1805RLQ-Р4GB-DW-4 Кл.т. 0,5S/1,0 №31857-11		± 1,2	± 3,2	
6	Районная котельная №2 2 с.ш. 6 кВ, РП-27 (сети ОАО «Дон энерго») (сбор информации с узлов учета)	ТПОЛ-10 300/5 Кл.т. 0,5 №1261-59	НАМИТ-10-2 6000/100 Кл.т. 0,5 №16687-02	А1805RLQ-Р4GB-DW-4 Кл.т. 0,5S/1,0 №31857-11	-	± 2,7	± 5,4	
7	Районная котельная №2 Тепловой район Западный (ООО «ЛУКОЙЛ-ТТК»)	Т-0,66 100/5 Кл.т 0,5 №29482-07	-	А1805RLQ-Р4GB-DW-4 Кл.т. 0,5S/1,0 №31857-06		± 0,9 ± 2,0	± 3,1 ± 5,1	
8	Районная котельная №3 Ввод 16 кВ Ф 24-45	ТЛП-10-3 600/5 Кл.т. 0,5S №30709-08	ЗНОЛП-ЭК-10 6000/√3: 100/√3 Кл.т. 0,5 №40014-08	А1805RLQ-Р4GB-DW-4 Кл.т. 0,5S/1,0 №31857-06		± 1,2 ± 2,7	± 3,4 ± 6,4	

№ точки измерений	Наименование объекта	Состав измерительных каналов (тип, коэффициент, класс точности, регистрационный номер в реестре ФИФ РФ)				Вид электроэнергии	Метрологические характеристики ИК	
		1 уровень			2 уровень		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД			
9	Районная котельная №3 Ввод 2 6 кВ Ф 24-16	ТЛП-10-3 600/5 Кл.т. 0,5S №30709-08	ЗНОЛП-ЭК-10 6000/√3: 100/√3 Кл.т. 0,5 №40014-08	A1805RLQ-P4GB-DW-4 Кл.т. 0,5S/1,0 №31857-06	Активная, Реактивная			
10	Районная котельная №3 Ввод 1 10 кВ Ф 43-ф3	ТЛП-10-5 400/5 Кл.т. 0,5S №30709-08	ЗНОЛП-ЭК-10 10000/√3: 100/√3 Кл.т. 0,5 №40014-08	A1805RLQ-P4GB-DW-4 Кл.т. 0,5S/1,0 №31857-06		± 1,2	± 3,4	
11	Районная котельная №3 Ввод 2 10 кВ Ф 42-ф10	ТЛП-10-5 400/5 Кл.т. 0,5S №30709-08	ЗНОЛП-ЭК-10 10000/√3: 100/√3 Кл.т. 0,5 №40014-08	A1805RLQ-P4GB-DW-4 Кл.т. 0,5S/1,0 №31857-06		± 2,7	± 6,4	
12	Районная котельная №3 ООО «РЭСР»	ТОП-0,66 100/5 Кл.т. 0,5S №15174-06	-	A1805RLQ-P4GB-DW-4 Кл.т. 0,5S/1,0 №31857-06				
13	Районная котельная №3 Тепловой район Северный ввод №1 (ООО «ЛУКОЙЛ-ТТК»)	ТОП-0,66 100/5 Кл.т. 0,5S №15174-06	-	A1805RLQ-P4GB-DW-4 Кл.т. 0,5S/1,0 №31857-06		± 0,9	± 3,3	
						± 2,0	± 6,3	

№ точки измерений	Наименование объекта	Состав измерительных каналов (тип, коэффициент, класс точности, регистрационный номер в реестре ФИФ РФ)				Вид электроэнергии	Метрологические характеристики ИК	
		1 уровень			2 уровень		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД			
14	Районная котельная №3 Тепловой район Северный ввод №2 (ООО «ЛУКОЙЛ-ТТК»)	ТОП-0,66 100/5 Кл.т. 0,5S №15174-06	-	A1805RLQ-P4GB-DW-4 Кл.т. 0,5S/1,0 №31857-06	-	Активная, Реактивная	± 0,9	± 3,3
15	Районная котельная №4 Ввод 1 10 кВ от Ф 40-40	ТЛП-10-5 200/5 Кл.т. 0,5S №30709-08	НТМК-10 10000/100 Кл.т. 0,5 №355-49	A1805RLQ-P4GB-DW-4 Кл.т. 0,5S/1,0 №31857-06	RTU-325 №37288-08		± 1,2	± 3,4
16	Районная котельная №4 Ввод 2 10 кВ от Ф 40-30	ТЛП-10-5 200/5 Кл.т. 0,5S №30709-08	НТМК-10 10000/100 Кл.т. 0,5 №355-49	A1805RLQ-P4GB-DW-4 Кл.т. 0,5S/1,0 №31857-06			± 2,7	± 6,4
17	Районная котельная №4 Станция сотовой связи TELE-2	ТОП-0,66 30/5 Кл.т. 0,5S №15174-06	-	A1805RLQ-P4GB-DW-4 Кл.т. 0,5S/1,0 №31857-06			± 0,9	± 3,3
18	Районная котельная №4 Станция сотовой связи Мегафон ввод 1	ТОП-0,66 30/5 Кл.т. 0,5S №15174-06	-	A1805RLQ-P4GB-DW-4 Кл.т. 0,5S/1,0 №31857-06	± 2,0		± 6,3	

№ точки измерений	Наименование объекта	Состав измерительных каналов (тип, коэффициент, класс точности, регистрационный номер в реестре ФИФ РФ)				Вид электроэнергии	Метрологические характеристики ИК	
		1 уровень			2 уровень		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД			
19	Районная котельная №4 Станция сотовой связи Мегафон ввод 2	ТОП-0,66 30/5 Кл.т. 0,5S №15174-06	-	A1805RLQ-P4GB-DW-4 Кл.т. 0,5S/1,0 №31857-06	RTU-325 №37288-08	Активная, Реактивная	± 0,9	± 3,3
20	Районная котельная №4 Станция сотовой связи Скайлинк ввод 1	ТОП-0,66 30/5 Кл.т. 0,5S №15174-06	-	A1805RLQ-P4GB-DW-4 Кл.т. 0,5S/1,0 №31857-06			± 2,0	± 6,3
21	Районная котельная №4 Станция сотовой связи Скайлинк ввод 2	ТОП-0,66 30/5 Кл.т. 0,5S №15174-06	-	A1805RLQ-P4GB-DW-4 Кл.т. 0,5S/1,0 №31857-06				
22	Центральная котельная Ввод 6 кВ ПФ-1	ТПОФ-10 750/5 Кл.т. 0,5 №518-50	НОМ-6 6000/100 Кл.т. 0,5 №46786-11	A1805RLQ-P4GB-DW-4 Кл.т. 0,5S/1,0 №31857-06	RTU-325 №37288-08		± 1,2	± 3,2
23	Центральная котельная Ввод 6 кВ ПФ-2	ТПОФ-10 750/5 Кл.т. 0,5 №518-50	НОМ-6 6000/100 Кл.т. 0,5 №46786-11	A1805RLQ-P4GB-DW-4 Кл.т. 0,5S/1,0 №31857-06			± 2,7	± 5,2
24	Центральная котельная ТСН-1	ТПФ-10 400/5 Кл.т. 0,5 №517-50	НОМ-6 6000/100 Кл.т. 0,5 №46786-11	A1805RLQ-P4GB-DW-4 Кл.т. 0,5S/1,0 №31857-06				

№ точки измерений	Наименование объекта	Состав измерительных каналов (тип, коэффициент, класс точности, регистрационный номер в реестре ФИФ РФ)				Вид электроэнергии	Метрологические характеристики ИК	
		1 уровень			2 уровень		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД			
25	Центральная котельная ТСН-4	ТПФ-10 400/5 Кл.т. 0,5 №517-50	НОМ-6 6000/100 Кл.т. 0,5 №46786-11	A1805RLQ- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,5S/1,0 №31857-06	RTU-325 №37288- 08	Активная, Реактивная	± 1,2	± 3,2
				± 2,7			± 5,2	
26	Центральная котельная ТК-801 (ООО «ЛУКОЙЛ-ТТК»)	ТОП-0,66 30/5 Кл.т. 0,5S №15174-06	-	A1805RLQ- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,5S/1,0 №31857-06			± 0,9	± 3,4
							± 2,0	± 6,6

3 уровень – ИВК, включающий в себя каналобразующую аппаратуру, сервер БД АИИС КУЭ, АРМ, ПО и УССВ

Примечания:

1. Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой);

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

3. Нормальные условия:

– параметры сети: напряжение (0,98 – 1,02) $U_{ном}$; ток (1 – 1,2) $I_{ном}$, $\cos\phi = 0,9$ инд.;

– температура окружающей среды (20 ± 5) °С.

4. Рабочие условия:

– параметры сети: напряжение (0,9 – 1,1) $U_{ном}$; ток (0,02 – 1,2) $I_{ном}$;

– допускаемая температура окружающей среды для измерительных трансформаторов от минус 40 до +70°С, для счетчиков типа Альфа А1800 от минус 40 до +65°С; для УСПД «RTU-325» от 0 до +70°С.

5. Погрешность в рабочих условиях указана для $I=0,02I_{ном}$, $\cos\phi = 0,8$ инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от 5 до +35°С (в помещении) и от 0 до +40°С (на улице).

6. Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчика на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 2. Допускается замена УСПД на однотипный утвержденного типа. Замена оформляется актом в установленном порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ, как его неотъемлемая часть.

Пределы допускаемой поправки часов относительно координированной шкалы времени UTC ± 5 с.

Надежность применяемых в системе компонентов:

- счётчик электроэнергии – среднее время наработки на отказ не менее $T = 120\ 000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2$ ч;

- УСПД – среднее время наработки на отказ не менее $T = 100\ 000$ ч, среднее время

восстановления работоспособности $t_v = 24$ ч;

- сервер – коэффициент готовности $K_g = 0,99$, среднее время наработки на отказ не менее $T = 146\ 116$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 0,5$ ч.

Надежность системных решений:

- резервирование питания УСПД с помощью источника бесперебойного питания;
- резервирование питания сервера с помощью источника бесперебойного питания.

Глубина хранения информации:

- счетчик электроэнергии – глубина хранения данных графиков нагрузки для одного канала с интервалом 30 минут, не менее 1200 дней; при отключении питания - не менее 30 лет;
- УСПД – суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому ИК – не менее 45 суток (функция автоматическая); при отключении питания – не менее 5 лет.
- ИВК - хранение результатов измерений, состояний средств измерений – не менее 3,5 лет (функция автоматическая).

Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) котельных ООО «ЛУКОЙЛ-Ростовэнерго».

Комплектность средства измерений

Комплектность системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии котельных ООО «ЛУКОЙЛ-Ростовэнерго» приведена в разделе 4 паспорта-формуляра «АИИС КУЭ районных котельных 1, 2, 3, 4 и центральной котельной ООО «ЛУКОЙЛ-Ростовэнерго». Паспорт-формуляр. ТХНС 31066.00-ФО».

Поверка

осуществляется по документу МП 52786-13 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии котельных ООО «ЛУКОЙЛ-Ростовэнерго». Методика поверки», утвержденному ФБУ «Пензенский ЦСМ» 25 января 2013 г.

Рекомендуемые средства поверки:

- мультиметры Ресурс-ПЭ – 2 шт.;
- радиочасы РЧ-011/2.

Сведения о методиках (методах) измерений

Методика измерений электрической энергии приведена в документе «ГСИ. Методика измерений количества электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии котельных ООО «ЛУКОЙЛ-Ростовэнерго». Свидетельство об аттестации № 01.00230 / 1 – 2013 от 14 января 2013 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) котельных ООО «ЛУКОЙЛ-Ростовэнерго»:

1 ГОСТ 22261-94 Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия

2 ГОСТ Р 8.596-2002 ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

Осуществление торговли и товарообменных операций.

Изготовитель

ООО «Ростовналадка»
Адрес: 344103, г. Ростов-на-Дону, пер. Араратский, 21.
Тел: (863) 295-99-55 Факс: (863) 300-90-33

Испытательный центр

ГЦИ СИ Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Пензенской области» (ФБУ «Пензенский ЦСМ»)
Адрес: 440028, г. Пенза, ул. Комсомольская, д. 20; www.penzacsm.ru
Телефон/факс: (8412) 49-82-65, e-mail: pcsm@sura.ru
Аттестат аккредитации: ГЦИ СИ ФБУ «Пензенский ЦСМ» зарегистрирован в Государственном реестре средств измерений под № 30033-10.

Заместитель руководителя
Федерального агентства по техническому
регулированию и метрологии

Ф. В. Булыгин

М.П.

«___» _____ 2013 г.