



ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО
ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

СВИДЕТЕЛЬСТВО

об утверждении типа средств измерений

RU.E.34.004.A № 49629

Срок действия бессрочный

НАИМЕНОВАНИЕ ТИПА СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ

**Каналы измерительные ячейки № 1 и ячейки № 2 ОРУ-220 кВ АИИС КУЭ
ПС 220/110/35/28/6 кВ "Нижний Куранах"**

ЗАВОДСКИЕ НОМЕРА 203/1, 203/2

ИЗГОТОВИТЕЛЬ

**Общество с ограниченной ответственностью "Эльстер Метроника",
г. Москва**

РЕГИСТРАЦИОННЫЙ № 52532-13

ДОКУМЕНТ НА ПОВЕРКУ

МП 52532-13

ИНТЕРВАЛ МЕЖДУ ПОВЕРКАМИ 4 года

Тип средств измерений утвержден приказом Федерального агентства по
техническому регулированию и метрологии от **23 января 2013 г. № 33**

Описание типа средств измерений является обязательным приложением
к настоящему свидетельству.

Заместитель Руководителя
Федерального агентства

Ф.В.Булыгин

"....." 2013 г.

Серия СИ

№ 008363

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Каналы измерительные ячейки № 1 и ячейки № 2 ОРУ-220 кВ АИИС КУЭ ПС 220/110/35/28/6 кВ «Нижний Куранах»

Назначение средства измерений

Каналы измерительные ячейки № 1 и ячейки № 2 ОРУ-220 кВ АИИС КУЭ ПС 220/110/35/28/6 кВ «Нижний Куранах» (далее – ИК АИИС КУЭ) предназначены для измерения активной и реактивной электроэнергии, автоматизированного сбора, обработки, хранения и отображения полученной информации. Полученная информация может быть использована для технического учёта электрической энергии на присоединениях ВЛ 220 кВ «Нижний Куранах - НПС-16 № 1» и ВЛ 220 кВ «Нижний Куранах - НПС-16 № 2» объекта филиала ОАО «ФСК ЕЭС» - Амурское ПМЭС ПС 220/110/35/28/6 кВ «Нижний Куранах» соответственно.

Описание средства измерений

ИК АИИС КУЭ собраны на ПС 220/110/35/28/6 кВ «Нижний Куранах», территориально расположенной в пос. Нижний Куранах Алданского района Республики Саха (Якутия), имеет multifunctionalную, многоуровневую структуру.

ИК АИИС КУЭ включают в себя следующие уровни:

1-ый уровень – информационно-измерительные комплексы (ИИК), включают в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ) класса точности 0,2S, измерительные трансформаторы напряжения (ТН) класса точности 0,2, счетчики активной и реактивной электроэнергии типа Альфа А1800 класса точности 0,2S (в части активной электроэнергии) и класса точности 0,5 (в части реактивной электроэнергии), вторичные электрические цепи и технические средства каналов передачи данных;

2-ой уровень – измерительно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ) ОРУ-220 кВ, установленный в помещении ОПУ ПС 220/110/35/28/6 кВ «Нижний Куранах», включает в себя:

- шкаф технологического коммутационного устройства (далее - ТКУ), созданный на базе устройств сбора и передачи данных (УСПД) «Шлюз Е-422» (Госреестр СИ РФ № 36638-07, зав. №№ 08602, 27751, технических средств каналов передачи данных и источника бесперебойного питания;

- шкаф УСПД, созданный на базе УСПД RTU-325L (Госреестр СИ РФ № 37288-08, зав. № 004478), технических средств каналов передачи данных, источника бесперебойного питания;

- шкаф устройства центральной коммутации (далее – ЦКУ), включающий в себя автоматизированное рабочее место (АРМ) администратора, технических средства каналов передачи данных и источника бесперебойного питания.

3-ий уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК) АИИС КУЭ ЦСОД филиала «ФСК ЕЭС» МЭС Востока, включает в себя сервер базы данных (БД), источники бесперебойного питания, АРМ персонала ИВК и технических средств приема-передачи данных.

Первичные фазные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронных счетчиков электрической энергии. 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 и полной мощности, которые

усредняются за период 1 с. Средняя за период реактивная мощность вычисляется по средним за период значениям активной и полной мощности.

Электрическая энергия, как интеграл по времени от средней за период 1 с мощности, вычисляется для интервалов времени 30 мин.

Средняя активная (реактивная) электрическая мощность вычисляется как среднее значение мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Информация со счётчиков может быть считана, как в ручном режиме управления, через встроенные оптопорты счётчиков, посредством переносного инженерного пульта оборудованного оптическим преобразователем для работы со счетчиками электрической энергии, так и в дистанционном режиме - по двум независимым цифровым выходам счётчиков интерфейса RS-485, подключенных к устройствам «Шлюз Е-422». Устройства «Шлюз Е-422» работают в режиме туннелирования (режим преобразования интерфейсов).

УСПД «RTU-325L» автоматически с периодичностью 1 раз в 30 минут производит опрос счётчиков через устройства «Шлюз Е-422» по основному или резервному каналу передачи данных. В качестве основного канала связи используется канал передачи данных по выделенной оптоволоконной линии связи (ВОЛС). В качестве резервного канала связи используется коммутируемый канал беспроводной связи WiFi, при помощи WiFi-модема с направленной антенной, подключенного к устройству «Шлюз Е-422». Полученная информация записывается в энергонезависимую память УСПД, где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных по каналам передачи данных на сервер БД (уровень ИВК), а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам.

Сервер БД ИВК, установленный в ЦСОД филиала «ФСК ЕЭС» МЭС Востока, по запросу и/или автоматически с периодичностью 1 раз в 30 минут производит опрос УСПД уровня ИВКЭ по основному или резервному каналу передачи данных. В качестве основного канала связи используется канал передачи данных по выделенной оптоволоконной линии связи (ВОЛС). В качестве резервного канала связи используется коммутируемый канал спутниковой связи. Полученная информация записывается в базу данных сервера системы.

На уровне ИВК системы выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, получаемой с уровня ИВКЭ, в частности резервное копирование, формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов.

Программное обеспечение (ПО) ИК АИИС КУЭ на базе «АльфаЦЕНТР» функционирует на нескольких уровнях:

- программное обеспечение счетчиков;
- программное обеспечение УСПД;
- программное обеспечение АРМ персонала;
- программное обеспечение инженерного пульта.

ПО предназначено для автоматического сбора, обработки и хранения данных, получаемых со счетчиков электрической энергии и УСПД, отображения полученной информации в удобном для анализа и отчетности виде.

ИК АИИС КУЭ оснащен системой обеспечения единого времени (СОЕВ), созданной на основе устройства синхронизации системного времени УССВ, подключенного к УСПД «RTU-325L». Время встроенных часов УСПД синхронизировано с единым календарным временем, которое передается через приёмник сигналов точного времени от спутников глобальной системы позиционирования - GPS, сличение ежесекундное, погрешность синхронизации не более 0,1 с. Корректировка времени встроенных часов УСПД осуществляется автоматически 1 раз в 60 мин, при обнаружении рассогласования единого календарного времени и времени встроенных часов УСПД более ± 1 с.

УСПД осуществляет коррекцию времени встроенных часов счетчиков. Сличение времени встроенных часов счетчиков со временем встроенных часов УСПД, выполняется один раз в 30 мин при каждом сеансе опроса. Корректировка времени встроенных часов

счетчиков осуществляется автоматически 1 раз в сутки, при обнаружении рассогласования времени встроенных часов УСПД и счетчиков более ± 2 с. От УСПД так же обеспечивается синхронизация встроенных часов АРМ администратора.

Погрешность часов компонентов ИК АИИС КУЭ не превышает ± 5 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.

Программное обеспечение

Идентификационные данные ПО представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Наименование ПО	Идентификационное наименование ПО (Наименование программного модуля)	Наименование файла	Номер версии (идентификационный номер) ПО	Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО
ПО «АльфаЦЕНТР»	Программа – планировщик опроса и передачи данных	amrserver.exe	11.07.01.01	e357189aea0466e98b0221dee68d1e12	MD5
	драйвер ручного опроса счетчиков и УСПД	amrc.exe		745dc940a67cfeb3a1b6f5e4b17ab436	
	драйвер автоматического опроса счетчиков и УСПД	amra.exe		ed44f810b77a6782abdaa6789b8c90b9	
	драйвер работы с БД	cdbora2.dll		0ad7e99fa26724e65102e215750c655a	
	Библиотека шифрования пароля счетчиков А1700, А1140	encryptdll.dll		0939ce05295fbcbbba400eeae8d0572c	
	библиотека сообщений планировщика опросов	alphamess.dll		b8c331abb5e34444170eee9317d635cd	

- ПО «АльфаЦЕНТР» внесено в Госреестр СИ РФ в составе комплексов измерительно-вычислительных для учета электрической энергии «АльфаЦЕНТР» за № 44595-10;
- Предел допускаемой абсолютной погрешности при измерении электрической энергии и средней мощности в ИВК «АльфаЦЕНТР», получаемой за счет математической обработки измерительной информации, поступающей от счётчиков, составляет не более ± 1 единицы младшего разряда учтенного значения;
- Пределы допускаемых относительных погрешностей по активной и реактивной электроэнергии не зависят от способов передачи измерительной информации и способов организации измерительных каналов ИВК «АльфаЦЕНТР»;
- Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений – уровень «С».

Метрологические и технические характеристики

Состав информационно-измерительных комплексов и метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в таблицах 2.1 и 2.2.

Таблица 2.1 – Состав информационно-измерительных комплексов ИК АИИС КУЭ

Канал измерений		Состав информационно-измерительного комплекса							
Номер ИК	Наименование объекта учета, диспетчерское наименование присоединения	Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, № Госреестра СИ			Обозначение, тип	Заводской номер	Ктт · Ктн · Ксч	Наименование измеряемой величины	
		ТТ	ТН 1СШ	Счетчик					
25	ОРУ 220 кВ, яч. № 1 ВЛ 220 кВ «Нижний Куранах - НПС-16 № 1»	ТТ		КТ = 0,2S Ктт = 250/1 № 20951-08	A	SB 0,8	№ 11017242	550000	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _Q Календарное время
					B	SB 0,8	№ 11017246		
					C	SB 0,8	№ 11017247		
		ТН 1СШ		КТ=0,2 Ктн=220000:√3/100:√3 № 37847-08	A	VCU-245	№ 774681		
					B	VCU-245	№ 774680		
					C	VCU-245	№ 774684		
Счетчик		КТ = 0,2S/0,5 Ксч = 1 № 31857-06	A1802RALQ- P4GB-DW-4	№ 01225234					
26	ОРУ 220 кВ, яч. № 2 ВЛ 220 кВ «Нижний Куранах - НПС-16 № 2»	ТТ		КТ = 0,2S Ктт = 250/1 № 20951-08	A	SB 0,8	№ 11017245	550000	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _Q Календарное время
					B	SB 0,8	№ 11017244		
					C	SB 0,8	№ 11017243		
		ТН 2СШ		КТ=0,2 Ктн=220000:√3/100:√3 № 37847-08	A	VCU-245	№ 774682		
					B	VCU-245	№ 774683		
					C	VCU-245	№ 774685		
Счетчик		КТ = 0,2S/0,5 Ксч = 1 № 31857-06	A1802RALQ- P4GB-DW-4	№ 01225225					

Примечания:

1. Трансформаторы тока по ГОСТ 7746-2001, трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983-2001, счетчики электроэнергии по ГОСТ Р 52323-2005 в режиме измерения активной электроэнергии и ГОСТ 26035-83 в режиме измерения реактивной электроэнергии;
2. Допускается замена измерительных трансформаторов тока и напряжения, счетчиков на аналогичные (см. п. 1 Примечаний) утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 2.1;
3. Допускается замена УСПД на однотипные утвержденного типа.

Таблица 2.2 – Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ

№№ ИК	Диапазон тока	Границы относительной погрешности измерений активной и реактивной электрической энергии при индуктивной нагрузке для доверительной вероятности P=0,95							
		Основная относительная погрешность ИК ($\pm\delta$), %				Относительная погрешность ИК в рабочих условиях ($\pm\delta$), %			
		$\cos \varphi = 1,0$	$\cos \varphi = 0,866/\sin \varphi = 0,5$	$\cos \varphi = 0,8/\sin \varphi = 0,6$	$\cos \varphi = 0,5/\sin \varphi = 0,866$	$\cos \varphi = 1,0$	$\cos \varphi = 0,866/\sin \varphi = 0,5$	$\cos \varphi = 0,8/\sin \varphi = 0,6$	$\cos \varphi = 0,5/\sin \varphi = 0,866$
25, 26	$0,01 I_{н1} \leq I_1 < 0,02 I_{н1}$	1,0	-	-	-	1,3	-	-	-
	$0,02 I_{н1} \leq I_1 < 0,05 I_{н1}$	0,9	1,1	1,1	1,8	1,3	1,5	1,6	2,4
		-	2,4	2,1	1,5	-	6,0	5,2	4,1
	$0,05 I_{н1} \leq I_1 < 0,1 I_{н1}$	0,6	0,7	0,8	1,3	1,1	1,3	1,4	2,0
		-	1,5	1,3	1,0	-	3,5	3,2	2,7
	$0,1 I_{н1} \leq I_1 < 0,2 I_{н1}$	0,5	0,6	0,7	1,1	1,0	1,2	1,3	1,9
		-	1,3	1,1	0,9	-	2,7	2,5	2,2
	$0,2 I_{н1} \leq I_1 < I_{н1}$	0,5	0,6	0,6	0,9	1,0	1,2	1,3	1,8
		-	1,1	0,9	0,7	-	2,3	2,2	2,0
	$I_{н1} \leq I_1 \leq 1,2 I_{н1}$	0,5	0,6	0,6	0,9	1,0	1,2	1,3	1,8
		-	1,0	0,9	0,7	-	2,1	2,0	2,0

Примечания:

- Характеристики относительной погрешности ИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (получасовая);
- В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95;
- Нормальные условия:
 - параметры сети: напряжение (0,99 - 1,01) $U_{ном}$; ток (0,01 - 1,2) $I_{ном}$, $0,5_{инд.} \leq \cos \varphi \leq 0,8_{смк.}$; частота - (50 \pm 0,15) Гц;
 - температура окружающей среды (23 \pm 2) °С
 - магнитная индукция внешнего происхождения (для счетчиков), не более - 0,05 мТл.
- Рабочие условия:
 - параметры сети: напряжение (0,9 - 1,1) $U_{ном}$; ток (0,01 - 1,2) $I_{ном}$; $0,5_{инд.} \leq \cos \varphi \leq 1$; частота - (50 \pm 0,4) Гц;
 - допустимая температура окружающей среды: для измерительных ТТ и ТН в зависимости от вида климатического исполнения и категории по ГОСТ 15150-69; для счетчика от минус 40 до 65 °С, для УСПД «Шлюз Е-422» от минус 40 до 60 °С, для УСПД «RTU-325L» от минус 10 до 55 °С; для сервера БД ИВК от 15 до 30 °С;
 - магнитная индукция внешнего происхождения (для счетчиков), не более - 0,5 мТл.

Надежность применяемых в ИК АИИС КУЭ компонентов:

- в качестве показателей надежности измерительных трансформаторов тока и напряжения, в соответствии с ГОСТ 1983-2001 и ГОСТ 7746-2001, определены средний срок

службы не менее 25 лет, среднее время наработки на отказ не менее $T_0 = 300000$ ч.;

- электросчетчик – среднее время наработки на отказ не менее $T_0 = 120000$ ч.;
- устройство «Шлюз Е-422» - среднее время наработки на отказ не менее $T_0 = 50000$ ч., среднее время восстановления работоспособности не более $t_b = 24$ ч.;
- УСПД «RTU-325L» – среднее время наработки на отказ не менее $T_0 = 100000$ ч., среднее время восстановления работоспособности не более $t_b = 1$ ч.;
- сервера БД ИВК - коэффициент готовности не менее $K_T = 0,99$ ч., среднее время восстановления работоспособности не более $t_b = 1$ ч.

Надежность системных решений:

- Применение конструкции оборудования и электрической компоновки, отвечающих требованиям ИЕС – Стандартов;
- Стойкость к электромагнитным воздействиям;
- Ремонтопригодность;
- Программное обеспечение отвечает требованиям ISO 9001;
- Функции контроля процесса работы и средства диагностики ИК АИИС КУЭ;
- Резервирование электропитания оборудования ИК АИИС КУЭ.

Регистрация событий:

- журнал событий счетчика:
 - параметрирование;
 - пропадание напряжения;
 - коррекция времени в счетчике.
- журнал событий УСПД:
 - параметрирование;
 - пропадание напряжения;
 - коррекция времени в УСПД.
- журналы событий сервера:
 - даты начала регистрации измерений;
 - перерывы электропитания;
 - программные и аппаратные перезапуски;
 - установка и корректировка времени;
 - переход на летнее/зимнее время;
 - нарушение защиты сервера;
 - отсутствие/довосстановление данных с указанием точки измерений и соответствующего интервала времени.

Защищенность применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - электросчетчиков;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательных коробок;
 - УСПД;
 - сервер БД;
- защита информации на программном уровне:
 - результатов измерений при передаче информации;
 - установка пароля на счетчик;
 - установка пароля на УСПД;
 - установка пароля на сервер БД.

Глубина хранения информации:

- электросчетчик – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях - не менее 35 сут.;
- УСПД – суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу - не менее 35 сут.;
- сервер БД – хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений – не менее 3,5 лет.

Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 220/110/35/28/6 кВ «Нижний Куранах».

Комплектность средства измерений

Полная комплектность каналов измерительных ячейки № 1 и ячейки № 2 ОРУ-220 кВ АИИС КУЭ ПС 220/110/35/28/6 кВ «Нижний Куранах» определяется проектной документацией на модернизацию. В комплект поставки входит техническая документация на модернизацию системы и на комплектующие средства измерений.

Комплектность средств измерений, входящих в состав ИК АИИС КУЭ представлена в таблице 3.

Таблица 3 – Комплектность средств измерений, входящих в состав ИК АИИС КУЭ.

Наименование	Количество
Измерительный трансформатор тока типа SB 0,8	6 шт.
Измерительный трансформатор напряжения VCU-245	6 шт.
Счетчик электроэнергии многофункциональный типа Альфа А1800	2 шт.
Устройство «Шлюз Е-422»	2 шт.
Устройство сбора и передачи данных RTU-325L	1 шт.
Специализированное программное обеспечение (ПО) «АльфаЦЕНТР»	1 комплект
Руководство пользователя	1 экземпляр
Инструкция по эксплуатации	1 экземпляр
Паспорт-формуляр ДЯИМ.422231.286.ПФ	1 экземпляр
Методика поверки	1 экземпляр

Поверка

осуществляется по документу МП 52532-13 «Каналы измерительные ячейки № 1 и ячейки № 2 ОРУ-220 кВ АИИС КУЭ ПС 220/110/35/28/6 кВ «Нижний Куранах»». Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» 12 октября 2012 г.

Основные средства поверки:

- трансформаторов тока – по ГОСТ 8.217-2003 «Государственная система обеспечения единства измерений. Трансформаторы тока. Методика поверки»;
- трансформаторов напряжения – по ГОСТ 8.216-88 «Государственная система обеспечения единства измерений. Трансформаторы напряжения. Методика поверки» и/или по МИ 2925-2005 «Измерительные трансформаторы напряжения 35...330/√3 кВ. Методика поверки на месте эксплуатации с помощью эталонного делителя»;

- счетчиков электрической энергии – в соответствии с документом «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800. Методика поверки МП-2203-0042-2006», утвержденным ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМ им. Д. И. Менделеева» 19 мая 2006 г.;
- устройств «Шлюз Е-422» – в соответствии с документом «Устройства «Шлюз Е-422» для автоматизации измерений и учёта энергоресурсов. Методика поверки АВБЛ.468212.036 МП, утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2007 г.;
- УСПД RTU-325L – в соответствии с документом «Устройства сбора и передачи данных RTU-325 и RTU-325L. Методика поверки ДЯИМ.466453.005МП», утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2008 г.;
- радиочасы МИР РЧ-01 (Госреестр СИ РФ № 27008-04), принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS);
- переносной компьютер с оптическим преобразователем и ПО для работы со счетчиками системы и ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-01;
- термогигрометр «CENTER» (Госреестр СИ РФ № 22129-04): диапазон измерений температуры от минус 20 до 60 °С; диапазон измерений относительной влажности от 10 до 100 %.

Сведения о методиках (методах) измерений

Методика измерений изложена в следующих документах:

Строительство двух одноцепных ВЛ 220 кВ «Нижний Куранах – НПС № 16» с ПС 220/10 кВ НПС № 16 и расширение ОРУ 220 кВ ПС 220 кВ «Нижний Куранах» Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учёта электроэнергии. Технорабочий проект П2200390-235-ФСК/ВС/ТЭСИ-147-АСК.

Нормативные документы, устанавливающие требования к каналам измерительным ячейки № 1 и ячейки № 2 ОРУ-220 кВ АИИС КУЭ ПС 220/110/35/28/6 кВ «Нижний Куранах»

1. ГОСТ Р 8.596-2002 «ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения».
2. ГОСТ 34.601-90 «Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания».
3. ГОСТ 22261-94 «Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия».
4. ГОСТ 1983-2001 «Трансформаторы напряжения. Общие технические условия».
5. ГОСТ 7746-2001 «Трансформаторы тока. Общие технические условия».
6. ГОСТ Р 52323-2005 (МЭК 62053-22:2003) «Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 22. Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S».
7. ГОСТ Р 52425-2005 (МЭК 62053-22:2003) «Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Статические счетчики реактивной энергии».

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

Использование вне сферы государственного регулирования обеспечения единства измерений.

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Эльстер Метроника»
Юридический/почтовый адрес:
111141, г. Москва,
1-й проезд Перова Поля, д. 9, стр. 3.
тел.: (495) 730-02-85,
тел./факс: (495) 730-02-83,
e-mail: metronica@ru.elster.com.

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие
«Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы»
(ФГУП «ВНИИМС»)
Юридический адрес:
119361, г. Москва
ул. Озерная, д. 46
тел./факс: 8 (495) 437-55-77
Аттестат аккредитации государственного центра испытаний № 30004-08 от 27.06.2008 г.

Заместитель Руководителя
Федерального агентства по техническому
регулированию и метрологии

Ф.В. Бульгин

М.П.

«_____» _____ 2013 г.