

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 330 кВ «Моздок» (2-я очередь)

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 330 кВ «Моздок» (2-я очередь) (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, для осуществления автоматизированного коммерческого учета и контроля потребления электроэнергии и мощности потребляемой с оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ) по расчетным точкам учета, а также регистрации параметров электропотребления, формирования отчетных документов и передачи информации в ОАО «АТС», ОАО «СО ЕЭС» и прочим заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

Полученные данные и результаты измерений могут использоваться для коммерческих расчетов и оперативного управления энергопотреблением.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ, построенная на основе ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) (Госреестр № 45048-10), представляет собой многоуровневую автоматизированную измерительную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения.

Измерительно-информационные каналы (ИИК) АИИС КУЭ ПС 330 кВ «Моздок» (2-я очередь) состоят из трех уровней:

1-й уровень – информационно-измерительные комплексы, включающие измерительные трансформаторы тока (ТТ) по ГОСТ 7746-2001, измерительные трансформаторы напряжения (ТН) по ГОСТ 1983-2001, счетчики активной и реактивной электроэнергии класса точности по ГОСТ Р 52323-2005 (в части активной электроэнергии), по ГОСТ Р 52425-2005 (в части реактивной электроэнергии), установленные на объектах ПС 330 кВ «Моздок» (2-я очередь).

2-й уровень – измерительно-вычислительные комплексы электроустановок (ИВКЭ), включающие в себя устройство сбора и передачи данных (УСПД) RTU-325 (Госреестр № 19495-03), устройство синхронизации системного времени (УССВ), линии связи сбора данных со счетчиков, аппаратуру передачи данных внутренних каналов связи, автоматизированное рабочее место (АРМ) оператора ИВКЭ.

3-ий уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК) состоит из коммуникационного сервера опроса и сервера базы данных (БД) ЦСОД (центр сбора и обработки данных) ОАО «ФСК ЕЭС», и сервера ЦСОД филиала ОАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Юга, устройства синхронизации времени, АРМ пользователей, аппаратуры приема-передачи данных и технических средств для организации локальной вычислительной сети (ЛВС), разграничения прав доступа к информации.

Связь УСПД уровня ИВКЭ ПС 330 кВ «Моздок» (2-я очередь) с ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС «Метроскоп» реализуется автоматически с помощью единой технологической сети связи электроэнергетики (ЕТССЭ), организованной на базе проводных и беспроводных каналов связи.

Для работы с системой на уровне подстанции (ПС) предусмотрена организация АРМ оператора ИВК.

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

– измерение 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии;

- периодический (1 раз в 30 мин) 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 базах данных серверов ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС «Метроскоп» не менее 3,5 лет, отвечающих требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;
- доступ к информации и ее передачу 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 календарного времени в АИИС КУЭ (коррекция времени);
- передача журналов событий АИИС КУЭ.

Принцип действия:

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 мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются мгновенные значения активной, полной мощности и интегрированные по времени значения активной и реактивной энергии. УСПД автоматически проводит сбор результатов измерений и информации о состоянии средств измерений со счетчика электрической энергии (один раз в 30 минут) по проводным линиям связи (интерфейс RS-485).

Передача цифрового сигнала с выходов счетчиков на входы УСПД уровня ИВКЭ осуществляется:

- по интерфейсу RS-485 (счетчик – УСПД).

В УСПД уровня ИВКЭ осуществляется вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение результатов измерений и автоматическая передача накопленных данных на уровень ИВК АИИС КУЭ филиала ОАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Юга, а также отображение информации по подключенным к УСПД уровня ИВКЭ устройствам.

Коммуникационный сервер опроса ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС «Метроскоп» автоматически опрашивает УСПД ИВКЭ. Опрос УСПД выполняется с помощью ЕТССЭ, организованной на базе проводных и беспроводных каналов связи. По окончании опроса коммуникационный сервер автоматически передает полученные данные в базу данных (БД) сервера ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС «Метроскоп».

На сервере БД ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС «Метроскоп» информация о результатах измерений приращений потребленной электрической энергии автоматически формируется в архивы и сохраняется на глубину не менее 3,5 лет по каждому параметру. Сформированные архивные файлы автоматически сохраняются на «жестком» диске. Между ЦСОД ОАО «ФСК ЕЭС» и ЦСОД филиала ОАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Юга происходит автоматическая репликация данных по сетям ЕТССЭ.

Передача данных с уровня ИВКЭ на уровень ИВК АИИС КУЭ филиала ОАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Юга осуществляется по основному и резервному каналам:

– основной канал передачи информации – посредством аппаратуры спутниковой связи на базе VSAT-технологии SkyEdg™ (УСПД уровня ИВКЭ – коммутатор – оборудование связи – аппаратура спутниковой связи – сервер БД уровня ИВК АИИС КУЭ ОАО «ФСК ЕЭС» г. Москва);

– резервный канал передачи информации: в формате RS-232 (УСПД уровня ИВКЭ – GSM модем – GSM модем - сервер БД уровня ИВК АИИС КУЭ филиала ОАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Юга).

Данные с УСПД могут быть получены на АРМ пользователей по сети Ethernet.

Каналы связи не вносят дополнительных погрешностей в измеренные значения энергии и мощности, которые передаются от счетчиков в ИВК, поскольку используется цифровой метод передачи данных.

Для выдачи информации об энергопотреблении в ОАО «АТС» предусмотрен временной регламент, описывающий периодичность выдачи информации и объем передаваемых данных. Данные могут передаваться в формате XML-файла. Службы филиала ОАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Юга и ОАО «ФСК ЕЭС» г. Москва, ответственные за работу на оптовом рынке электрической энергии, заверяют файл с данными электронно-цифровой подписью (ЭЦП), после чего он поступает в ИАСУ КУ ОАО «АТС», ОАО «СО ЕЭС» и прочим заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

АИИС КУЭ ПС 330 кВ «Моздок» (2-я очередь) оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), созданной на основе УССВ-35HVS, включающего в себя приемник сигналов точного времени от спутников глобальной системы позиционирования (GPS).

Измерение времени часами компонентов АИИС КУЭ происходит автоматически на всех уровнях системы внутренними таймерами устройств, входящих в систему.

Время часов УСПД уровня ИВКЭ синхронизировано со временем устройства синхронизации системного времени, сличение ежесекундное, погрешность синхронизации не более $\pm 0,1$ с. УСПД уровня ИВКЭ осуществляет коррекцию часов счетчиков. Сличение времени часов счетчиков со временем часов УСПД, выполняется не реже чем 1 раз в 30 мин при сеансе связи УСПД со счетчиками. Корректировка времени часов счетчиков осуществляется УСПД автоматически при обнаружении рассогласования часов УСПД и счетчиков более чем на ± 2 с.

Журналы событий счетчика электрической энергии и сервера отражают: время (дата, часы, минуты) коррекции часов указанных устройств и расхождение времени в секундах, корректируемого и корректирующего устройств в момент непосредственно предшествующий корректировке.

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

Программное обеспечение

В состав программного обеспечения (ПО) АИИС КУЭ входит: ПО счетчиков электроэнергии, ПО ССД и СБД АИИС КУЭ. Программные средства ССД и СБД АИИС КУЭ содержат: базовое (системное) ПО, включающее операционную систему, программы обработки текстовой информации, сервисные программы, ПО систем управления базами данных (СУБД) и прикладное ПО УСПД RTU-325, ПО ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) производства ЗАО «НПФ Прорыв» Московская обл., ПО СОЕВ.

Состав программного обеспечения АИИС КУЭ приведен в таблице 1.

Таблица 1 – Метрологически значимые модули ПО

Наименование программного обеспечения	Наименование программного модуля (идентификационное наименование программного обеспечения)	Наименование файла	Номер версии программного обеспечения	Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения
1	2	3	4	5	6
ПО УСПД RTU-325	Структура архивов УСПД	DB_V207.UPD	Версия 2.07	beeee3abe1328c787e1fdac72c6e931f	MD5
	Системное ПО	SYSTEM_V224.UPD	Версия 2.24	e1ef0693976af5dede04e31f91846d1b	
	Прикладное ПО	rtu325_v212 Ksp2	Версия 2.12	6144d8046b2f0d8c691b16175df4be2c	

Специализированное программное обеспечение (СПО), установленное в многопользовательской, многоуровневой ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) (Госреестр № 45048-10), не влияет на метрологические характеристики АИИС КУЭ ПС 330 кВ «Моздок» (2-я очередь).

Уровень защиты программного обеспечения АИИС КУЭ ПС 330 кВ «Моздок» (2-я очередь) от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню С по МИ 3286-2010.

Метрологические и технические характеристики

Состав ИИК (1-2 уровень) АИИС КУЭ ПС 330 кВ «Моздок» (2-я очередь) приведен в Таблице 2.

Метрологические характеристики АИИС КУЭ ПС 330 кВ «Моздок» (2-я очередь) в рабочих условиях эксплуатации приведены в Таблице 3.

Таблица 2

№ ИИК	Наименование объекта	Состав ИИК АИИС КУЭ (1-2 уровень)				Вид электроэнергии
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счётчик электрической энергии	ИВКЭ (УСПД)	
1	2	3	4	5	6	7
1	ПС 330 кВ «Моздок» ВЛ 10 кВ W1К (ЗРУ Компрессорной станции)	ТОЛ-СЭЩ-10 кл. т 0,5S Ктт = 1500/5 Зав. № А: 23733-10; В: 19313-10; С: 19295-10 Госреестр № 32139-06	НОЛ-СЭЩ-10 кл. т 0,5 Ктн = (10000/√3)/(100/√3) Зав. № А: 02440-10; В: 02439-10; С: 02438-10 Госреестр № 35955-07	A1805RAL-P4GB-DW4 кл. Т 0,5S/1,0 Зав. № 01224870 Госреестр № 31857-06	RTU-325-E1 Зав.№ 000596 Госреестр № 19495-03	активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
2	ПС 330 кВ «Моздок» ВЛ 10 кВ W2K (ЗРУ Компрессорной станции)	ТОЛ-СЭЩ-10 кл. т 0,5S Ктт = 1500/5 Зав. № А: 33738-10; В: 23436-10; С: 23312-10 Госреестр № 32139-06	НОЛ-СЭЩ-10 кл. т 0,5 Ктн = (10000/√3)/(100/√3) Зав. № А: 02437-10; В: 02436-10; С: 02435-10 Госреестр № 35955-07	A1805RAL-P4GB-DW4 кл. Т 0,5S/1,0 Зав. № 01224872 Госреестр № 31857-06	RTU-325-E1 Зав.№ 000596 Госреестр № 19495-03	активная реактивная
3	ПС 330 кВ «Моздок» ВЛ 10 кВ W3K (Резерв)	ТОЛ-СЭЩ-10 кл. т 0,5S Ктт = 600/5 Зав. № А: 25647-10; В: 25708-10; С: 25706-10 Госреестр № 32139-06	НОЛ-СЭЩ-10 кл. т 0,5 Ктн = (10000/√3)/(100/√3) Зав. № А: 02440-10; В: 02439-10; С: 02438-10 Госреестр № 35955-07	A1805RAL-P4GB-DW4 кл. Т 0,5S/1,0 Зав. № 01224869 Госреестр № 31857-06	RTU-325-E1 Зав.№ 000596 Госреестр № 19495-03	активная реактивная
4	ПС 330 кВ «Моздок» ВЛ 10 кВ W4K (Резерв)	ТОЛ-СЭЩ-10 кл. т 0,5S Ктт = 600/5 Зав. № А: 25625-10; В: 25760-10; С: 25626-10 Госреестр № 32139-06	НОЛ-СЭЩ-10 кл. т 0,5 Ктн = (10000/√3)/(100/√3) Зав. № А: 02437-10; В: 02436-10; С: 02435-10 Госреестр № 35955-07	A1805RAL-P4GB-DW4 кл. Т 0,5S/1,0 Зав. № 01224881 Госреестр № 31857-06	RTU-325-E1 Зав.№ 000596 Госреестр № 19495-03	активная реактивная

Таблица 3

Пределы допускаемой относительной погрешности ИИК (активная электрическая энергия)					
Номер ИИК	cosφ	$\delta_{1(2)\%},$ $I_{1(2)} \leq I_{изм} < I_{5\%}$	$\delta_{5\%},$ $I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$\delta_{20\%},$ $I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$\delta_{100\%},$ $I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1	2	3	4	5	6
1 – 4 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Сч 0,5S)	1,0	±2,4	±1,7	±1,6	±1,6
	0,9	±2,6	±1,9	±1,7	±1,7
	0,8	±3,0	±2,2	±1,9	±1,9
	0,7	±3,5	±2,5	±2,1	±2,1
	0,5	±5,1	±3,4	±2,7	±2,7
Пределы допускаемой относительной погрешности ИИК (реактивная электрическая энергия)					
Номер ИИК	cosφ	$\delta_{1(2)\%},$ $I_{1(2)} \leq I_{изм} < I_{5\%}$	$\delta_{5\%},$ $I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$\delta_{20\%},$ $I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$\delta_{100\%},$ $I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1 – 4 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Сч 1,0)	0,9	±8,3	±4,9	±3,4	±3,2
	0,8	±5,7	±3,5	±2,5	±2,4
	0,7	±4,9	±3,1	±2,2	±2,2
	0,5	±4,0	±2,6	±2,0	±2,0

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 $0,01 I_{ном}$ до $1,2 I_{ном}$ для ИИК 1-4.
 - температура окружающей среды:
 - для счетчиков электроэнергии от плюс 5 °С 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 электроэнергии в режиме измерения активной электроэнергии по ГОСТ Р 52323-2005, в режиме измерения реактивной электроэнергии по ГОСТ Р 52425-2005;
7. Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков электроэнергии на аналогичные (см. п. 6 Примечания) 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:

- счетчик электроэнергии «Альфа А1800» – среднее время наработки на отказ не менее 120000 часов;
- УССВ (УССВ-35HVS) – среднее время наработки на отказ не менее 35000 часов;
- УСПД (RTU-325) – среднее время наработки на отказ не менее 50000 часов.
- сервер – среднее время наработки на отказ не менее 35000 часов.

Среднее время восстановления, при выходе из строя оборудования:

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

Наличие фиксации в журнале событий счетчика следующих событий:

- фактов параметрирования счетчика;
- фактов пропадания напряжения;

- фактов коррекции времени.
- Возможность коррекции времени в:
- счетчиках (функция автоматизирована);
 - УСПД, сервере (функция автоматизирована).

Глубина хранения информации:

- счетчики электроэнергии и Альфа А1800– тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях – не менее 35 суток; при отключении питания – не менее 5 лет при 25°С и не менее 2 лет при 50°С;
- УСПД – суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу – не менее 35 суток; при отключении питания – не менее 3,5 лет;
- ИВК – хранение результатов измерений и информации о состоянии средства измерений – не менее 3,5 лет.

Знак утверждения типа

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

Наименование	Тип	Кол.
1 Трансформатор тока	ТОЛ-СЭЩ-10	12
2 Трансформатор на- пряжения	НОЛ-СЭЩ-6(10)	6
3 Электросчетчик	Альфа А1800	4
4 Шкаф УСПД	ИБП UPS 1000; УСПД RTU-325-E1-512-M3-B8-Q-I2-G; сотовый модем стандарта GSM TC-35; коммутатор Ethernet SIGNAMAX; УЗИП DTR2/6; блок питания конвертора TracoPower TLC 024-124; модем Zyxel U-336E	1 комплект
5 Блок УССВ	Преобразователь интерфейса ADAM 4520 D2E; блок питания ADAM 4520 PWR-242	1 комплект
6 Приемник сигналов GPS	GARMIN GPS35-HVS	1 шт.
7 АРМ	Intel PIV/3,0/1024Mb/ 320Gb/DVD-W/Win XP Pro/MS Office/TFT 19”	1 шт.
8 ПО	ПО УСПД RTU-325	1 комплект
9 Методика поверки	МП 1344/446-2012	1
10 Паспорт-формуляр	СТПА.411711.М01.ФО	1

Поверка

осуществляется по документу МП 1344/446-2012 «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 330 кВ «Моздок» (2-я очередь) . Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФБУ «Ростест-Москва» в июле 2012 года.

Средства поверки – по НД на измерительные компоненты:

- ТТ – по ГОСТ 8.217-2003;
- ТН – по МИ 2845-2003, МИ 2925-2005 и/или по ГОСТ 8.216-88;
- Счётчик Альфа А1800 - по методике поверки МП-2203-0042-2006 утверждённой ГЦИ СИ «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева» в мае 2006 г.;
- средства поверки УСПД в соответствии с документом «Устройства сбора и передачи данных RTU-325 и RTU-325L. Методика поверки. ДИЯМ.466453.005 МП», утвержденным ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2008 году;
- оборудование для поверки ИВК в соответствии с методикой поверки ИВК «Альфа-Центр» (ДЯИМ.466453.006МП), утвержденной ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС»;
- переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы со счетчиками системы и с ПО для работы с радиочасами «МИР РЧ-01»;
- радиочасы «МИР РЧ-01», принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS);
- 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 измерений количества электрической энергии с использованием АИИС КУЭ ПС 330 кВ «Моздок» второй очереди (АИИС КУЭ ПС 330 кВ «Моздок» (2-я очередь)». СТПА.411711.М01.МВИ.

Свидетельство об аттестации методики измерений 008/01.00316-2011/2012 от 20.09.2012

Нормативные документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ ПС 330 кВ «Моздок» (2-я очередь)

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.
6. ГОСТ Р 52323-2005 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 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

Осуществление торговли и товарообменных операций.

Изготовитель

ООО «Экситон-Стандарт»

Адрес (юридический): 603009, г. Нижний Новгород, ул. Столетова, 6

Адрес (почтовый): 603146, г. Нижний Новгород, Клеверный проезд, д. 8

Телефон: (831) 461-54-67

Испытательный центр

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

Аттестат аккредитации № 30010-10 от 15.03.2010 года.

117418 г. Москва, Нахимовский проспект, 31

Тел.(495) 544-00-00, 668-27-40, (499) 129-19-11

Заместитель

Руководителя Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии

Ф.В. Булыгин

М.П. «___» _____ 2012 г.