

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ
(в редакции, утвержденной приказом Росстандарта № 19 от 10.01.2017 г.)

Система информационно-измерительная автоматизированная коммерческого учета электрической энергии ОАО «КМА-Энергосбыт»

Назначение средства измерений

Система информационно-измерительная автоматизированная коммерческого учета электрической энергии ОАО «КМА-Энергосбыт» (далее - АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электрической энергии.

Описание средства измерений

Принцип действия АИИС КУЭ основан на масштабном преобразовании параметров контролируемого присоединения (ток и напряжение), измерении и интегрировании на 30-минутном интервале мгновенной активной и реактивной мощности, автоматическом сборе, хранении и передаче по каналам связи результатов измерений.

АИИС КУЭ выполнена в виде иерархической структуры с централизованным управлением и распределенной функцией измерений.

АИИС КУЭ состоит из двух уровней: информационно-измерительных комплексов точек измерений (ИИК ТИ) и информационно-вычислительного комплекса (ИВК).

ИИК ТИ состоят из измерительных трансформаторов тока (ТТ), трансформаторов напряжения (ТН) и счетчиков электрической энергии.

ТТ и ТН, входящие в состав ИИК ТИ, выполняют функции масштабного преобразования тока и напряжения для каждого присоединения. Счетчики электрической энергии ИИК ТИ выполняют функции измерения средней мощности и приращений электрической энергии за заданные интервалы времени, а также функции привязки результатов измерений к моментам времени, определенным в шкале времени UTC. Состав ИИК ТИ, входящих в состав АИИС КУЭ, приведен в таблице 1.

Для измерения потребленной электрической энергии использованы счетчики электрической энергии МТ (Госреестр СИ № 32930-08) модификации МТ860S-A22R36S33-EI-MЗК03.

Принцип действия счетчиков МТ860 основан на преобразовании входных сигналов тока и напряжения с использованием трех трансформаторов тока с линейными характеристиками и трех высокоточных делителей напряжения со схемами защиты от бросков напряжения и высокочастотных помех. Линейный режим работы трансформаторов тока обеспечивается электронной схемой компенсации гистерезиса.

Сигналы от трансформаторов тока и делителей напряжения поступают на многоканальный 16-разрядный аналогово-цифровой преобразователь (АЦП) с фильтрами для защиты от наложения сигналов, обеспечивающий период преобразования 250 мкс. Результаты преобразования передаются по шине SPI в цифровой сигнальный процессор (ЦСП). ЦСП вычисляет соответствующие значения энергии, мощности, параметров качества электрической энергии и передает их по шине SPI в устройство управления тарифами, а также управляет работой светодиодных индикаторов.

Измерения выполняются счётчиками автоматически, просмотр результатов измерений на дисплее возможен как в режиме автоматической прокрутки, так и в ручном режиме. На дисплее также отображаются направление потока энергии, действующий тариф, состояние счетчика и другие параметры.

Результаты измерений приращений электрической энергии сохраняются в долговременной памяти счётчика, содержимое которой может быть передано по имеющимся информационным интерфейсам во внешние устройства.

Счетчик электрической энергии осуществляет привязку результатов измерения к времени в шкале UTC.

ИВК АИИС КУЭ построен на базе программно-технического комплекса «ЭКОМ» (Госреестр СИ № 19542-05), состоящего из устройства сбора и передачи данных (УСПД) «ЭКОМ-3000» (Госреестр СИ № 17049-09) со встроенным приемником меток времени GPS, сервера сбора данных АИИС КУЭ и автоматизированного рабочего места (АРМ).

ИВК обеспечивает сбор результатов измерений со счетчиков, масштабное преобразование результатов измерений, хранение результатов измерений, хранение журналов событий, передачу результатов измерений и журналов событий во внешние системы, синхронизацию системного времени со шкалой UTC и передачу шкалы времени часам счетчиков электрической энергии. При этом часы УСПД и сервера сбора данных синхронизируются со шкалой UTC в постоянном режиме, а часы счетчиков синхронизируются при условии достижения поправкой часов счетчиков порогового значения, проверка этого условия осуществляется не реже, чем один раз в 30 минут.

Счетчики ИИК ТИ ПС «Железногорск» объединены шиной интерфейса RS-485 и соединены с УСПД основным и резервным каналами связи. Основной канал связи построен с использованием сетей Ethernet модификаций 100Base-TX и 100Base-FX. В качестве связующих компонентов используются преобразователи интерфейсов Моха NPort 5250 и Моха ИМС-101-S-SC-T на стороне счетчиков ПС «Железногорск» и на стороне ПТК «ЭКОМ». Резервный канал связи построен с использованием выделенного сегмента локальной сети ПАО «Михайловский ГОК», построенной по технологии Ethernet модификации 100Base-TX.

Счетчик ИИК ТИ «ПС «Рудная», ОРУ-110 кВ, 1секция, отпайка от ВЛ-110 Горная-1» соединен с УСПД основным и резервным каналами связи. В качестве основного канала связи используется выделенная телефонная линия. В качестве связующих компонентов основного канала связи используются модемы Zyxel U-336S. Резервный канал связи построен с использованием сети мобильной радиосвязи GSM, в качестве связующих компонентов использованы преобразователь интерфейсов Моха TCC100 и GSM модемы Siemens TC-35i.

Счетчики ИИК ТИ «ПС 29 «Литейная», ячейка №38» и «ПС-56 «р. Чернь», ячейка №10» соединены с УСПД основными и резервными каналами связи. Основной канал связи построен с использованием сетей Ethernet модификаций 100Base-TX (выделенный сегмент локальной сети ПАО «Михайловский ГОК») и 100Base-FX. В качестве связующих компонентов используются преобразователи интерфейсов Моха NPort 5250 и Моха ИМС-101-S-SC-T. Резервный канал связи построен с использованием сети мобильной радиосвязи GSM, в качестве связующих компонентов использованы GSM модемы Siemens TC-35i.

ИВК АИИС КУЭ соединен с внешними системами, в том числе с ИВК ОП КурскАтомЭнергоСбыт АО «Атомэнергосбыт», ООО «РЭК», филиала АО «СО ЕЭС» Курское РДУ, ПАО «МРСК Центра» - «Курскэнерго», ПАО «ФСК ЕЭС», АО «АТС» основным и резервным каналами связи. В качестве основного канала связи используется глобальная компьютерная сеть «Интернет» с доступом по интерфейсу Ethernet 100Base-TX. В качестве резервного канала связи используется глобальная компьютерная сеть «Интернет» с доступом посредством мобильной радиосвязи GSM с использованием в качестве связующего компонента GSM модема Siemens ES75 (Terminal).

ИИК ТИ, ИВК и информационные каналы связи между ними образуют измерительные каналы (ИК). Перечень и состав ИК приведен в таблице 1.

Результаты измерений автоматически передаются по протоколу SMTP (спецификация RFC 821) в формате XML 1.0 по программно-задаваемым адресам, в т.ч. в ИАСУ КУ АО «АТС» и филиал АО «СО ЕЭС», также обеспечена возможность передачи результатов измерений в ручном режиме с использованием функционала АРМ. Результаты измерений защищены электронной цифровой подписью.

Структура АИИС КУЭ допускает изменение количества ИК с ИИК ТИ, аналогичными указанным в таблице 1, а также с ИИК ТИ, отличными по составу от указанных в таблице 1, но совместимыми с ИК АИИС КУЭ по электрическим, информационным и конструктивным параметрам.

Таблица 1 - Перечень ИК, измерительных компонентов ИИК ТИ АИИС КУЭ

№ ИК	Диспетчерское наименование присоединения	Тип ТТ (№ Г.р. СИ)	К _{ТТ}	Кл.т. ТТ	Тип ТН (№ Г.р. СИ)	К _{ТН}	Кл.т. ТН	Тип счетчика (№ Г.р. СИ)	Кл. т. при изм. акт эн.	Кл. т. (предел основной погрешности) при изм. реакт. эн.**
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1.	ПС «Железногорск», ВЛ-110 кВ «ГОК-5»	ТФЗМ-110Б-1У1 (2793-88)	1000/1	0,5	НКФ-110-57У1 (14205-94)	110000:ÖБ /100:ÖБ	0,5	МТ (32930-08)	0,2S	1 (0,5%)
2.	ПС «Железногорск», ВЛ-110 кВ «ГОК-6»	ТФЗМ-110Б-1У1 (2793-88)	1000/1	0,5	НКФ-110-57У1 (14205-94)	110000:ÖБ /100:ÖБ	0,5	МТ (32930-08)	0,2S	1 (0,5%)
3.	ПС «Железногорск», ВЛ-110 кВ «ГОК-7»	ТГФМ-110 (52261-12)	1000/1	0,2S	НКФ-110-57У1 (14205-94)	110000:ÖБ /100:ÖБ	0,5	МТ (32930-08)	0,2S	1 (0,5%)
4.	ПС «Железногорск», ВЛ-110 кВ «ГОК-8»	ТГФМ-110 (52261-12)	1000/1	0,2S	НКФ-110-57У1 (14205-94)	110000:ÖБ /100:ÖБ	0,5	МТ (32930-08)	0,2S	1 (0,5%)
5.	ПС «Железногорск», ВЛ-110 кВ ОВ-3	ТРГ-110 П (26813-04)	1000/1	0,2S	НКФ-110-57У1 (14205-94)	110000:ÖБ /100:ÖБ	0,5	МТ (32930-08)	0,2S	1 (0,5%)
6.	ПС «Железногорск», ВЛ-110 кВ «Горная-1»	ТФНД-110М (2793-71)	750/1	0,5	НКФ110-83У1 (1188-84)	110000:ÖБ /100:ÖБ	0,5	МТ (32930-08)	0,2S	1 (0,5%)
7.	ПС «Железногорск», ВЛ-110 кВ «Горная-2»	ТФЗМ-110Б-1У1 (2793-88)	750/1	0,5	UTD-123 (52353-12)	110000:ÖБ /100:ÖБ	0,5	МТ (32930-08)	0,2S	1 (0,5%)
8.	ПС «Железногорск», ВЛ-110 кВ «Горная-3»	ТФНД-110М (2793-71)	750/1	0,5	UTD-123 (52353-12)	110000:ÖБ /100:ÖБ	0,5	МТ (32930-08)	0,2S	1 (0,5%)
9.	ПС «Железногорск», ВЛ-110 кВ «Горная-4»	ТФНД-110М (2793-71)	750/1	0,5	НКФ110-83У1 (1188-84)	110000:ÖБ /100:ÖБ	0,5	МТ (32930-08)	0,2S	1 (0,5%)
10.	ПС «Железногорск», ВЛ-110 кВ ОВ-1	ТРГ-110 П (26813-04)	1200/1	0,2S	НКФ110-83У1 (1188-84)	110000:ÖБ /100:ÖБ	0,5	МТ (32930-08)	0,2S	1 (0,5%)

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
11.	ПС «Железнодорожск», ВЛ-110 кВ «Тяга-3»	ТФНД-110М (2793-71)	750/1	0,5	НКФ110-83У1 (1188-84)	110000:ÖБ /100:ÖБ	0,5	МТ (32930-08)	0,2S	1 (0,5%)
12.	ПС «Железнодорожск», ВЛ-110 кВ «Тяга-4»	ТФНД-110М (2793-71)	750/1	0,5	УТД-123 (52353-12)	110000:ÖБ /100:ÖБ	0,5	МТ (32930-08)	0,2S	1 (0,5%)
13.	ПС «Железнодорожск», ВЛ-110 кВ «ГОК-1»	ТГФМ-110 (52261-12)	750/1	0,2S	НКФ110-83У1 (1188-84)	110000:ÖБ /100:ÖБ	0,5	МТ (32930-08)	0,2S	1 (0,5%)
14.	ПС «Железнодорожск», ВЛ-110 кВ «ГОК-2»	ТГФМ-110 (52261-12)	750/1	0,2S	НКФ110-83У1 (1188-84)	110000:ÖБ /100:ÖБ	0,5	МТ (32930-08)	0,2S	1 (0,5%)
15.	ПС «Железнодорожск», ВЛ-110 кВ «ГОК-3»	ТРГ-110 П (26813-04)	750/1	0,2S	НКФ110-83У1 (1188-84)	110000:ÖБ /100:ÖБ	0,5	МТ (32930-08)	0,2S	1 (0,5%)
16.	ПС «Железнодорожск», ВЛ-110 кВ «ГОК-4»	ТРГ-110 П (26813-04)	750/1	0,2S	НКФ110-83У1 (1188-84)	110000:ÖБ /100:ÖБ	0,5	МТ (32930-08)	0,2S	1 (0,5%)
17.	ПС «Железнодорожск», ВЛ-110 кВ ОВ-2	ТРГ-110 П (26813-04)	1200/1	0,2S	НКФ110-83У1 (1188-84)	110000:ÖБ /100:ÖБ	0,5	МТ (32930-08)	0,2S	1 (0,5%)
18.	ПС «Железнодорожск», ВЛ-110 кВ «Тяга-1»	ТФНД-110М (2793-71)	750/1	0,5	НКФ110-83У1 (1188-84)	110000:ÖБ /100:ÖБ	0,5	МТ (32930-08)	0,2S	1 (0,5%)
19.	ПС «Железнодорожск», ВЛ-110 кВ «Тяга-2»	ТФНД-110М (2793-71)	750/1	0,5	НКФ110-83У1 (1188-84)	110000:ÖБ /100:ÖБ	0,5	МТ (32930-08)	0,2S	1 (0,5%)
20.	ПС-29 «Литейная», яч. 38	ТВЛМ-10 (1856-63)	150/5	0,5	НАМИ-10-95УХЛ2 (20186-00)	6000/100	0,5	МТ (32930-08)	0,2S	1 (0,5%)
21.	ПС-56 «р. Чернь», яч. 10	ТПЛ-10У3 (1276-59)	200/5	0,5	НАМИ-10-95УХЛ2 (20186-00)	6000/100	0,5	МТ (32930-08)	0,2S	1 (0,5%)

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
22.	ПС «Рудная», ОРУ-110 кВ, 1 секция, отпайка от ВЛ- 110 кВ «Горная-1»	ТОГ-110 (49001-12)	600/5	0,2S	ЗНОГ-110-У1- 3 (23894-12)	110000:ÖЗ /100:ÖЗ	0,2	МТ (32930-08)	0,2S	1 (0,5%)

Примечания

1 Все ИК объединены посредством УСПД типа «ЭКОМ-3000»

2 Для счетчиков при измерении активной электроэнергии указан класс точности по ГОСТ Р 52323 с учетом дополнений согласно документации фирмы-изготовителя счетчиков МТ

3 Для счетчиков при измерении активной электроэнергии указан класс точности по ГОСТ Р 52425 с учетом дополнений согласно документации фирмы-изготовителя счетчиков МТ

4 ТТ и ТН могут быть заменены на другие ТТ и ТН утвержденных типов и имеющих классы точности не хуже указанных в таблице 1

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ использовано программное обеспечение (ПО) комплекса технических средств «Энергосфера».

Идентификационные признаки метрологически значимой части ПО приведены в таблице 2.

Таблица 2 - Идентификационные признаки метрологически значимой части ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование программного обеспечения	pso_metr.dll
Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	1.1.1.1
Цифровой идентификатор программного обеспечения (рассчитываемый по алгоритму MD5)	C5EB6F6CA69318BED976E08A2BB7814B

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений в соответствии с Р 50.2.077-2014 - высокий.

Метрологические и технические характеристики

приведены в таблице 3.

Таблица 3 - Метрологические и технические характеристики АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	22
Доверительные границы допускаемой относительной погрешности измерительных каналов АИИС при вероятности $P=0,95$ при измерении активной (δ_w^A) и реактивной (δ_w^P) электрической энергии в рабочих условиях применения	Приведены в таблице 4
Предельное значение поправки часов счетчиков электрической энергии относительно шкалы времени UTC не более, с	± 5
Переход с летнего на зимнее время	автоматический
Период измерений активной и реактивной средней электрической мощности и приращений электрической энергии, минут	30
Период сбора результатов измерений приращений электрической энергии со счетчиков, минут	30
Период сбора текущих показаний счетчиков, ч	24
Формирование XML-файла для передачи внешним организациям	автоматическое
Формирование базы данных с результатами измерений с указанием времени проведения измерений и времени поступления результатов измерений в базу данных	автоматическое
Глубина хранения результатов измерений в базе данных не менее, лет	3,5
Ведение журналов событий ИВК и ИИК ТИ	автоматическое
Рабочие условия применения трансформаторов тока и напряжения, счетчиков электрической энергии, входящих в состав измерительных каналов АИИС:	
температура окружающего воздуха (кроме счетчиков), °С	от -45 до +40
температура окружающего воздуха (для счетчиков), °С	от 0 до +40
частота сети, Гц	от 49,5 до 50,5
индукция внешнего магнитного поля, мТл	не более 0,5

Продолжение таблицы 3

1	2
Допускаемые значения информативных параметров входного сигнала:	
ток (для ИК с ТТ класса 0,5), % от $I_{НОМ}$	от 5 до 120
ток (для ИК с ТТ класса 0,2S), % от $I_{НОМ}$	от 2 до 120
напряжение, % от $U_{НОМ}$	от 90 до 110
коэффициент мощности, $\cos j$ (при измерении активной электрической энергии и мощности)	0,5 инд.-1,0-0,5 емк.
коэффициент реактивной мощности, $\sin j$ (при измерении реактивной электрической энергии и мощности)	0,5 инд.-1,0-0,5 емк.
Рабочие условия применения остальных технических средств АИИС КУЭ:	
температура окружающего воздуха, °С	от 0 до +40
частота сети, Гц	от 49 до 51
напряжение сети питания, В	от 198 до 242
Показатели надежности:	
Средняя наработка на отказ, часов	не менее 1586 ч
Коэффициент готовности	не менее 0,9

Таблица 4 - Доверительные границы допускаемой относительной погрешности ИК АИИС КУЭ при измерении электрической энергии

I, % от $I_{НОМ}$	Коэффициент мощности	ИК № 5, 10, 15-17		ИК №1-4, 6-9, 11-14, 18, 19-22	
		$\delta_w^A, \pm\%$	$\delta_w^P, \pm\%$	$\delta_w^A, \pm\%$	$\delta_w^P, \pm\%$
2	0,5 инд., 0,5 емк.	2,1	1,3	-	-
5	0,5 инд., 0,5 емк.	1,7	1,0	5,4	2,5
20	0,5 инд., 0,5 емк.	1,5	1,0	3	1,5
100, 120	0,5 инд., 0,5 емк.	1,5	1,0	2,2	1,2
2	0,8 инд., 0,8 емк.	1,4	1,8	-	-
5	0,8 инд., 0,8 емк.	1,1	1,4	2,9	4,3
20	0,8 инд., 0,8 емк.	0,9	1,3	1,6	2,4
100, 120	0,8 инд., 0,8 емк.	0,9	1,3	1,3	1,8
2	0,865 инд., 0,865 емк.	1,3	2,1	-	-
5	0,865 инд., 0,865 емк.	1,1	1,7	2,5	5,4
20	0,865 инд., 0,865 емк.	0,9	1,5	1,4	3,0
100, 120	0,865 инд., 0,865 емк.	0,9	1,5	1,1	2,2
2	1,0	1,1	-	-	-
5	1,0	0,8	-	1,8	-
20	1,0	0,7	-	1,1	-
100, 120	1,0	0,7	-	0,9	-

δ_w^A - доверительные границы допускаемой относительной погрешности при вероятности $P=0,95$ при измерении активной электрической энергии и активной средней мощности в рабочих условиях применения;

δ_w^P - доверительные границы допускаемой относительной погрешности при вероятности $P=0,95$ при измерении реактивной электрической энергии и реактивной средней мощности в рабочих условиях применения.

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист формуляра РЭС.425210.058ФО и паспорта РЭС.425210.058ПС.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Тип, модификация	Кол-во, шт.
Трансформаторы тока климатического исполнения VI, ХЛ1	ТФЗМ-110Б-1У1	9
Трансформаторы тока	ТГФМ-110	12
Трансформаторы тока элегазовые	ТРГ-110 П	15
Трансформаторы тока измерительные	ТФНД-110М	21
Трансформаторы тока	ТОГ-110	3
Трансформаторы тока измерительные	ТВЛМ-10	2
Трансформаторы тока проходные с литой изоляцией	ТПЛ-10У3	2
Трансформаторы напряжения	НКФ-110-57У1	6
Трансформаторы напряжения	НКФ110-83У1	9
Трансформаторы напряжения	ЗНОГ-110	3
Трансформаторы напряжения	UTD-123	3
Трансформаторы напряжения антирезонансные трехфазные	НАМИ-10-95УХЛ2	2
Счетчики статические трехфазные переменного тока активной и реактивной энергии	МТ: МТ860S-A22R36S33-EI-M3K03	22
Устройство сбора и передачи данных	ЭКОМ-3000	1
Модем	Zyxel U-336S	2
GSM модем	Siemens	5
Преобразователь интерфейсов	Моха NPort 5250	8
Преобразователь интерфейсов	Моха IMC-101-S-SC-T	6
Преобразователь интерфейсов	Моха TCC100	1
Система информационно-измерительная автоматизированная коммерческого учета электрической энергии ОАО «КМА-Энергосбыт». Формуляр	РЭС.425210.058 ФО	1
Система информационно-измерительная автоматизированная коммерческого учета электрической энергии ОАО «КМА-Энергосбыт». Паспорт	РЭС.425210.058 ПС	1
Система информационно-измерительная автоматизированная коммерческого учета электрической энергии ОАО «КМА-Энергосбыт». Методика поверки	РЭС.425210.058 Д1	1

Поверка

осуществляется по документу РЭС.425210.058 Д1 «Система информационно-измерительная автоматизированная коммерческого учета электрической энергии ОАО «КМА-Энергосбыт». Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «СНИИМ» 09.07.2009 г.

Основные средства поверки:

- миллитесламетр портативный ТП2-2У-01 (Г.р. № 16373-08);
- мультиметр АРРА-109 (Г.р. № 20085-11);
- вольтамперфазометр «Парма ВАФ-А» (Г.р. № 22029-10);
- измеритель комплексных сопротивлений электрических цепей «Вымпел» (Г.р. № 23070-05);
- государственный первичный эталон единиц времени, частоты и национальной шкалы времени ГЭТ 1-2012;
- для ТТ - по ГОСТ 8.217-2003;
- для ТН - по ГОСТ 8.216-2011;
- для счетчиков электрической энергии МТ - в соответствии с методикой поверки МП 32930-08 «Счетчики статические трехфазные переменного тока активной и реактивной энергии МТ. Методика поверки», утвержденной ФГУП «СНИИМ» в июне 2008 г.;
- для устройства сбора и передача данных «ЭКОМ-3000» и программно-технического комплекса «ЭКОМ» - в соответствии с методикой поверки МП 26-262-99 «Программно-технический измерительный комплекс «ЭКОМ». Методика поверки измерительных каналов», утвержденной ФГУП «УНИИМ» в декабре 1999 г.

Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик АИИС КУЭ с требуемой точностью.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке.

Сведения о методиках (методах) измерений

Методика измерений изложена в документе «Методика выполнения измерений количества электрической энергии с использованием системы информационно-измерительной автоматизированной коммерческого учета электрической энергии ОАО «КМА-Энергосбыт» Свидетельство об аттестации методики измерений № 64-09 от «27» августа 2009 г., зарегистрирована в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под номером ФР.1.34.2009.06449

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе информационно-измерительной автоматизированной коммерческого учета электрической энергии ОАО «КМА-Энергосбыт»

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

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

ГОСТ Р 52425-2005. Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Статические счетчики реактивной энергии

ГОСТ 7746-2001. Трансформаторы тока. Общие технические условия

ГОСТ 1983-2001. Трансформаторы напряжения. Общие технические условия

РЭС.425210.058. Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии (мощности) ОАО «КМА-Энергосбыт». Технорабочий проект

Изготовитель

Закрытое акционерное общество «ЭнергоМир» (ЗАО «ЭнергоМир»)

ИНН 4401065813

Адрес: 156009, г. Кострома, ул. Энергетиков, д. 1

Испытательный центр

ГЦИ СИ Федеральное государственное унитарное предприятие «Сибирский государственный ордена Трудового Красного Знамени научно-исследовательский институт метрологии» (ГЦИ СИ ФГУП «СНИИМ»)

Адрес: 630004, г. Новосибирск, проспект Димитрова, д. 4

Тел. (383)210-08-14, факс (383)210-13-60

E-mail: director@sniim.ru

Аттестат аккредитации ГЦИ СИ ФГУП «СНИИМ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30007-09 от 12.12.2009 г.

Заместитель
Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п.

« ____ » _____ 2017 г.