

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии ФИЛИАЛА ПАО «ЭК» «СЕВАСТОПОЛЬЭНЕРГО» в г. Севастополь

### Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учёта электрической энергии ФИЛИАЛА ПАО «ЭК» «СЕВАСТОПОЛЬЭНЕРГО» в г. Севастополь (далее-АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электрической энергии, потребленной за установленные интервалы времени, для осуществления эффективного автоматизированного коммерческого учета и контроля электрической энергии и мощности, потребляемой с ОРЭМ по расчетным точкам учета, автоматизированного сбора, обработки, хранения и отображения информации, а также передачу данных в утвержденных форматах другим удаленным заинтересованным пользователям.

### Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную двухуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределённой функцией измерения.

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- измерение 30-минутных приращений активной электроэнергии;
- периодический (1 раз 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 в организации (внешние пользователи) результатов измерений;
- предоставление по запросу контрольного доступа к результатам измерений, данных о состоянии объектов и средств измерений со стороны сервера организаций (внешних пользователей);
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка паролей и т.п.);
- диагностика функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
- конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;
- ведение системы единого времени в АИИС КУЭ (коррекция времени);

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень - измерительно-информационные комплексы (далее-ИИК), включающие измерительные трансформаторы тока (ТТ) класса точности (КТ) 0,5S и 0,5 по ГОСТ 7746-01, измерительные трансформаторы напряжения (ТН) класса точности (КТ) 0,5 по ГОСТ 1983-01, счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные ZMD (модификации ZMD405CT44, ZMD405CR44) в ГРН№53319-13 и ZMG (модификации ZMG405CR.4, ZMG310CR.4) в ГР № 54762-13 класса точности (КТ) 0,5S/1,0 и 1,0/2,0 по ГОСТ 31819.22-2012 при измерении активной электрической энергии и ГОСТ 31819.23-2012 при измерении реактивной электрической энергии, указанных в таблице 2 (11 точек измерения).

2-й уровень - представляет собой информационно-вычислительный комплекс (далее-ИВК), включающий в себя сервер баз данных (СБД), локально-вычислительную сеть, программное обеспечение «Пирамида 2000», устройство синхронизации системного времени, выполненного на базе GPS-приемника типа УСВ-3 в ГРН№ 64242-16, автоматизированные рабочие места, технические средства приема-передачи данных, каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы. Технические средства для обеспечения локальной вычислительной сети (ЛВС) и разграничения доступа к информации.

Первичные фазные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы 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, реактивной и полной мощности.

Электрическая энергия, как интеграл по времени от мощности, вычисляется для интервалов времени 30 мин.

Результаты измерений для каждого интервала измерения и 30-минутные данные коммерческого учета соотнесены с текущим московским временем и передаются в целых числах кВт·ч.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков посредством линий связи RS-485 и GSM-модема передается на ИВК по запросу или в автоматическом режиме.

СБД АИИС КУЭ при помощи ПО «Пирамида 2000» осуществляет сбор, обработку измерительной информации (умножение на коэффициенты трансформации трансформаторов тока и трансформаторов напряжения), формирование, хранение, оформление справочных и отчетных документов и последующую передачу информации в АО «АТС» и прочим заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

Автоматизированное рабочее место АИИС КУЭ энергосбытовой компании (далее - АРМ АИИС КУЭ) подключен к ИВК АИИС КУЭ ФИЛИАЛА ПАО «ЭК» «СЕВАСТОПОЛЬЭНЕРГО» в г. Севастополь. Отчеты в формате XML сформированные на ИВК АИИС КУЭ ФИЛИАЛА ПАО «ЭК» «СЕВАСТОПОЛЬЭНЕРГО» в г. Севастополь передаются на АРМ АИИС КУЭ посредством электронной почты. Далее на АРМ АИИС КУЭ отчеты XML подписываются электронной цифровой подписью (ЭЦП) и отправляются по выделенному каналу связи сети Ethernet в АО «АТС», региональному филиалу АО «СО ЕЭС» и всем заинтересованным субъектам оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ).

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), включающей в себя устройство синхронизации системного времени, выполненного на базе GPS-приемника типа УСВ-3, принимающего сигналы точного времени от спутников глобальной системы позиционирования.

СОЕВ выполняет законченную функцию измерения времени, имеет нормируемые метрологические характеристики и обеспечивает автоматическую синхронизацию времени. Часы ИВК АИИС КУЭ синхронизированы со временем УСВ-3, корректировка часов ИВК АИИС КУЭ выполняется при расхождении времени часов ИВК и УСВ-3 на  $\pm 1$  с. Сличение времени часов счетчиков АИИС КУЭ с временем часов ИВК происходит при каждом опросе, при расхождении времени часов счетчиков с временем часов ИВК на чем  $\pm 2$  с выполняется их корректировка.

Предел допускаемой абсолютной погрешности хода часов АИИС КУЭ  $\pm 5$  с/сутки. Журналы событий счетчика электроэнергии 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.

### **Программное обеспечение**

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение (ПО) «Пирамида 2000» (Версия 30.01/2014/С-50).

Идентификационные данные (признаки) программного обеспечения приведены в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные данные (признаки) программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значения
1	2
Наименование ПО	Общий модуль, содержащий функции, используемые при вычислениях различных значений и проверке точности вычислений
Идентификационное наименование ПО	Metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3
Цифровой идентификатор ПО	52e28d7b608799bb 3ccea41b548d2c83

Уровень защиты программного обеспечения от непреднамеренных и преднамеренных изменений по Р.50.2.077-2014 - средний.

Конструкция АИИС КУЭ исключает возможность несанкционированного влияния на ПО АИИС КУЭ и измерительную информацию (наличие специальных средств защиты - разграничение прав доступа, использование ключевого носителя, пароли, фиксация изменений в журнале событий), исключающие возможность несанкционированной модификации, загрузки фальсифицированного ПО и данных, считывания из памяти, удаления или иных преднамеренных изменений метрологически значимой части ПО и измеренных данных.

### Метрологические и технические характеристики

должны соответствовать положениям постановления Правительства РФ от 31.10.2009 г. №879 «Об утверждении положения о единицах величин, допускаемых к применению в Российской Федерации», ГОСТ 8.009-84, РМГ 29-2013, а также действующим национальным стандартам на средства измерений.

Перечень компонентов АИИС КУЭ, с указанием непосредственно измеряемой величины, наименования присоединений, типов и классов точности средств измерений, входящих в состав измерительного канала (далее - ИК), представлен в таблице 2.

Таблица 2 - Перечень компонентов, входящих в измерительные каналы АИИС КУЭ

номер ИК	Наименование ИК	Состав измерительного канала				Вид электроэнергии
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	УСВ	
1	2	3	4	5	6	7
1	ПС-9 (35/6 кВ) 1СШ 35кВ ВЛ 35 кВ ПС-9 - Некрасовка	ТОЛ-СВЭЛ-35 III 300/5 КТ 0,5S	ЗНОМ-35-65 35000/100 КТ 0,5	ZMD405CT44 КТ 0,5S/1,0	УСВ-3	Активная Реактивная
2	ПС-10 (110/10 кВ) ОРУ-110 кВ 1СШ ВЛ 110 кВ ПС-10-Заря	ТОЛ-110 III 400/5 КТ 0,5S	НАМИ-110 УХЛ1 110000/100 КТ 0,2	ZMD405CT44 КТ 0,5S/1,0		
3	ПС-10 (110/10 кВ) РУ-10 кВ 1СШ яч.11 КВЛ 10 кВ ПС-10 л.11 - РП Форос	ТПЛ-10 200/5 КТ 0,5	НАМИ-10 10000/100 КТ 0,5	ZMD405CR44 КТ 0,5S/1,0		
4	ПС-10 (110/10 кВ) РУ-10 кВ 2СШ яч.14 КВЛ 10 кВ ПС-10 л.14 - РП Форос	ТПЛ-10 300/5 КТ 0,5	НАМИ-10 У2 10000/100 КТ 0,2	ZMD405CR44 КТ 0,5S/1,0		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
5	ПС 110/35/10 кВ Мекензиевы Горы, 1Сш 35 кВ ВЛ 35 кВ Мекензиевы Горы - Танковое с отпайкой на ПС-8	ТОЛ-СВЭЛ-35 III 400/5 КТ 0,5S	ЗНОМ-35-65 35000/100 КТ 0,5	ZMD405CT44 КТ 0,5S/1,0	УСВ-3	Активная Реактивная
6	СП-1 (10/0,4 кВ) РУ-10 кВ ВЛ 10 кВ Сирень л.12 - СП-1	ТПЛ-СВЭЛ-10 150/5 КТ 0,5S	НТМИ-10-66У3 10000/100 КТ 0,5	ZMD405CT44 КТ 0,5S/1,0		
7	ТП-229 (10/0,4 кВ), РУ-10 кВ, ВЛ 10 кВ ТП-229 - ТП-8193 с отпайкой на ТП-8468	ТПЛУ-10У2.1 200/5 КТ 0,5S	НТМК-10 10000/100 КТ 0,5	ZMD405CT44 КТ 0,5S/1,0		
8	КТП-639 (10/0,4 кВ), ввод РУ-0,4 кВ	ТОП-0,66 200/5 КТ 0,5S	-	ZMD405CT44 КТ 0,5S/1,0		
9	КТП-639 (10/0,4 кВ), РУ-0,4 кВ, яч. 3 КЛ 0,4 кВ КТП-639 - Церковь	-	-	ZMG310CR.4 КТ 1,0/2,0		
10	ПС-8 (35/6 кВ) 1Сш 35 кВ ВЛ 35 кВ Мекензиевы Горы - Танковое с отпайкой на ПС-8	ТФЗМ 40,5 400/5 КТ 0,5S	ЗНОМ-35-65 35000/100 КТ 0,5	ZMD405CT44 КТ 0,5S/1,0		
11	ТП-171 (10/0,4 кВ) РУ-10 кВ, яч.2, КЛ 10 кВ ТП-171 - ТП-172	ТПЛ-10 75/5 КТ 0,5S	НТМИ-1-10-У3 10000/100 КТ 0,5	ZMG405CR.4 КТ 0,5S/1,0		

Пределы допускаемой относительной погрешности измерительного канала (далее-ИК) при измерении активной (реактивной) электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации (параметры сети: напряжение (0,9-1,1)  $U_{ном}$  ток (0,01-1,2)  $I_{ном}$ , 0,5 инд.  $\leq \cos \varphi \leq 0,8$  емк.; допускаемая температура окружающей среды для измерительных трансформаторов тока и напряжения от минус 40 до плюс 60 °С, для счетчиков электрической энергии от минус 40 до плюс 70°С, для сервера от 10 до 35 °С) приведены в таблице 3. Температура воздуха в местах расположения счетчиков от минус 10 до плюс 35 °С.

Таблица 3 - Пределы допускаемой относительной погрешности измерительного канала АИИС КУЭ при измерении активной (реактивной) электрической энергии в рабочих условиях

Номер измерительного канала	Значение $\cos \varphi$	Пределы допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной (реактивной) электроэнергии (при значении рабочего тока в процентах от номинального первичного тока ТТ), %							
		$d_{1(2)\%},$ $I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_{5\%}$		$d_{5\%},$ $I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$		$d_{20\%},$ $I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$		$d_{100\%},$ $I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$	
		А	Р	А	Р	А	Р	А	Р
1,5-7,10,11	0,5	±5,6	±3,6	±3,2	±2,7	±2,4	±2,5	±2,4	±1,5
	0,8	±3,1	±5,1	±1,9	±3,5	±1,5	±3,0	±1,5	±2,1

Продолжение таблицы 3

		А	Р	А	Р	А	Р	А	Р
1,5-7,10,11	1	±2,1	не норм	±1,3	не норм	±1,1	не норм	±1,6	не норм
2	0,5	±5,5	±3,5	±3,0	2,7	±2,2	±2,5	±2,2	±2,5
	0,8	±3,0	±5,0	±1,7	±3,4	±1,3	±2,9	±1,3	±2,9
	1	±2,1	не норм	±1,2	±3,4	±1,0	не норм	±1,5	не норм
3	0,5	-	-	±5,8	±3,9	±3,5	±3,2	±2,9	±3,1
	0,8	-	-	±3,3	±5,5	±2,2	±4,0	±2,0	±3,7
	1	-	-	±2,2	не норм	±1,6	не норм	±1,9	не норм
4	0,5	-	-	±5,7	±3,8	±3,4	±3,2	±2,7	±3,1
	0,8	-	-	±3,2	±5,4	±2,1	±3,9	±1,8	±3,6
	1	-	-	±2,1	не норм	±1,5	не норм	±1,8	не норм
8	0,5	-	-	±5,7	±4,7	±3,3	±4,5	±2,6	±4,4
	0,8	-	-	±3,3	±4,9	±2,2	±4,7	±2,0	±4,7
	1	-	-	±2,0	не норм	±1,4	не норм	±1,2	не норм
9	0,5	±5,4	±3,3	±3,0	±2,6	±2,0	±2,4	±2,0	±2,4
	0,8	±2,9	±4,9	±1,7	±3,4	±1,3	±2,8	±1,3	±2,8
	1	±1,9	не норм	±1,1	не норм	±0,9	не норм	±1,4	не норм

Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерительного канала при измерении активной (реактивной) электрической энергии (параметры сети: напряжение (0,98-1,02)  $U_{ном}$ ; ток (0,01-1,2)  $I_{ном}$ , 0,5 инд.  $\leq \cos \varphi \leq 0,8$  емк; температура окружающей среды (23±2) °С приведены в таблице 4.

Таблица 4 - Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерительного канала АИИС КУЭ при измерении активной (реактивной) электрической энергии

Номер измерительного канала	Значение $\cos \varphi$	Пределы допускаемой основной относительной погрешности ИК при измерении активной (реактивной) электроэнергии, %							
		$d_{I(2)\%},$ $I_{I(2)\%} \leq I_{изм} < I_{5\%}$		$d_{5\%},$ $I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$		$d_{20\%},$ $I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$		$d_{100\%},$ $I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$	
		А	Р	А	Р	А	Р	А	Р
1,5-7,10,11	0,5	±5,5	±3,0	±3,1	±1,9	±2,3	±1,5	±2,3	±1,5
	0,8	±3,0	±4,6	±1,7	±2,8	±1,3	±2,1	±1,3	±2,1
	1	±2,1	не норм	±1,2	не норм	±1,0	не норм	±1,0	не норм
2	0,5	±5,4	±2,9	±2,9	1,8	±2,0	±1,4	±2,0	±1,4
	0,8	±3,0	±4,5	±1,6	±2,6	±1,2	±1,9	±1,2	±1,9
	1	±2,0	не норм	±1,1	±3,4	±0,9	не норм	±0,9	не норм
3	0,5	-	-	±5,5	±2,7	±3,0	±1,8	±2,3	±1,5
	0,8	-	-	±2,9	±4,6	±1,7	±2,6	±1,3	±2,1
	1	-	-	±1,8	не норм	±1,2	не норм	±1,0	не норм
4	0,5	-	-	±5,4	±2,7	±2,8	±1,7	±2,0	±1,4
	0,8	-	-	±2,9	±4,5	±1,5	±2,4	±1,2	±1,9
	1	-	-	±1,8	не норм	±1,1	не норм	±0,9	не норм
8	0,5	±5,4	±2,9	±2,8	±1,7	±1,9	±1,3	±1,9	±1,3
	0,8	±2,9	±4,5	±1,6	±2,6	±1,1	±1,8	±1,1	±1,8
	1	±2,0	не норм	±1,0	не норм	±0,8	не норм	±0,8	не норм
9	0,5	-	-	не норм	не норм	±1,1	±2,2	±1,1	±2,2
	0,8	-	-	не норм	не норм	±1,1	±2,2	±1,1	±2,2
	1	-	-	±1,7	не норм	±1,1	не норм	±1,1	не норм

Надежность применяемых в системе компонентов:

счетчик электрической энергии многофункциональный ZDM, ZMG

- среднее время наработки на отказ не менее  $T_{ср} = 22\ 0000$  ч,  
трансформатор тока (напряжения)

-среднее время наработки на отказ не менее  $40 \cdot 10^5$  часов,  
сервер

-среднее время наработки на отказ не менее  $T = 150000$  часов,

-среднее время восстановления работоспособности  $t_v = 1$  час.

Надежность системных решений:

-резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации-участники оптового рынка электроэнергии с помощью электронной почты и сотовой связи.

Регистрация событий:

журнал событий счетчика:

- параметрирования;

- воздействия внешнего магнитного поля;

- вскрытие счетчика;

- пропадания напряжения;

- коррекции времени в счетчике;

журнал сервера:

- даты начала регистрации измерений;

- перерывов электропитания;

- потери и восстановления связи со счётчиками;

- программных и аппаратных перезапусков;

- корректировки времени в счетчике и сервере;

- изменения ПО.

Защищенность применяемых компонентов:

механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:

- электросчетчика;

- промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;

- сервера ИВК;

защита информации на программном уровне:

- результатов измерений при передаче информации (возможность использования цифровой подписи);

- установка пароля на счетчик;

- установка пароля на сервер.

### Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации АИИС КУЭ.

### Комплектность средства измерений

В комплект поставки АИИС КУЭ входит техническая документация на измерительные каналы и на комплектующие средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование компонента системы	Регистрационный номер в Информационном фонде	Количество
1	2	3
Счетчики электрической энергии ZMD	53319-13	9 шт.
Счетчики электрической энергии ZMG	54762-13	1 шт.
Счетчики электрической энергии ZMG		1 шт.
Трансформатор тока ТОЛ-110 Ш, КТ 0,5S	64539-16	3 шт.

Продолжение таблицы 5

1	2	3
Трансформатор тока ТОЛ-СВЭЛ-35 Ш, КТ 0,5S	51517-12	6 шт.
Трансформатор тока ТОП-0,66, КТ 0,5S	57218-14	3 шт.
Трансформатор тока ТПЛ-10, КТ 0,5	1276-59	4 шт.
Трансформатор тока ТПЛ-10, КТ 0,5S		2 шт.
Трансформатор тока ТПЛ-СВЭЛ-10, КТ 0,5S	44701-10	2 шт.
Трансформатор тока ТПЛУ-10 У2.1, КТ 0,5S	41376-09	2 шт.
Трансформатор тока ТФЗМ 40,5, КТ 0,5S	49580-12	3 шт.
Трансформатор напряжения НАМИ-110, УХЛ1, КТ 0,2	24218-13	3 шт.
Трансформатор напряжения НАМИ-10, КТ 0,5	57274-14	1 шт.
Трансформатор напряжения НАМИ-10 У2, КТ 0,2	57274-14	1 шт.
Трансформатор напряжения ЗНОМ-35-65, КТ 0,5	912-70	9 шт.
Трансформатор напряжения НТМИ-10-66У3, КТ 0,5	831-69	1 шт.
Трансформатор напряжения НТМК-10, КТ 0,5	355-49	1 шт.
Трансформатор напряжения НТМИ-1-10-У3, КТ 0,5	59761-15	1 шт.
Устройство синхронизации времени УСВ-3	64242-16	1 шт.
Основной сервер: HP ProLiant DL180 G6	-	1 шт.
АРМ (автоматизированное рабочее место)	-	5 шт.
Документация		
Методика поверки МП 4222-16-7714348389-2017		1 экз.
Формуляр ФО 4222-16-7714348389-2017		1 экз.

### Поверка

осуществляется по документу МП 4222-16-7714348389-2017. «Система автома-тизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии ФИЛИАЛА ПАО «ЭК» «СЕВАСТОПОЛЬЭНЕРГО» в г. Севастополь. Методика поверки, утвержденному ФБУ «Самарский ЦСМ» 18.01.2017 г.

Основные средства поверки - по НД на измерительные компоненты:

- трансформаторы тока по ГОСТ 8.217-2003;
- трансформаторы напряжения по ГОСТ 8.216-2011;
- счетчик электрической энергии трехфазный ZMD 400 трансформаторного включения Серия E 650. Инструкция пользователя. Методика поверки. D000030110с-E650-MP-UA;
- счетчик электрической энергии трехфазный ZMG 300 прямого включения Серия E550. Инструкция Пользователя. Методика поверки. D7102000377с-E550-MP-UA;
- счетчик электрической энергии трехфазный ZMG400 трансформаторного включения Серия E550. Инструкция пользователя. Методика поверки. D000029783с-E550-MP-UA;
- устройство синхронизации времени УСВ-3 по документу «Инструкция. Устройства синхрони-зации времени УСВ-3». Методика поверки. ВЛСТ.240.00.000МП», утвержденным руководителем ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИФТРИ» в 2012 г;
- радиочасы МИР РЧ-01, регистрационный номер в Информационном фонде 27008-04;
- мультиметр «Ресурс-ПЭ-5», регистрационный номер в Информационном фонде 33750-12.

Допускается применять средства поверки, не приведенные в перечне, но обеспечивающие определение метрологических характеристик АИИС КУЭ с требуемой точностью.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке, оформленное в соответствии с приказом Минпромторга России № 1815 от 02.08.2015 года «Об утверждении Порядка проведения поверки средств измерений, требований к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке».

**Сведения о методиках (методах) измерений**

приведены в документе «Методика (метод) измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно - измерительной коммерческого учета электрической энергии ФИЛИАЛА ПАО «ЭК» «СЕВАСТОПОЛЬЭНЕРГО» в г. Севастополь. Свидетельство об аттестации №167 /RA.RU. 311290/2015/2017 от 10 января 2017 г.

**Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учёта электрической энергии ФИЛИАЛА ПАО «ЭК» «СЕВАСТОПОЛЬЭНЕРГО» в г. Севастополь**

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

ГОСТ 7746-2001. Трансформаторы тока. Общие технические условия

ГОСТ 1983-2001. Трансформаторы напряжения. Общие технические условия

ГОСТ 31819.22-2012. Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 22. Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2 S и 0,5 S

ГОСТ 31819.23-2012. Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Статические счетчики реактивной энергии. (IEC 62053-23:2003, MOD)

**Изготовитель**

Общество с ограниченной ответственностью «ЭНЕРГОМЕТРОЛОГИЯ»  
(ООО «ЭНЕРГОМЕТРОЛОГИЯ»)

ИНН 7714348389

Адрес: 125040, г. Москва, ул. Ямского поля 3-я, д.2, к. 12

Телефон: 8 (495) 230-02-86

**Испытательный центр**

Федеральное бюджетное учреждение «Самарский центр стандартизации, метрологии и испытаний в Самарской области» (ФБУ «Самарский ЦСМ»)

Адрес: 443013, пр. Карла Маркса, 134, г. Самара

Телефон: (846) 336-08-27

Аттестат аккредитации ФБУ «Самарский ЦСМ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU 311281 от 16.11.2015 г.

Заместитель

Руководителя Федерального  
агентства по техническому  
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п.

« \_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2017 г.