



ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО  
ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

# СВИДЕТЕЛЬСТВО

об утверждении типа средств измерений

RU.E.34.057.A № 50365

**Срок действия бессрочный**

НАИМЕНОВАНИЕ ТИПА СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ

**Система автоматизированная информационно-измерительная  
коммерческого учета электроэнергии ОАО "МРСК Волги" – филиал  
"Самарские распределительные сети" ПС 110/10 кВ Кошки  
(АИС КУЭ ПС 110/10 кВ Кошки)**

ЗАВОДСКОЙ НОМЕР ПССД.011.073-АУЭ

ИЗГОТОВИТЕЛЬ

**ООО "Промсервис-СД", г. Самара**

РЕГИСТРАЦИОННЫЙ № 53175-13

ДОКУМЕНТ НА ПОВЕРКУ

**120-05-056-2012 МП**

ИНТЕРВАЛ МЕЖДУ ПОВЕРКАМИ **4 года**

Тип средств измерений утвержден приказом Федерального агентства по  
техническому регулированию и метрологии от **04 апреля 2013 г. № 343**

Описание типа средств измерений является обязательным приложением  
к настоящему свидетельству.

Заместитель Руководителя  
Федерального агентства

Ф.В.Булыгин

"....." ..... 2013 г.

Серия СИ

№ 009251

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ОАО "МРСК Волги" – филиал "Самарские распределительные сети" ПС 110/10 кВ Кошки (АИИС КУЭ ПС 110/10 кВ Кошки).

### Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ОАО "МРСК Волги" – филиал "Самарские распределительные сети" ПС 110/10 кВ Кошки предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, потребленной и переданной за установленные интервалы времени, сбора, обработки и хранения полученной информации. Результаты измерений системы могут быть использованы для коммерческих расчетов.

### Описание средства измерений

АИИС КУЭ ПС 110/10 кВ Кошки представляет собой многофункциональную, многоуровневую систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения.

АИИС КУЭ ПС 110/10 кВ Кошки решает следующие задачи:

- Автоматическое измерение 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии и средних на 30-минутных интервалах значений активной и реактивной мощности;
- периодический (1 раз в сутки) и/или по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени измеренных данных о приращениях электроэнергии и значениях электроэнергии с нарастающим итогом с дискретностью учета 30 минут и данных о состоянии средств измерений;
- хранение результатов измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;
- передача результатов измерений на сервер АИИС КУЭ и автоматизированные рабочие места (АРМы);
- представление по запросу доступа к результатам измерений, данным о состоянии объектов и средств измерений со стороны сервера электросетевых и энергосбытовых организаций;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка пломб, паролей и т.п.);
- диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
- конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;
- ведение времени в АИИС КУЭ (коррекция времени).

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень (ИИК) включает в себя: трансформаторы тока (ТТ) класса точности 0,2S, 0,5S и 0,5 по ГОСТ 7746-68, ГОСТ 7746-78, ГОСТ 7746-2001, трансформаторы напряжения (ТН) класса точности 0,5 и 1,0 по ГОСТ 1893-67, ГОСТ 1893-77, ГОСТ 1893-89 счетчики активной и реактивной энергии ЦЭ 6850 класса точности 0,2S и 0,5S по ГОСТ Р 52323-2005 для активной энергии и 0,5 по ГОСТ Р 52425-2005, ГОСТ Р 52323-2005 и 1,0 по ГОСТ Р 52425-2005 для реактивной энергии и счетчики активной и реактивной энергии СЭТ-4ТМ.03

класса 0,2S 0,5S по ГОСТ Р 52323-2005 для активной энергии и 0,5 по ГОСТ Р 52425-2005, ГОСТ Р 52323-2005 и 1,0 по ГОСТ Р 52425-2005 для реактивной энергии, установленные на объектах, указанных в таблице 1 (24 точки измерений);

2-й уровень – устройство сбора и передачи данных (УСПД) на базе контроллера измерительного программируемого ВЭП-01 со встроенным устройством синхронизации системного времени;

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя каналобразующую аппаратуру, сервер баз данных (БД), автоматизированные рабочие места персонала и программное обеспечение (ПО).

Первичные 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 преобразуют в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются мгновенные значения активной и полной мощности, которые усредняются за период 0,02 с. Средняя за период реактивная мощность вычисляется по средним за период значениям активной и полной мощности. Измерительная информация на выходе счетчика без учета коэффициента трансформации:

- активная и реактивная электрическая энергия, как интеграл по времени от средней за период 0,02 с активной и реактивной мощности, соответственно, вычисляется для интервалов времени 30 мин;

- средняя на интервале времени 30 мин активная (реактивная) электрическая мощность.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков по проводным линиям связи поступает на входы УСПД, где производится дальнейшая обработка измерительной информации, в частности вычисление энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных по линиям связи на верхний уровень системы (сервер БД).

На верхнем - третьем уровне системы выполняется формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов. Отображение информации на мониторах АРМ и передача информации в организации-участники оптового рынка электроэнергетики осуществляется от сервера БД, по каналам связи до интернет-провайдера (основной и резервный канал связи).

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени СОЕВ, включающей в себя приемник сигналов спутникового времени. Приемник сигналов спутникового времени входит в состав УСПД ВЭП-01. Время УСПД синхронизировано с временем приемника, сличение ежесекундное, погрешность синхронизации не более 0,1 с. УСПД осуществляет коррекцию времени сервера БД и счетчиков. Сличение времени счетчиков со временем УСПД осуществляется один раз в сутки, корректировка времени выполняется при расхождении времени счетчиков со временем УСПД  $\pm 1$  с. Сличение времени сервера БД с временем УСПД один раз в сутки, корректировка времени выполняется при расхождении времени сервера БД со временем УСПД  $\pm 1$  с. Погрешность системного времени  $\pm 5$  с/сутки.

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

#### **Программное обеспечение**

В АИИС КУЭ ПС 110/10 кВ Кошки используется программный комплекс (ПК) "Энергосфера".



Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений в соответствии с МИ 3286-2010 – С.

ПК "Энергосфера" внесен в Госреестр в составе ПТК "ЭКОМ" № 19542-05.

Оценка влияния ПО на метрологические характеристики СИ – влияния нет.

Идентификационные данные программного обеспечения приведены в таблице 1

Таблица 1

Наименование ПО	Идентификационное наименование ПО	Номер версии ПО	Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО
ПК "Энергосфера"	pso_metr.dll	1.1.1.1	cbeb6f6ca69318bed976e08a2bb7814b	MD5

### Метрологические и технические характеристики

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

Таблица 2

Номер ИК	Наименование объекта	Состав измерительного канала				Вид электроэнергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	ВЛ-110 кВ Р.Васильевка	ТФНД-110М 200/5, Кл. т. 0,5	НКФ-110-57 110000/√3: 100/√3, Кл. т. 1,0	ЦЭ6850 Кл. т. 0,2S/0,5	ВЭП-01	Активная,	1,5	3,2
2	ВЛ-110 кВ Садовая	ТФНД-110М 300/5, Кл. т. 0,5		ЦЭ6850 Кл. т. 0,5S/1,0		реактивная	3,1	4,9
3	ВЛ-110 кВ Ермаково	ТФНД-110М 300/5, Кл. т. 0,5		ЦЭ6850 Кл. т. 0,2S/0,5		Активная,	1,6	3,6
4	С-1-Т 110 кВ	ТВТ-110 200/5, Кл. т. 0,5		ЦЭ6850 Кл. т. 0,2S/0,5		реактивная	3,2	5,9
5	С-2-Т 110 кВ	ТВТ-110 100/5, Кл. т. 0,5	ЦЭ6850 Кл. т. 0,2S/0,5	Активная,		1,5	3,2	
6	ВЛ-110 кВ Надеждино-2	ТФЗМ-110Б-1 200/5, Кл. т. 0,5	ЦЭ6850 Кл. т. 0,2S/0,5	реактивная		3,1	4,9	
7	ВЛ-110 кВ Кошки	ТФНД-110М 300/5, Кл. т. 0,5	ЦЭ6850 Кл. т. 0,2S/0,5	Активная,		1,1	3,0	
				реактивная	2,3	4,6		

Продолжение таблицы 2

Но- мер ИК	Наименова- ние объекта	Состав измерительного канала				Вид электро- энергии	Метрологиче- ские характери- стики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД		Основная по- грешность, %	Погрешность в рабочих усло- виях, %
8	С-1-Т 10 кВ (яч.9)	ТОЛ-СЭЩ-10 1500/5, Кл. т. 0,2S	НАМИТ-10- 2	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5		Активная,	0,8	1,6
						реактивная	1,5	2,6
9	КШК-1 (яч.1)	ТОЛ-СЭЩ-10 150/5, Кл. т. 0,5S	10000/100, Кл. т. 0,5	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5		Активная,	1,1	3,1
						реактивная	2,3	5,4
10	КШК-2 (яч.5)	ТОЛ-СЭЩ-10 150/5, Кл. т. 0,5S		СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,5S/1,0		Активная,	1,2	3,3
						реактивная	2,4	5,5
11	КШК-3 (яч.7)	ТОЛ-СЭЩ-10 100/5, Кл. т. 0,5S		СЭТ- 4ТМ.03.М Кл. т. 0,2S/0,5		Активная,	1,1	3,1
						реактивная	2,3	5,4
12	КШК-4 (яч.10)	ТОЛ-СЭЩ-10 100/5, Кл. т. 0,5S		СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5				
13	КШК-7 (яч3)	ТОЛ-СЭЩ-10 200/5, Кл. т. 0,5S	НАМИТ-10- 2 10000/100, Кл. т. 0,5	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5				
14	КШК-11 (яч3)	ТОЛ-СЭЩ-10 200/5, Кл. т. 0,5S		СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5		Активная,	1,1	3,1
						реактивная	2,3	5,4
15	КШК-12 (яч.4)	ТОЛ-СЭЩ-10 100/5, Кл. т. 0,5S		СЭТ- 4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5	ВЭП- 01			
16	Р1Т (яч.8)	ТОЛ-СЭЩ-10 50/5, Кл. т. 0,5S		СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5				
17	С-2-Т 10 кВ (яч.18)	ТОЛ-СЭЩ-10 600/5, Кл. т. 0,2S		СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5		Активная,	0,8	1,6
						реактивная	1,5	2,6
18	КШК-5 (яч.15)	ТОЛ-СЭЩ-10 200/5, Кл. т. 0,5S	НАМИТ-10- 2	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5				
19	КШК-6 (яч.16)	ТОЛ-СЭЩ-10 75/5, Кл. т. 0,5S	10000/100, Кл. т. 0,5	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5		Активная,	1,1	3,1
						реактивная	2,3	5,4
20	КШК-8 (яч.19)	ТОЛ-СЭЩ-10 100/5, Кл. т. 0,5S		СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5				

Окончание таблицы 2

Но- мер ИК	Наименова- ние объекта	Состав измерительного канала				Вид электро- энергии	Метрологиче- ские характери- стики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД		Основная по- грешность, %	Погрешность в рабочих усло- виях, %
21	КШК-9 (яч.20)	ТОЛ-СЭЩ-10 150/5, Кл. т. 0,5S	НАМИТ-10- 2 10000/100, Кл. т. 0,5	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5	ВЭП- 01	Активная,  реактивная	1,1	3,1
22	КШК-10 (яч.21)	ТОЛ-СЭЩ-10 100/5, Кл. т. 0,5S		СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5				
23	КШК-13 (яч.22)	ТОЛ-СЭЩ-10 50/5, Кл. т. 0,5S		СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5				
24	Р2Т (яч.23)	ТОЛ-СЭЩ-10 50/5, Кл. т. 0,5S		СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5				

Примечания:

- 1 Характеристики основной погрешности ИК даны для измерения электро-энергии и средней мощности (получасовая);
- 2 В качестве характеристик основной относительной погрешности указаны границы интервала соответствующие вероятности 0,95;
- 3 Метрологические характеристики нормированы с учетом ПО;
- 4 Нормальные условия эксплуатации компонентов АИИС:
  - параметры сети: напряжение (0,98÷1,02) Уном; ток (1÷1,2) Ином,  $\cos \varphi = 0,9$  инд.; частота (49,6÷50,4) Гц;
  - температура окружающей среды (20 ± 5) °С.
- 5 Рабочие условия эксплуатации компонентов АИИС:
  - параметры сети: напряжение (0,9÷1,1) Уном; ток (0,05÷1,2) Ином для ИК № 1 – 7, (0,01÷1,2) Ином для ИК № 8 – 24; 0,5 инд. ≤  $\cos \varphi$  ≤ 0,8 емк.; частота (47,5÷52,5) Гц;
  - допускаяемая температура окружающей среды для измерительных трансформаторов от минус 40 до + 70 °С, для счетчиков от минус 40 °С до + 55 °С; для сервера от + 10 до + 35 °С; для УСПД от минус 35 °С до + 50 °С;
- 6 Погрешность в рабочих условиях указана для I = 0,05 Ином,  $\cos \varphi=0,8$  инд. и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков в точках измерений от + 10 до + 35 °С для ИК № 1 – 7; для I = 0,02 Ином,  $\cos \varphi=0,8$  инд. и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков в точках измерений от + 10 до + 35 °С для ИК № 8, 17; для I = 0,02 Ином,  $\cos \varphi=0,8$  инд. и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков в точках измерений от минус 30 до + 35 °С для ИК № 9 – 16, 18 – 24;
- 7 Трансформаторы тока по ГОСТ 7746, трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983, счетчики электроэнергии по ГОСТ Р 52323 в режиме измерения активной электроэнергии и ГОСТ Р 52425 в режиме измерения реактивной электроэнергии;

- 8 Допускаются замена измерительных трансформаторов и счетчиков 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 на ОАО "МРСК Волги" – филиал "Самарские распределительные сети" порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Надежность применяемых компонентов:

- электросчетчик СЭТ-4ТМ.03 – среднее время наработки на отказ не менее  $T = 90000$  ч среднее время восстановления работоспособности  $t_v = 2$  ч;
- электросчетчик СЭТ-4ТМ.03М– среднее время наработки на отказ не менее  $T = 140000$  ч среднее время восстановления работоспособности  $t_v = 2$  ч;
- электросчетчик ЦЭ 6850 – среднее время наработки на отказ не менее  $T = 120000$  ч среднее время восстановления работоспособности  $t_v = 2$  ч;
- УСПД ВЭП-01– среднее время наработки на отказ не менее  $T = 100000$  ч среднее время восстановления работоспособности  $t_v = 2$  ч;
- сервер – среднее время наработки на отказ не менее  $T = 107300$  ч среднее время восстановления работоспособности  $t_v = 1$  ч.

Надежность системных решений:

- питание УСПД основной сети и резервной сети; основное от сети переменного тока напряжением от 85÷264 В; резервное от сети постоянного тока напряжением от 85÷264 В или от сети переменного тока напряжением от 85-264 В;
- резервирование питания оборудования центра сбора информации (сервера БД, коммуникационного оборудования) с помощью источника бесперебойного питания UPS;
- резервирование каналов связи: основной канал связи между ИВК и ИВКЭ выполнен на основе телефонной сети общего пользования (ТфОП) с помощью Hayes-модема, резервный канал связи на основе беспроводной сотовой связи с помощью GSM-модема; информация о результатах измерений может передаваться в организации - участники оптового рынка электроэнергии с помощью электронной почты;

Регистрация событий:

- в журнале событий счетчика:
  - параметрирования;
  - пропадания напряжения;
  - коррекция времени в счетчике;
- журнал УСПД:
  - параметрирования;
  - пропадания напряжения;

Защищенность применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
  - счетчика;
  - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
  - испытательной коробки;
  - УСПД;
  - сервера БД;
- защита информации на программном уровне:
  - 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 100 суток; при отключении питания – не менее 10 лет;
- УСПД – суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому ИК – 45 суток (функция автоматизирована); сохранение информации при отключении питания – не менее 5 лет;
- ИВК – хранение результатов измерений и информации о состоянии средств измерений – за весь срок эксплуатации системы.

### **Знак утверждения типа**

Знак утверждения типа наносится типографским способом в верхний правый угол на титульные листы паспорта и руководства по эксплуатации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии ОАО "МРСК Волги" – филиал "Самарские распределительные сети" ПС 110/10 кВ Кошки (АИИС КУЭ ПС 110/10 кВ Кошки).

### **Комплектность средства измерений**

Комплектность системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ОАО "МРСК Волги" – филиал "Самарские распределительные сети" ПС 110/10 кВ Кошки (АИИС КУЭ ПС 110/10 кВ Кошки) определяется проектной документацией на систему и приведено в паспорте ПССД.011.073-АУЭ ПФ.

В комплект поставки также входит техническая документация на систему и на комплектующие средства измерений.

### **Проверка**

осуществляется по документу "Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ОАО "МРСК Волги" – филиал "Самарские распределительные сети" ПС 110/10 кВ Кошки (АИИС КУЭ ПС 110/10 кВ Кошки). Методика поверки" 120-05-056-2012 МП утвержденному ГЦИ СИ ФБУ "Ульяновский ЦСМ" 06 августа 2012 г.

Средства поверки – по НД на измерительные компоненты:

- ТТ – по ГОСТ 8.217-2003;
- ТН – по ГОСТ 8.216-88 и/или по МИ 2845-2003, МИ 2925-2005;
- ЦЭ6850 – по методике поверки ИНЕС.41152.034 Д1;
- СЭТ-4ТМ.03 – по методике поверки ИЛГШ 411152.124 РЭ1;
- СЭТ-4ТМ.03М – по методике поверки ИЛГШ 411152.145 РЭ1;
- УСПД ВЭП-01 – по МП 4220-001-36888188-2003;

Средства измерений для проверки нагрузки на вторичные цепи ТТ и ТН и падения напряжения в линии связи между вторичной обмоткой ТН и счетчиком – по методике поверки АИИС КУЭ ПС 100/10 кВ Кошки.

### **Сведения о методиках (методах) измерений**

Методы измерений изложены в инструкции по эксплуатации ПССД. 011.073-АУЭ И4.



**Нормативные документы и технические документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ОАО "МРСК Волги" – филиал "Самарские распределительные сети" ПС 110/10 кВ Кошки**

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

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 "Промсервис-СД", г. Самара  
Адрес юридический: 443068, г. Самара, ул. Конноармейская, 13  
Адрес почтовый: 443110 г. Самара, а/я 4043  
Тел. 8(846) 276-02-31; 276-02-28. Факс (846) 276-02-31; 276-02-28.  
e-mail: [info@prom63.ru](mailto:info@prom63.ru)

**Заявитель**

ЗАО "ПромСвязьЭнерго" г. Самара.  
Адрес юридический: 446202, Самарская область, г. Новокуйбышевск, ул. Миронова, д. 31а, оф.77.  
Адрес местонахождения: 443068 г. Самара, ул. Конноармейская, 13

**Испытательный центр**

ГЦИ СИ ФБУ "Ульяновский ЦСМ"  
Адрес: 432002 г. Ульяновск, ул. Урицкого, 13.  
Тел/факс: (8422) 46-42-13, 43-52-35, e-mail: [csm@ulcsm.ru](mailto:csm@ulcsm.ru)  
Аттестат аккредитации № 30057 – 10, действителен до 01.05.2015.

Заместитель  
Руководителя Федерального  
агентства по техническому  
регулированию и метрологии

Ф.В. Булыгин

М.П.

" \_\_\_\_ " \_\_\_\_\_ 2013 г.