

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) ПАО «Мосэнергосбыт» (ООО «СДН»)

### Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учёта электрической энергии (АИИС КУЭ) ПАО «Мосэнергосбыт» (ООО «СДН») (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, поставляемой с ОРЭМ по расчетным точкам учета, автоматизированного сбора, обработки, хранения и отображения информации, а также формирования отчетных документов и передачи полученной информации заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

### 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 по ГОСТ 7746-01, измерительные трансформаторы напряжения (ТН) класса точности (КТ) 0,5 по ГОСТ 1983-01, многофункциональные счетчики электрической энергии СЭТ-4ТМ.03М класса точности (КТ) 0,2S/0,5 (ГР № 36697-12), указанные в таблице 2 (2 точки измерения ) по ГОСТ 31819.22-2012 при измерении активной электрической энергии и по ГОСТ 31819.23-2012 в режиме измерения реактивной электрической энергии, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных. В виду отсутствия в ГОСТ 31819.23-2012 класса точности (КТ) 0,5 пределы погрешностей при измерении реактивной энергии не превышают значений аналогичных погрешностей для счетчиков класса точности (КТ) 0,5S по ГОСТ 31819.22-2012 .

2-й уровень - представляет собой информационно-вычислительный комплекс (далее-ИВК), включающий в себя сервер баз данных (СБД) и сервер опроса с установленным программным обеспечением ПК «Энергосфера» (Версия 7.1) типа HP ProLiant DL360 G5, автоматизированное рабочее место, каналобразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, источник синхронизации времени - NTP-сервер ФГУП «ВНИИФТРИ».

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, 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 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.

Электрическая энергия, как интеграл по времени от средней за период 0,02 с мощности, вычисляется для интервалов времени 30 мин.

Средняя активная (реактивная) электрическая мощность вычисляется как среднее значение вычисленных мгновенных значений мощности на интервале времени усреднения 30 минут.

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

Цифровой сигнал с выходов счетчиков по проводным линиям связи интерфейса RS-485 поступает на входы соответствующего GSM-модема, а далее по каналу связи стандарта GSM с помощью технологии CSD - на ИВК ПАО «Мосэнергосбыт» (ООО «СДН»), где происходит дальнейшая обработка измерительной информации, в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, её формирование и хранение.

ИВК ПАО «Мосэнергосбыт» (ООО «СДН») также осуществляет прием xml-файлов формата 80020, 80030, 80040 из ИВК смежных АИИС КУЭ, зарегистрированных в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений.

Передача информации в ПАК АО «АТС» за подписью ЭЦП (далее-электронная цифровая подпись) субъекта ОРЭ (далее-оптовый рынок электроэнергетики), в филиал АО «СО ЕЭС» и в другие смежные субъекты ОРЭ осуществляется по каналу связи с протоколом TCP/IP сети Internet в виде xml-файлов форматов 80020, 80030, 80040 в соответствии с приложением 11.1.1 «Формат и регламент предоставления результатов измерений, состояния средств и объектов измерений в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам» к Положению о порядке получения статуса субъекта ОРЭ и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), которая формируется на всех уровнях системы.

В качестве источника синхронизации времени ИВК ПАО «Мосэнергосбыт» (ООО «СДН») используется NTP-сервер точного времени ФГУП «ВНИИФТРИ», обеспечивающий передачу точного времени через глобальную сеть Интернет. Синхронизация системного времени NTP-сервера первого уровня осуществляется от сигналов шкалы времени Государственного первичного эталона времени и частоты. Погрешность синхронизации системного времени NTP-серверов первого уровня относительно шкалы времени UTC (SU) не превышает 10 мс. Серверы периодически сравнивают свое системное время с часами NTP-сервера. Сравнение часов сервера осуществляется не реже чем 1 раз в час, коррекция часов осуществляется независимо от наличия расхождений. Сравнение показаний часов счетчиков с часами ИВК ПАО «Мосэнергосбыт» (ООО «СДН») производится во время сеанса связи со счетчиками. Корректировка осуществляется при расхождении показаний часов счетчиков и сервера ИВК на величину более  $\pm 2$  с 1 раз в сутки. Передача информации от счетчиков электрической энергии до сервера реализована с помощью каналов связи, задержки в каналах связи составляют не более 0,2 с.

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

Журналы событий счетчика электрической энергии и серверов отражают: время (дата, часы, минуты, секунды) до и после проведения процедуры коррекции часов устройств.

### Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение (ПО) ПК «Энергосфера».  
(Версия 7.1)

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

Таблица 1 - Идентификационные данные (признаки) программного обеспечения

Идентификационные признаки	Значение
Идентификационное наименование ПО	pso_metr.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.1
Цифровой идентификатор ПО	СВЕВ6F6CA69318BED976E08A2BB7814B
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

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

Программное обеспечение обеспечивает защиту измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПК «Энергосфера» .

### 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 измерительного канала	Наименование измерительного канала	Состав измерительного канала				Вид электроэнергии
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	УССВ	
1	2	3	4	5	6	7
1	БКРТП 10/0,4кВ; РУ-10кВ, ИС.Ш-10кВ; яч.4	ТОЛ-10-И-8У2 600/5 КТ 0,5S	НАМИТ-10-02 10000:√3/100√3 КТ 0,5	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5	НТР-сервер ФГУП «ВНИИФТРИ»	Активная Реактивная
2	БКРТП 10/0,4кВ; РУ-10кВ, ИС.Ш-10кВ; яч.19	ТОЛ-10-И-8У2 600/5 КТ 0,5S	НАМИТ-10-02 10000:√3/100√3 КТ 0,5	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5	НТР-сервер ФГУП «ВНИИФТРИ»	Активная Реактивная

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) Уном, ток (0,01-1,2) Iном, 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 60°С, сервера от 10 до 25 °С) приведены в таблице 3. Температура воздуха в местах расположения счетчиков от 10 до 35 °С.

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

Номер измерительного канала	Коэффициент мощности cosφ	Пределы допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной (реактивной) электрической энергии (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
1,2	1,0	±1,3	не норм.	±1,0	не норм.	±0,9	не норм.	±0,9	не норм.
	0,8	±1,6	±2,6	±1,3	±2,2	±1,1	±1,9	±1,1	±1,5
	0,5	±2,4	±2,2	±1,8	±2,0	±1,6	±1,7	±1,6	±1,1

Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерительного канала при измерении активной (реактивной) электрической энергии (параметры сети: напряжение (0,98-1,02) Уном; ток (0,01-1,2) Iном; 0,5 инд.  $\leq \cos \varphi \leq 0,8$  емк; температура окружающей среды (20±5) °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	Коэффициент мощности cosφ	Пределы допускаемой основной относительной погрешности ИК при измерении активной (реактивной) электрической энергии, %							
		$d_{1(2)\%},$ $I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5 \%$		$d_5 \%,$ $I_5 \% \leq I_{изм} < I_{20\%}$		$d_{20\%},$ $I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$		$d_{100\%},$ $I_{100\%} \leq I_{изм} < I_{120\%}$	
		А	Р	А	Р	А	Р	А	Р
1,2	1,0	±1,1	не норм.	±0,8	не норм.	±0,7	не норм.	±0,7	не норм.
	0,8	±1,5	±2,1	±1,1	±1,7	±0,9	±1,3	±0,9	±1,3
	0,5	±2,3	±1,6	±1,7	±1,4	±1,4	±1,0	±1,4	±1,0

Надежность применяемых в системе компонентов:

счетчики электрической энергии многофункциональный СЭТ-4ТМ.03М

- среднее время наработки на отказ не менее  $T_{ср} = 165\ 000$  ч,

-среднее время восстановления работоспособности  $t_v = 2$  час.

трансформатор тока (напряжения)

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

сервер

-среднее время наработки на отказ не менее  $T = 150\ 000$  часов,

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

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания сервера с помощью источника бесперебойного питания;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации-участники оптового рынка электроэнергии с помощью электронной почты и сотовой связи.

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счётчика;
- параметрирования;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени в счетчике.

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
- счетчика электрической энергии;
- промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
- испытательной коробки;
- сервера.
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
- счетчика электрической энергии;
- сервера.

Возможность коррекции времени в:

- счетчиках электрической энергии (функция автоматизирована);
- ИВК (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

- о состоянии средств измерений;
- о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

- измерений 30 мин (функция автоматизирована);
- сбора 30 мин (функция автоматизирована).

Глубина хранения информации:

- для счетчиков электрической энергии СЭТ-4ТМ.03М - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 114 суток; при отключении питания - не менее 5 лет;
- сервер - хранение результатов измерений, состояний средств измерений - не менее 3,5 лет (функция автоматизирована).

### **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 Федеральном информационном фонде	Количество
Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М, КТ 0,2S/0,5	36697-12	2 шт.
Трансформатор тока ТОЛ-10-І-8У2, КТ 0,5S	15128-07	6 шт.

Наименование компонента системы	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде	Количество
Трансформатор напряжения НАМИТ-10-02, КТ 0,5	18178-99	2 шт.
Сервер баз данных (СБД) и сервер опроса с установленным программным обеспечением ПК «Энергосфера» (Версия 7.1) типа HP ProLiant DL360 G5	-	1 шт./1 шт.
АРМ (автоматизированное рабочее место)	-	1 шт.
Документация		
Методика поверки МП 4222-17-7714348389-2017		1 экз.
Формуляр ФО 4222-17-7714348389-2017		1 экз.

### Поверка

осуществляется по документу МП 4222-17-7714348389-2017 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) ПАО «Мосэнергосбыт» (ООО «СДН»). Методика поверки, утвержденному ФБУ «Самарский ЦСМ» 13.01.2017 г.

Основные средства поверки - по НД на измерительные компоненты:

- трансформаторы тока по ГОСТ 8.217-2003;
- трансформаторы напряжения по ГОСТ 8.216-2011;
- счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М в соответствии с документом ИЛГШ.411152.145РЭ1.«Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.02М. Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки», утвержденным руководителем ГЦИ СИ ФБУ «Нижегородский ЦСМ» «04» мая 2012 г.;
- радиочасы МИР РЧ-01, регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 27008-04;
- мультиметр «Ресурс-ПЭ-5», регистрационный номер в Федеральном 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 (АИИС КУЭ) ПАО «Мосэнергосбыт» (ООО «СДН»). Свидетельство об аттестации № 174 /RA.RU. 311290/2015/2017 от 12 января 2017 г.

### Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учёта электрической энергии (АИИС КУЭ) ПАО «Мосэнергосбыт» (ООО «СДН»)

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: 8 (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.