



ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО  
ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

# СВИДЕТЕЛЬСТВО

об утверждении типа средств измерений

**RU.E.34.004.A № 50746**

**Срок действия бессрочный**

НАИМЕНОВАНИЕ ТИПА СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ

**Система автоматизированная информационно-измерительная  
коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО "Сухонский ЦБК"**

ЗАВОДСКОЙ НОМЕР **001**

ИЗГОТОВИТЕЛЬ

**ООО "Сигор", г. Москва**

РЕГИСТРАЦИОННЫЙ № **53496-13**

ДОКУМЕНТ НА ПОВЕРКУ

**МП 53496-13**

ИНТЕРВАЛ МЕЖДУ ПОВЕРКАМИ **4 года**

Тип средств измерений утвержден приказом Федерального агентства по  
техническому регулированию и метрологии от **15 мая 2013 г. № 484**

Описание типа средств измерений является обязательным приложением  
к настоящему свидетельству.

Заместитель Руководителя  
Федерального агентства

Ф.В.Булыгин

"....." ..... 2013 г.

Серия СИ

№ **009743**

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Сухонский ЦБК»

### Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Сухонский ЦБК» (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, потребленной (переданной) отдельными технологическими объектами ООО «Сухонский ЦБК»; сбора, хранения и обработки полученной информации. Результаты измерений системы могут быть использованы для коммерческих расчетов.

### Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многоуровневую систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения.

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- измерение 30-минутных приращений активной и реактивной 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–участники оптового рынка электроэнергии результатов измерений;
- предоставление по запросу контрольного доступа к результатам измерений, данных о состоянии объектов и средств измерений со стороны сервера организаций – участников 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 времени в АИИС КУЭ (коррекция времени).

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень - информационно-измерительные комплексы (ИИК), включающие в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ) по ГОСТ 7746-2001, измерительные трансформаторы напряжения (ТН) по ГОСТ 1983-2001, счётчики активной и реактивной электроэнергии по ГОСТ Р 52323-2005 в режиме измерения активной электроэнергии и ГОСТ Р 52425-2005 в режиме измерения реактивной электроэнергии.

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

Первичные фазные токи трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня. Аналоговые сигналы переменного тока с выходов измерительных трансформаторов поступают на входы счетчиков электроэнергии. Счетчики преобразуют мгновенные значения входных сигналов в цифровой код. Микропроцессором счетчика



вычисляется активная и реактивная электроэнергия за установленные интервалы времени, а также активная и реактивная мощность. Счетчики снабжены отсчетными устройствами и цифровыми выходами. Информация сохраняется в энергонезависимой памяти. По запросу с верхнего уровня измерительная информация поступает в цифровом виде по проводным линиям связи на входы сервера, где осуществляется хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных на верхний уровень системы (сервер АИИС КУЭ).

Используемое программное обеспечение позволяет производить сбор данных со счетчиков, обработку, хранение полученных данных на жестких дисках сервера, осуществлять передачу данных в ОАО «Вологодская сбытовая компания», отображать с помощью АРМ эти данные в наглядной форме (таблицы, графики), вести оперативный контроль средней (получасовой) мощности, дифференцированной по времени суток, выводить полученную информацию на печать.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), включающей в себя устройство синхронизации времени УСВ-2 подключенное к серверу, встроенные часы сервера и счетчиков. УСВ-2 принимает сигналы от системы спутникового времени. Погрешность синхронизации не более 0,1 с. УСВ-2 осуществляет коррекцию времени часов сервера и счетчиков. Сличение времени часов сервера БД со временем УСВ-2 осуществляется каждые 30 мин, и корректировка времени часов выполняется при расхождении времени часов сервера и УСВ-2  $\pm 1$ с. Корректировка времени часов счетчиков выполняется один раз в сутки при расхождении со временем УСВ-2  $\pm 3$  с. Погрешность СОЕВ не превышает  $\pm 5$  с.

Журналы событий счетчика электроэнергии и УСПД отражают: время (дата, часы, минуты) коррекции часов указанных устройств и расхождение времени в секундах корректируемого и корректирующего 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». ПО «Пирамида» обеспечивает защиту измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Защита ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «С» (по МИ 3286-2010). Оценка влияния ПО на метрологические характеристики СИ – влияния нет.

Таблица 1 - Идентификационные данные программного обеспечения (ПО)

Наименование ПО	Идентификационное наименование ПО	Номер версии (идентификационный номер) ПО	Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО
Модуль вычисления значений энергии и мощности по группам точек учета	CalcClients.dll	3	e55712d0b1b219065d63da949114dae4	MD5
Модуль расчета небаланса энергии/мощности	CalcLeakage.dll	3	b1959ff70be1eb17c83f7b0f6d4a132f	MD5
Модуль вычисления значений энергии потерь в линиях и трансформаторах	CalcLosses.dll	3	d79874d10fc2b156a0fdc27e1ca480ac	MD5
Общий модуль, содержащий функции, используемые при вычислениях различных значений и проверке точности вычислений	Metrology.dll	3	52e28d7b608799bb3ccea41b548d2c83	MD5

Модуль обработки значений физических величин, передаваемых в бинарном протоколе	ParseBin.dll	3	6f557f885b737261328cd77805bd1ba7	MD5
Модуль обработки значений физических величин, передаваемых по протоколам семейства МЭК	ParseIEC.dll	3	48e73a9283d1e66494521f63d00b0d9f	MD5
Модуль обработки значений физических величин, передаваемых по протоколу Modbus	ParseModbus.dll	3	c391d64271acf4055bb2a4d3fe1f8f48	MD5
Модуль обработки значений физических величин, передаваемых по протоколу Пирамида	ParsePiramida.dll	3	ecf532935ca1a3fd3215049af1fd979f	MD5
Модуль формирования расчетных схем и контроля целостности данных нормативно-справочной информации	SynchroNSI.dll	3	530d9b0126f7cdc23ecd814c4eb7ca09	MD5
Модуль расчета величины рассинхронизации и значений коррекции времени	VerifyTime.dll	3	1ea5429b261fb0e2884f5b356a1d1e75	MD5

**Метрологические и технические характеристики**

Таблица 2 - Основные метрологические характеристики АИИС КУЭ

Номер точки измерений и наименование объекта	Состав измерительного канала				Вид электроэнергии	Метрологические характеристики ИК		
	ТТ	ТН	Счетчик	Сервер		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %	
1	2	3	4	5	6	7	8	
1	Суходнский ЦБК ГПП 110/6 ЗРУ-6 кВ Ввод №1 яч. №9	ТШЛП-10 1500/5 Кл. т. 0,2S	НАМИТ-10 6000/100 Кл. т. 0,2	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т.0,2S/0,5	IBM Express x3250 M4	Актив-ная,	± 0,6	± 1,0
2	Суходнский ЦБК ГПП 110/6 ЗРУ-6 кВ Ввод №2 яч. №61	ТШЛП-10 1500/5 Кл. т. 0,2S	НАМИТ-10 6000/100 Кл. т. 0,2	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т.0,2S/0,5		Реак-тивная	± 1,3	± 1,9
3	Суходнский ЦБК ГПП 110/6 ЗРУ-6 кВ яч. №2	ТПЛ-10 200/5 Кл. т. 0,5	НАМИТ-10 6000/100 Кл. т. 0,2	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т.0,2S/0,5		Актив-ная,	± 0,9	± 2,9
4	Суходнский ЦБК ГПП 110/6 ЗРУ-6 кВ яч. №19	ТПЛ-10 400/5 Кл. т. 0,5		СЭТ-4ТМ.03М Кл.т.0,2S/0,5				
5	Суходнский ЦБК ГПП 110/6 ЗРУ-6 кВ яч. №53	ТПЛИМ-10 400/5 Кл. т. 0,5	НАМИТ-10 6000/100 Кл. т. 0,2	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т.0,2S/0,5		Реак-тивная	± 2,3	± 4,5
6	Суходнский ЦБК ГПП 110/6 ЗРУ-6 кВ яч. №59	ТПЛ-10 300/5 Кл. т. 0,5		СЭТ-4ТМ.03М Кл.т.0,2S/0,5				

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5	6	7	8		
7	Сухонский ЦБК РУ-1 6 кВ яч. №1	ТПЛ-10 400/5 Кл. т. 0,5	1 с.ш. НОМ-6 6000/100 Кл. т. 0,5	СЭТ- 4ТМ.03М Кл.т.0,2S/0,5	IBM Express x3250 M4	Актив- ная,  Реак- тивная	± 1,1  ± 2,9		
8	Сухонский ЦБК РУ-1 6 кВ яч. №2	ТПЛ-10 200/5 Кл. т. 0,5		СЭТ- 4ТМ.03М Кл.т.0,2S/0,5					
9	Сухонский ЦБК РУ-1 6 кВ яч. №14	ТПЛ-10 200/5 Кл. т. 0,5	СЭТ- 4ТМ.03М Кл.т.0,2S/0,5						
10	Сухонский ЦБК РУ-3 6 кВ яч. №4	ТПЛМ-10 200/5 Кл. т. 0,5	НАМИТ-10 6000/100 Кл. т. 0,5	СЭТ- 4ТМ.03М Кл.т.0,2S/0,5				± 2,7	± 4,6
11	Сухонский ЦБК РУ- РМЦ 6 кВ яч. №4	ТПЛ-10 50/5 Кл. т. 0,5	НОМ-6 6000/100 Кл. т. 0,5	СЭТ- 4ТМ.03М Кл.т.0,2S/0,5					
12	Сухонский ЦБК РУ- РМЦ 6 кВ яч. №7	ТПЛ-10 50/5 Кл. т. 0,5		СЭТ- 4ТМ.03М Кл.т.0,2S/0,5					

Примечания:

- Характеристики погрешности ИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (получасовая);
- В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95;
- Нормальные условия:
  - параметры сети: напряжение  $(0,95 - 1,05) \cdot U_{ном}$ ; ток  $(1 - 1,2) \cdot I_{ном}$ ;  $\cos\phi = 0,9$  инд.;
  - температура окружающей среды  $(20 \pm 5) ^\circ\text{C}$ .
- Рабочие условия:
  - параметры сети: напряжение  $(0,9 - 1,1) \cdot U_{ном}$ ; ток  $(0,05 - 1,2) \cdot I_{ном}$ ;  $0,5 \text{ инд.} \leq \cos\phi \leq 0,8 \text{ емк.}$ ;
  - допустимая температура окружающей среды для измерительных трансформаторов от минус 40 до плюс 70  $^\circ\text{C}$ , для счетчиков СЭТ-4ТМ.03М – от минус 40 до плюс 60  $^\circ\text{C}$ ; для сервера от плюс 10 до плюс 35  $^\circ\text{C}$ .
- Погрешность в рабочих условиях указана для тока  $0,05 \cdot I_{ном}$ ,  $\cos\phi = 0,8$  инд. и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от плюс 10 до плюс 30 $^\circ\text{C}$ .
- Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные (см. п. 6 Примечаний) утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 2. Замена оформляется актом. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа как неотъемлемая часть.

7. Все измерительные компоненты системы утверждены и внесены в Госреестр средств измерений.

Надежность применяемых в системе компонентов:

- электросчётчик - среднее время наработки на отказ не менее 140000 ч, среднее время восстановления работоспособности не более 168 ч;
- сервер - коэффициент готовности – не менее 0,99; среднее время восстановления работоспособности не более 24 ч.

Надежность системных решений:

- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в энергоснабжающую организацию по коммутируемой телефонной линии и сотовой связи.

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счётчика:
  - факты параметрирования;
  - попытки несанкционированного доступа;
  - связи со счетчиком, приведшие к каким-либо изменениям данных;
  - факты коррекции времени (изменение текущих значений времени и даты при синхронизации времени);
  - отклонения напряжения в измерительных цепях от заданных пределов;
  - отсутствие напряжения при наличии тока в измерительных цепях;
  - пропадание напряжения.

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
- электросчётчика;
- промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
- испытательной коробки;
- сервера;

Защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:

- электросчетчика,
- сервера.

Возможность коррекции времени в:

- электросчетчиках (функция автоматизирована);
- ИВК/ИВКЭ (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

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

Цикличность:

- измерений 30-ти минутных приращений электроэнергии (функция автоматизирована);
- сбора 1 раз в сутки/месяц (функция автоматизирована);

Возможность предоставления информации о результатах измерений

– в энергоснабжающую организацию (ОАО «Вологодская сбытовая компания») в автоматическом режиме.

Глубина хранения информации (профиля):

– электросчетчик имеет энергонезависимую память для хранения профиля нагрузки с установленным интервалом, данных по активной и реактивной электроэнергии с нарастающим итогом за прошедший месяц, а также запрограммированных параметров (функция автоматизирована);

– ИВК/ИВКЭ - хранение результатов измерений, состояний средств измерений - за весь срок эксплуатации системы (функция автоматизирована).

### **Знак утверждения типа**

Знак утверждения типа наносится типографским способом на титульные листы эксплуатационной документации на АИИС КУЭ.

### **Комплектность средства измерений**

Комплектность АИИС КУЭ соответствует паспорт-формуляру, в котором приведен полный перечень измерительных, связующих и вычислительных компонентов, образующих каждый измерительный канал.

В комплект поставки входит техническая и эксплуатационная документация на систему и на комплектующие средства измерений, методика поверки.

### **Поверка**

осуществляется по документу МП 53496-13 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Сухонский ЦБК». Измерительные каналы. Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» 11 марта 2013 года.

Средства поверки на измерительные компоненты:

- средства поверки ТТ по ГОСТ 8.217-2003;
- средства поверки ТН по МИ 2845-2003, МИ 2925-2005 и/или по ГОСТ 8.216-11;
- счетчиков СЭТ-4ТМ.03М – по документу «Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.02М. Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки» ИЛГШ.411152.145РЭ1, утвержденному ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» «04» мая 2012 г.

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

Метод измерений изложен в документе «Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учёта электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Сухонский ЦБК». Руководство по эксплуатации».

### **Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ**

ГОСТ 1983-2001	Трансформаторы напряжения. Общие технические условия.
ГОСТ 7746-2001	Трансформаторы тока. Общие технические условия.
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 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 «Сигор»

Юридический адрес: 125040, г. Москва, ул. Нов. Башиловка, 4.



Почтовый адрес: 125040, г. Москва, ул. Нов. Башиловка, 4.  
Тел.: (495)-989-85-84, (495)-509-18-83.

**Испытательный центр**

ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС»

Адрес: 119361, Москва, ул. Озерная, 46

Тел.: 8 (495) 437 55 77

Факс: 8 (495) 437 56 66

Электронная почта: [office@vniims.ru](mailto:office@vniims.ru)

Аттестат аккредитации № 30004-08 от 27.06.2008 года

Заместитель

Руководителя Федерального  
агентства по техническому  
регулированию и метрологии

Ф.В. Булыгин

М.п.

«\_\_\_»\_\_\_\_\_2013 г.