

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «ЭнергоСервис» (ОАО «Ковровский электромеханический завод»)

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «ЭнергоСервис» (ОАО «Ковровский электромеханический завод») (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, потребленной за установленные интервалы времени, сбора, обработки, хранения, формирования отчётных документов и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, многоуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределённой функцией измерений.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие в себя измерительные трансформаторы тока (далее – ТТ) по ГОСТ 7746-2001, измерительные трансформаторы напряжения (далее – ТН) по ГОСТ 1983-2001 и счетчики активной и реактивной электроэнергии по ГОСТ 30206-94 и ГОСТ Р 52323-2005 в режиме измерений активной электроэнергии; по ГОСТ 26035-83 и ГОСТ Р 52425-2005 в режиме измерений реактивной электроэнергии, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных. Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблице 2.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя устройство сбора и передачи данных СИКОН С70 (далее – УСПД), каналобразующую аппаратуру и специализированное программное обеспечение (далее – ПО).

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер баз данных (далее – сервер), устройство синхронизации системного времени УСВ-3, каналобразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ) и специализированное программное обеспечение (ПО) «АльфаЦЕНТР».

Измерительные каналы (далее – ИК) состоят из трех уровней АИИС КУЭ.

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 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 мин.

Для ИК 1-12 цифровой сигнал с выходов счетчиков по проводным линиям связи интерфейса RS-485 поступает на входы УСПД, где производится обработка измерительной информации (перевод в именованные величины с учётом постоянной счётчика, умножение на коэффициенты трансформации ТТ и ТН), сбор, хранение результатов измерений и их передача на

верхний уровень системы по сотовым каналам связи стандарта GSM, а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам.

Для ИК 13 цифровой сигнал с выхода счётчика по проводным линиям связи интерфейса RS-485 поступает на входы GSM-модема, далее по сотовым каналам связи стандарта GSM непосредственно на верхний уровень системы, где производится перевод в именованные величины с учётом постоянной счётчика, умножение на коэффициенты трансформации ТТ и ТН.

На третьем – верхнем уровне системы производится дальнейшая обработка измерительной информации, сбор и хранение результатов измерений, оформление отчётных документов. Передача информации в ПАК ОАО «АТС» за подписью ЭЦП субъекта ОРЭ и в другие смежные субъекты ОРЭ осуществляется по каналу связи с протоколом TCP/IP сети Internet в виде xml-файлов в соответствии с приложением 11.1.1 «Формат и регламент предоставления результатов измерений, состояния средств и объектов измерений в ОАО «АТС», ОАО «СО ЕЭС» и смежным субъектам» к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает уровень ИИК, ИВКЭ и ИВК. АИИС КУЭ оснащена устройством синхронизации времени УСВ-3, синхронизирующим собственное время по сигналам проверки времени, получаемым от ГЛОНАСС/GPS-приёмника. Пределы допускаемой абсолютной погрешности временного положения фронта синхросигнала 1 Гц относительно шкалы времени UTC и UTC (SU) ± 100 мкс. Часы сервера синхронизированы с УСВ-3, коррекция часов сервера осуществляется при расхождении ± 2 с. Сравнение показаний часов УСПД и сервера происходит при каждом сеансе связи, но не реже одного раза в сутки. Синхронизация часов УСПД и сервера осуществляется при обнаружении расхождения на величину более чем ± 1 с. Абсолютная погрешность измерения текущего времени, измеряемого УСПД (системное время) в сутки не более ± 1 с.

Сличение показаний часов счетчиков и УСПД (для ИК № 13 – сервера) производится во время сеанса связи со счетчиками (1 раз в 30 минут). Корректировка часов счётчиков осуществляется при расхождении с часами УСПД (для ИК № 13 – сервера) на величину более чем ± 1 с. Погрешность часов компонентов АИИС КУЭ не превышает ± 5 с.

Журналы событий счетчика электроэнергии, УСПД и сервера отражают: время (дата, часы, минуты, секунды) до и после проведения процедуры коррекции часов устройств.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ ООО «ЭнергоСервис» (ОАО «Ковровский электромеханический завод») используется ПО «АльфаЦЕНТР», в состав которого входят программы, указанные в таблице 1. ПО обеспечивает защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое ПО «АльфаЦЕНТР».

Таблица 1 - Метрологические значимые модули ПО

Наименование программного обеспечения	Наименование программного модуля (идентификационное наименование программного обеспечения)	Наименование файла	Номер версии программного обеспечения	Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения
1	2	3	4	5	6
ПО «АльфаЦЕНТР»	Программа – планировщик опроса и передачи данных	Amrserver.exe	14.02.01.02	79143bc0e285e95dc0f9b0a041d4ac8a	MD5

Окончание таблицы 1

1	2	3	4	5	6
ПО «Альфа ЦЕНТР»	Драйвер ручного опроса счетчиков и УСПД	Amrc.exe	14.02.01.02	bf83e550c4c6e8a026 6b01f812b0a038	MD5
	Драйвер автоматического опроса счетчиков и УСПД	Ameta.exe		0f986e4acd0696470 ee4fe27178dbe9a	
	Драйвер работы с БД	Cdbora2.dll		b9b16613629584422 62f0cabd45f9c08	
	Библиотека шифрования пароля счетчиков	Encryptdll.dll		0939ce05295fbcbbb a400eeae8d0572c	
	Библиотека сообщений планировщика опросов	Alphamess.dll		b8c331abb5e344441 70eee9317d635cd	

Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 2, нормированы с учетом ПО.

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

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов и их метрологические характеристики приведены в таблице 2

Таблица 2 – Состав измерительных каналов и их метрологические характеристики

Номер точки измерений	Наименование точки измерений	Состав измерительного канала				Вид электроэнергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	ПС "Южная" 110/6 кВ, РУ-6 кВ, I с.ш. - 6 кВ, яч.647	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5 600/5 Зав. № 36956 Зав. № 36985	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл.т. 0,5 6000/100 Зав. № 4403	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 0810130691	СИКОН С70 Зав. № 07347	актив- ная	± 1,1	± 3,0
						реак- тивная	± 2,3	± 4,8
						актив- ная	± 1,1	± 3,0
2	ПС "Южная" 110/6 кВ, РУ-6 кВ, I с.ш. - 6 кВ, яч.648	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5 600/5 Зав. № 36973 Зав. № 42375	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл.т. 0,5 6000/100 Зав. № 4403	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 0810130847	СИКОН С70 Зав. № 07347	реак- тивная	± 2,3	± 4,8
						актив- ная	± 1,1	± 3,0
3	ПС "Южная" 110/6 кВ, РУ-6 кВ, I с.ш. - 6 кВ, яч.649	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5 600/5 Зав. № 42452 Зав. № 42238	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл.т. 0,5 6000/100 Зав. № 4403	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 0110080311	СИКОН С70 Зав. № 07347	реак- тивная	± 2,3	± 4,6
						актив- ная	± 1,1	± 3,0
4	ПС "Южная" 110/6 кВ, РУ-6 кВ, II с.ш. - 6 кВ, яч.661	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5 600/5 Зав. № 22035 Зав. № 4636	НАМИ-10 У2 Кл.т. 0,2 6000/100 Зав. № 60	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 0810130936	СИКОН С70 Зав. № 07347	реак- тивная	± 2,0	± 4,7
						актив- ная	± 1,0	± 2,9
5	ПС "Южная" 110/6 кВ, РУ-6 кВ, II с.ш. - 6 кВ, яч.662	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5 600/5 Зав. № б/н Зав. № 598	НАМИ-10 У2 Кл.т. 0,2 6000/100 Зав. № 60	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 0810135429	СИКОН С70 Зав. № 07347	реак- тивная	± 2,0	± 4,7
						актив- ная	± 1,0	± 2,9
6	ПС "Южная" 110/6 кВ, РУ-6 кВ, II с.ш. - 6 кВ, яч.667	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5 600/5 Зав. № б/н Зав. № б/н	НАМИ-10 У2 Кл.т. 0,2 6000/100 Зав. № 60	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 0810135528	СИКОН С70 Зав. № 07347	реак- тивная	± 2,0	± 4,7
						актив- ная	± 1,0	± 2,9
7	ПС "Южная" 110/6 кВ, РУ-6 кВ, III с.ш. - 6 кВ, яч.657	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5 600/5 Зав. № б/н Зав. № б/н	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Зав. № 2393	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 0108070504	СИКОН С70 Зав. № 07347	реак- тивная	± 2,3	± 4,6
						актив- ная	± 1,1	± 3,0
8	ПС "Южная" 110/6 кВ, РУ-6 кВ, III с.ш. - 6 кВ, яч.658	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5 600/5 Зав. № б/н Зав. № б/н	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Зав. № 2393	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 0120070294	СИКОН С70 Зав. № 07347	реак- тивная	± 2,3	± 4,6
						актив- ная	± 1,1	± 3,0
9	ПС "Южная" 110/6 кВ, РУ-6 кВ, IV с.ш. - 6 кВ, яч.668	ТОЛ-10-1-8У2 Кл.т. 0,2S 600/5 Зав. № 15200 Зав. № 15349 Зав. № 15353	ЗНОЛП-6 У2 Кл.т. 0,5 6000:√3/100:√3 Зав. № 3657 Зав. № 3696 Зав. № 3705	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 0805101680	СИКОН С70 Зав. № 07347	реак- тивная	± 1,6	± 2,8
						актив- ная	± 0,9	± 1,6

Окончание таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	
10	ПС "Южная" 110/6 кВ, РУ-6 кВ, IV с.ш. - 6 кВ, яч.676	ТОЛ-10-1-8У2 Кл.т. 0,2S 400/5 Зав. № 15207 Зав. № 13098 Зав. № 15214	ЗНОЛП-6 У2 Кл.т. 0,5 6000:√3/100:√3 Зав. № 3657 Зав. № 3696 Зав. № 3705	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 0805102343	СИКОН С70 Зав. № 07347	актив- ная	± 0,9	± 1,6	
							реак- тивная	± 1,6	± 2,8
11	ПС "Южная" 110/6 кВ, РУ-6 кВ, IV с.ш. - 6 кВ, яч.677	ТОЛ-10-1-8У2 Кл.т. 0,2S 400/5 Зав. № 19120 Зав. № 19020 Зав. № 14637		СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 0805100974			актив- ная	± 0,9	± 1,6
							реак- тивная	± 1,6	± 2,8
12	ПС "Южная" 110/6 кВ, РУ-6 кВ, IV с.ш. - 6 кВ, яч.682	ТОЛ-10-1-8У2 Кл.т. 0,2S 400/5 Зав. № 14638 Зав. № 14639 Зав. № 13102		СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 0805100918		актив- ная	± 0,9	± 1,6	
						реак- тивная	± 1,6	± 2,8	
13	ПС "Ковров" 110/6 кВ, РУ-6 кВ, яч.619	ТПФМ-10 Кл.т. 0,5 400/5 Зав. № 94002 Зав. № 98118	НТМИ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Зав. № 1046	ПСЧ-4ТМ.05М Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 0610102047		актив- ная	± 1,3	± 3,3	
			НТМИ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Зав. № 8042			реак- тивная	± 2,5	± 5,7	

Примечания:

1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).

2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.

3 Метрологические характеристики нормированы с учетом ПО.

4 Нормальные условия эксплуатации:

- параметры сети: напряжение (0,99 – 1,01) U_n ; ток (1,0 – 1,2) I_n ; $\cos \varphi = 0,9$ инд.; частота (50 ± 0,15) Гц;

- температура окружающей среды: (23±2) °С.

5 Рабочие условия эксплуатации:

для ТТ и ТН:

- параметры сети: диапазон первичного напряжения (0,9 – 1,1) $U_{Н1}$; диапазон силы первичного тока (0,02 – 1,2) $I_{Н1}$; коэффициент мощности $\cos \varphi$ ($\sin \varphi$) 0,5 – 1,0 (0,5 – 0,87); частота (50 ± 0,2) Гц;

- температура окружающего воздуха от минус 45 °С до плюс 40 °С;

- относительная влажность воздуха не более 98 % при плюс 25 °С;

- атмосферное давление от 84,0 до 106,7 кПа.

Для счетчиков электрической энергии:

- параметры сети: диапазон вторичного напряжения (0,9 – 1,1) $U_{Н2}$; диапазон силы вторичного тока (0,01 – 1,2) $I_{Н2}$; диапазон коэффициента мощности $\cos \varphi$ ($\sin \varphi$) 0,5 – 1,0 (0,5 – 0,87); частота (50 ± 0,2) Гц;

- магнитная индукция внешнего происхождения не более 0,5 мТл;

- температура окружающего воздуха от минус 40 °С до плюс 60 °С;

- относительная влажность воздуха не более 90 % при плюс 30 °С;

- атмосферное давление от 70,0 до 106,7 кПа.

Для аппаратуры передачи и обработки данных:

- параметры питающей сети: напряжение (220 ± 10) В; частота (50 ± 1) Гц;
- температура окружающего воздуха от плюс 10°C до плюс 30°C ;
- относительная влажность воздуха не более 95 % при плюс 25°C ;
- атмосферное давление от 70,0 до 106,7 кПа.

6 Погрешность в рабочих условиях указана для тока $0,02(0,05) \cdot I_{ном}$, $\cos\phi = 0,8$ инд и температуры окружающего воздуха в местах расположения счетчиков электрической энергии 0°C до плюс 40°C .

7 Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 2. Допускается замена УСПД, сервера и УСВ-3 на однотипные утвержденного типа. Замена оформляется актом в установленном собственником порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

8 Все измерительные компоненты системы утверждены и внесены в Государственный реестр средств измерений.

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ измерительных компонентов:

- счетчик СЭТ-4ТМ.03М – среднее время наработки на отказ не менее 165 000 часов, среднее время восстановления работоспособности $t_{в} = 2$ часа;
- счетчик СЭТ-4ТМ.03 – среднее время наработки на отказ не менее 90 000 часов, среднее время восстановления работоспособности 2 часа;
- счетчик ПСЧ-4ТМ.05М – среднее время наработки на отказ не менее 140 000 часов; среднее время восстановления работоспособности 2 часа;
- УСПД СИКОН С70- среднее время наработки на отказ не менее $T = 70\ 000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_{в} = 2$ часа;
- УСВ-3 – среднее время наработки на отказ не менее $T = 45\ 000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_{в} = 2$ часа;
- сервер – среднее время наработки на отказ не менее $T = 305\ 167$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_{в} = 2$ часа.

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания сервера и УСПД 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;
- журнал УСПД:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике и УСПД;
 - пропадание и восстановление связи со счетчиком.

Защищённость применяемых компонентов:

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

- сервера;
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
- электросчетчика;
- УСПД;
- сервера.

Возможность коррекции времени в:

- электросчетчиках (функция автоматизирована);
- УСПД (функция автоматизирована);
- сервере (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:

- электросчетчик - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 35 суток; при отключении питания - не менее 10 лет;
- УСПД - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, по каждому каналу - 35 сут; сохранение информации при отключении питания – 3 года;
- Сервер – хранение результатов измерений, состояний средств измерений – не менее 3,5 лет (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учёта электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «ЭнергоСервис» (ОАО «Ковровский электромеханический завод») типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ определяется проектной документацией на систему. В комплект поставки входит техническая документация на систему и на комплектующие средства измерений.

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 3.

Таблица 3 — Комплектность АИИС КУЭ

Наименование компонента	Тип компонента	Регистрационный №	Количество
1	2	3	4
Трансформаторы тока	ТПОЛ-10	1261-59	16
Трансформаторы тока	ТОЛ-10-1	15128-07	12
Трансформаторы тока	ТПФМ-10	814-53	2
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10-95 УХЛ2	20186-05	1
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10	11094-87	1
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6-66	2611-70	1
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛП	23544-07	3
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6	831-53	2
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	36697-12	9

Окончание таблицы 3

1	2	3	4
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03	27524-04	3
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ПСЧ-4ТМ.05М	36355-07	1
Контроллеры сетевые промышленные	СИКОН С70	28822-05	1
Устройства синхронизации времени	УСВ-3	51644-12	1
Методика поверки	—	—	1
Формуляр	—	—	1
Руководство по эксплуатации	—	—	1

Поверка

осуществляется по документу МП 58774-14 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «ЭнергоСервис» (ОАО «Ковровский электромеханический завод»). Измерительные каналы. Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» в сентябре 2014 г.

Перечень основных средств поверки:

- трансформаторов тока – в соответствии с ГОСТ 8.217-2003 «ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки»;
- трансформаторов напряжения – в соответствии с ГОСТ 8.216-2011 «ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки»;
- по МИ 3195-2009 «ГСИ. Мощность нагрузки трансформаторов напряжения без отключения цепей. Методика выполнения измерений»;
- по МИ 3196-2009 «ГСИ. Вторичная нагрузка трансформаторов тока без отключения цепей. Методика выполнения измерений»;
- счетчиков электрической энергии СЭТ-4ТМ.03М – в соответствии с документом «Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.02М. Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки» ИЛГШ.411152.145РЭ1, утвержденным руководителем ГЦИ СИ ФБУ «Нижегородский ЦСМ» «04» мая 2012 г.;
- счетчиков электрической энергии СЭТ-4ТМ.03 – в соответствии с методикой поверки ИЛГШ.411152.124 РЭ1, являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.124 РЭ, согласованной с руководителем ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 10 сентября 2004 г.;
- СИКОН С 70 – в соответствии с документом «Контроллеры сетевые промышленные СИКОН С70. Методика поверки ВЛСТ 220.00.000 И1», утвержденным ВНИИМС в 2005 году;
- устройства синхронизации времени УСВ-3 – в соответствии с документом «Инструкция. Устройства синхронизации времени УСВ-3. Методика поверки. ВЛСТ.240.00.000МП», утвержденным руководителем ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИФТРИ» в 2012 г.;
- радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS), номер в Государственном реестре средств измерений № 27008-04;
- переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы с счетчиками системы и с ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-01;
- термогигрометр CENTER (мод.314): диапазон измерений температуры от минус 20 до плюс 60 °С, дискретность 0,1 °С; диапазон измерений относительной влажности от 10 % до 100 %, дискретность 0,1 %.

Сведения о методиках (методах) измерений

Методика измерений изложена в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием АИИС КУЭ ООО «ЭнергоСервис» (ОАО «Ковровский электромеханический завод»), аттестованном ФГУП «ВНИИМС», аттестат об аккредитации №01.00225-2011 от 29.06.2011 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «ЭнергоСервис» (ОАО «Ковровский электромеханический завод»)

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

ГОСТ 34.601-90 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания.

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

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

- при осуществлении торговли.

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью ИТЦ «СМАРТ ИНЖИНИРИНГ»
(ООО ИТЦ «СИ»)

Юридический адрес: 117403, г. Москва, ул. Булатниковская, д. 9, корпус 4, офис 7

Почтовый адрес: 117534, г. Москва, а/я 32

Телефон: (925) 44-22-829

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы»
(ФГУП «ВНИИМС»)

Адрес: 119631, г. Москва, ул. Озерная, д. 46

Тел/факс: (495) 437-55-77 / 437-56-66

E-mail: office@vniims.ru, www.vniims.ru

Аттестат аккредитации ФГУП «ВНИИМС» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа №30004-13 от 26.07.2013

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

Ф.В. Булыгин

М.п. «____» _____ 2014 г.