

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии и мощности (АИИС КУЭ) ОАО «Владимирские коммунальные системы» (ГТП Собинка).

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии и мощности (АИИС КУЭ) ОАО «Владимирские коммунальные системы» (ГТП Собинка) (далее по тексту - АИИС КУЭ) предназначена для измерения календарного времени, интервалов времени, активной и реактивной электроэнергии, потребленной за установленные интервалы времени, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-ый уровень – информационно-измерительный комплекс (ИИК), включающий в себя трансформаторы тока (далее – ТТ) по ГОСТ 7746-2001, трансформаторы напряжения (далее – ТН) по ГОСТ 1983-2001 и счетчики активной и реактивной электроэнергии ПСЧ-4ТМ.05М, СЭТ-4ТМ.03 и ПСЧ-4ТМ.05 по ГОСТ Р 52323-2005 и ГОСТ 30206 соответственно, в режиме измерений активной электроэнергии; по ГОСТ Р 52425-2005 и ГОСТ 26035 соответственно 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-ой уровень – устройство сбора и передачи данных на базе СИКОН С70 (далее – УСПД) и каналобразующая аппаратура.

3-ий уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя каналобразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, ИВК «ИКМ-Пирамида» (Зав.№ 136), сервер сбора данных ЦСОИ ОАО «Владимирские коммунальные системы», устройство синхронизации системного времени на базе GPS-приемника типа УСВ-1 (№101), автоматизированные рабочие места персонала (АРМ) и программное обеспечение (ПО) «Пирамида 2000».

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 мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Для измерительных каналов (ИК) № 1-9 цифровой сигнал с выходов счетчиков по проводным линиям связи поступает на входы УСПД СИКОН С70, где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение изме-

рительной информации, ее накопление и передача накопленных данных на верхний уровень системы, а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам.

Далее, по запросу ИВК, УСПД передает запрашиваемую информацию на верхний уровень по сотовым каналам связи стандарта GSM.

Для ИК № 10-21 цифровой сигнал с выходов счетчиков по сотовым каналам связи стандарта GSM поступает непосредственно в ИВК «ИКМ-Пирамида», установленный в ЦСОИ ОАО «Владимирские коммунальные системы», где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, выполняется дальнейшая обработка измерительной информации: формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов. Передача информации в организации-участники оптового рынка электроэнергии осуществляется посредством интернет-провайдера.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает уровень счетчиков, УСПД и ИВК. АИИС КУЭ оснащена устройством синхронизации системного времени на основе УСВ-1, синхронизирующих собственное системное время по сигналам проверки времени, получаемым от GPS-приемника, входящего в состав УСВ. Погрешность синхронизации не более $\pm 0,5$ с. Время ИВК «ИКМ-Пирамида» синхронизировано со временем УСВ-1 (Зав. №101), синхронизация осуществляется не реже чем один раз в час, вне зависимости от наличия расхождения.

Для ИК № 1-9 время УСПД синхронизировано с временем ИВК «ИКМ-Пирамида», сравнение времени сервера сбора данных и УСПД осуществляется каждый сеанс связи, синхронизация осуществляется вне зависимости от наличия расхождения. Сличение времени счетчиков со временем УСПД производится во время сеанса связи со счетчиками (каждые 30 минут). Корректировка времени осуществляется при расхождении с временем УСПД ± 3 с, но не чаще 1 раза в сутки.

Для ИК №10-21 сличение времени счетчиков со временем ИВК «ИКМ-Пирамида» производится во время сеанса связи со счетчиками (каждые 30 минут). Корректировка времени на счетчиках осуществляется вне зависимости от расхождения времени (порог синхронизации – 0 с), но не чаще 1 раза в сутки.

Погрешность системного времени не превышает ± 5 с.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ ОАО «Владимирские коммунальные системы» (ГТП Собинка) используется ПО «Пирамида 2000», в состав которого входят программы указанные в таблице 1. «Пирамида 2000» обеспечивает защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами «Пирамида 2000».

Таблица 1 — Идентификационные данные 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

Продолжение таблицы 1

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 потерь в линиях и трансформаторах	CalcLosses.dll	3	d79874d10fc2b156 a0fdc27e1ca480ac	MD5
Общий модуль, содержащий функции, используемые при вычислениях различных значений и проверке точности вычислений	Metrology.dll	3	52e28d7b608799bb 3ccea41b548d2c83	MD5
Модуль обработки значений физических величин, передаваемых в бинарном протоколе	ParseBin.dll	3	6f557f885b7372613 28cd77805bd1ba7	MD5
Модуль обработки значений физических величин, передаваемых по протоколам семейства МЭК	ParseIEC.dll	3	48e73a9283d1e664 94521f63d00b0d9f	MD5
Модуль обработки значений физических величин, передаваемых по протоколу Modbus	ParseModbus.dll	3	c391d64271acf4055 bb2a4d3fe1f8f48	MD5
Модуль обработки значений физических величин, передаваемых по протоколу Пирамида	ParsePiramida.dll	3	ecf532935ca1a3fd3 215049af1fd979f	MD5
Модуль формирования расчетных схем и контроля целостности данных нормативно-справочной информации	SynchroNSI.dll	3	530d9b0126f7cdc2 3ecd814c4eb7ca09	MD5

Продолжение таблицы 1

Наименование ПО	Идентификационное наименование ПО	Номер версии (идентификационный номер) ПО	Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО
Модуль расчета величины рассинхронизации и значений коррекции времени	VerifyTime.dll	3	1ea5429b261fb0e28 84f5b356a1d1e75	MD5

Системы информационно-измерительные контроля и учета энергопотребления «Пирамида», включающие в себя ПО «Пирамида 2000», внесены в Госреестр №21906-11. ПО «Пирамида 2000» аттестовано на соответствие требованиям нормативной документации, свидетельство об аттестации № АПО-209-15 от 26 октября 2011 года, выданное ФГУП «ВНИИМС».

Предел допускаемой дополнительной абсолютной погрешности по электроэнергии, получаемой за счет математической обработки измерительной информации, поступающей от счетчиков, составляет 1 единицу младшего разряда измеренного значения.

Пределы допускаемых относительных погрешностей по активной и реактивной электроэнергии, а также для разных временных (тарифных) зон не зависят от способов передачи измерительной информации и определяются классами точности применяемых электросчетчиков и измерительных трансформаторов.

Оценка влияния ПО на метрологические характеристики СИ – метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 2, нормированы с учетом ПО.

Защита ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «С» по МИ 3286-2010.

Метрологические и технические характеристики

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

Таблица 2 — Состав измерительных каналов и их метрологические характеристики

Но- мер точ- ки изме- ре- ний	Наименова- ние точки измерений	Состав измерительного канала				Вид элек- тро- энер- гии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	ИВК (ИВКЭ)		Основ- ная по- греш- ность, %	Погреш- ность в рабочих условиях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
ПС «Собинка»								
1	ПС «Собин- ка», СШ 10 кВ, 1СШ, яч.ф.1001	ТЛМ-10 100/5 Кл.т. 0,5 Зав. № 0035 Зав. № 0007	НАМИ-10 10000/100 Кл.т. 0,2 Зав. № 669	СЭТ- 4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 0102074460	СИКОН С70 Зав. № 04287	актив- ная	±1,0	±3,2
						реак- тивная	±2,5	±5,1
2	ПС «Собин- ка», СШ 10 кВ, 2СШ, яч.ф.1006	ТЛМ-10 300/5 Кл.т. 0,5 Зав. № 5950 Зав. № 4528	НТМИ-10- 66 10000/100 Кл.т. 0,5 Зав. № 3282	СЭТ- 4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 0102074442		актив- ная	±1,2	±3,3
						реак- тивная	±2,8	±5,2
3	ПС «Собин- ка», СШ 10 кВ, 2СШ, яч.ф.1008	ТЛМ-10 150/5 Кл.т. 0,5 Зав. № 4554 Зав. № 4939	НТМИ-10- 66 10000/100 Кл.т. 0,5 Зав. № 3282	СЭТ- 4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 0102074453	актив- ная	±1,2	±3,3	
					реак- тивная	±2,8	±5,2	
4	ПС «Собин- ка», СШ 10 кВ, 1СШ, яч.ф.1015	ТЛМ-10 300/5 Кл.т. 0,5 Зав. № 0896 Зав. № 5815	НАМИ-10 10000/100 Кл.т. 0,2 Зав. № 669	СЭТ- 4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 0102074499	актив- ная	±1,0	±3,2	
					реак- тивная	±2,5	±5,1	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
ПС «Ундол»								
5	ПС «Ун-дол», СШ 10 кВ, 1СШ, яч.ф.101	ТПЛ-10с 300/5 Кл.т. 0,5 Зав. № 1482 Зав. № 1481	НАМИ-10 10000/100 Кл.т. 0,2 Зав. № 68740 Зав. № 68743	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 0102072980	СИКОН С70 Зав. № 04286	актив-ная реак-тивная	±1,0 ±2,5	±3,2 ±5,1
6	ПС «Ун-дол», СШ 10 кВ, 2СШ, яч.ф.102	ТПЛ-10с 300/5 Кл.т. 0,5 Зав. № 08291000000 06 Зав. № 08291000001 03	НАМИ-10 10000/100 Кл.т. 0,2 Зав. № 68740 Зав. № 68743	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 0102074434		актив-ная реак-тивная	±1,0 ±2,5	±3,2 ±5,1
7	ПС «Ун-дол», СШ 10 кВ, 2СШ, яч.ф.103	ТПЛ-10 300/5 Кл.т. 0,5 Зав. № 56771 Зав. № 57287	НАМИ-10 10000/100 Кл.т. 0,2 Зав. № 68740 Зав. № 68743	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 0103070716		актив-ная реак-тивная	±1,0 ±2,5	±3,2 ±5,1
8	ПС «Ун-дол», СШ 10 кВ, 1СШ, яч.ф.105	ТПЛ-10 400/5 Кл.т. 0,5 Зав. № 32807 Зав. № 52806	НАМИ-10 10000/100 Кл.т. 0,2 Зав. № 68740 Зав. № 68743	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 0103071785		актив-ная реак-тивная	±1,0 ±2,5	±3,2 ±5,1
9	ПС «Ун-дол», СШ 10 кВ, 3СШ, яч.ф.125	ТОЛ-10-1 300/5 Кл.т. 0,5 Зав. № 1687 Зав. № 1287	НАМИ-10 10000/100 Кл.т. 0,2 Зав. № 483	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 0105080704		актив-ная реак-тивная	±0,9 ±2,3	±2,9 ±4,5
ТП-30								
10	ТП-30, РУ-0,4 кВ ввод транс-форматора	ТШП-0,66 300/5 Кл.т. 0,5 Зав. № 8115036 Зав. № 8115961 Зав. № 8115018	—	ПСЧ-4ТМ.05.16 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 0311072500	ИВК «ИКМ-Пира-мида» Зав.№13 6	актив-ная реак-тивная	±1,0 ±2,4	±3,2 ±5,1

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
ТП-24								
11	ТП-24, РУ-0,4 кВ ввод транс- форматора	ТТИ-30 300/5 Кл.т. 0,5 Зав. № 18057 Зав. № 18668 Зав. № 18645	—	ПСЧ- 4ТМ.05.16 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 0308071873	ИВК «ИКМ- Пира- мида» Зав.№13 6	актив- ная реак- тивная	±1,0 ±2,4	±3,2 ±5,1
ТП-25								
12	ТП-25, РУ-0,4 кВ ввод транс- форматора	ТШП-0,66 300/5 Кл.т. 0,5 Зав. № 8116779 Зав. № 8116829 Зав. № 8116841	—	ПСЧ- 4ТМ.05.16 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 0308072032	ИВК «ИКМ- Пира- мида» Зав.№13 6	актив- ная реак- тивная	±1,0 ±2,4	±3,2 ±5,1
ТП-68								
13	ТП-68, РУ-0,4 кВ ввод транс- форматора	ТОП-0,66 100/5 Кл.т. 0,5S Зав. № 9041129 Зав. № 9041127 Зав. № 9041128	—	ПСЧ- 4ТМ.05.16 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 0308072178	ИВК «ИКМ- Пира- мида» Зав.№13 6	актив- ная реак- тивная	±1,0 ±2,4	±3,3 ±6,1
ПС «Лакино»								
14	ПС «Лаки- на», СШ 10 кВ, 2СШ яч.ф.1026	ТЛМ-10 300/5 Кл.т. 0,5 Зав. № 4100 Зав. № 0008	НАМИТ- 10-2 10000/100 Кл.т. 0,5 Зав. № 0839	ПСЧ- 4ТМ.05.12 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 0308072706	ИВК «ИКМ- Пира- мида» Зав.№13 6	актив- ная реак- тивная	±1,2 ±2,8	±3,3 ±5,2
ТП-39								
15	ТП-39, РУ-10 кВ, яч.ф. «Со- бинский РРЭС»	ТПОЛ-10 600/5 Кл.т. 0,5 Зав. № 23291 Зав. № 23290 Зав. № 22950	ЗНОЛП-10 10000/√3: 100/√3 Кл.т. 0,5 Зав. № 1018091 Зав. № 1008209 Зав. № 1008189	ПСЧ- 4ТМ.05М.1 2 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 0608111634	ИВК «ИКМ- Пира- мида» Зав.№13 6	актив- ная реак- тивная	±1,2 ±2,8	±3,3 ±5,4

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
ТП-52(768)								
16	ТП-52(768), РУ-0,4 кВ ввод трансформатора Т1	ТТИ-40 300/5 Кл.т. 0,5 Зав. № А30040 Зав. № А30043 Зав. № А30059	—	ПСЧ- 4ТМ.05М.1 6 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 0608113752	ИВК «ИКМ- Пира- мида» Зав.№13 6	актив- ная реак- тивная	±1,0 ±2,4	±3,2 ±5,3
17	ТП-52(768), РУ-0,4 кВ ввод трансформатора Т2	ТТИ-40 300/5 Кл.т. 0,5 Зав. № А29889 Зав. № А30067 Зав. № А29904	—	ПСЧ- 4ТМ.05М.1 6 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 0608113808	ИВК «ИКМ- Пира- мида» Зав.№13 6	актив- ная реак- тивная	±1,0 ±2,4	±3,2 ±5,3
ТП-21(774)								
18	ТП-21(774), РУ-0,4 кВ ввод трансформатора	ТТИ-40 300/5 Кл.т. 0,5 Зав. № А30070 Зав. № А30050 Зав. № А30055	—	ПСЧ- 4ТМ.05М.1 6 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 0609110140	ИВК «ИКМ- Пира- мида» Зав.№13 6	актив- ная реак- тивная	±1,0 ±2,4	±3,2 ±5,3
ТП-22(775)								
19	ТП-22(775), РУ-0,4 кВ ввод трансформатора	ТТИ-40 300/5 Кл.т. 0,5 Зав. № А29256 Зав. № А30071 Зав. № А29258	—	ПСЧ- 4ТМ.05М.1 6 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 0608111649	ИВК «ИКМ- Пира- мида» Зав.№13 6	актив- ная реак- тивная	±1,0 ±2,4	±3,2 ±5,3
ТП-23(776)								
20	ТП-23(776), РУ-0,4 кВ ввод трансформатора	ТТИ-40 300/5 Кл.т. 0,5 Зав. № А29236 Зав. № А29260 Зав. № А29240	—	ПСЧ- 4ТМ.05.16 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 0306084871	ИВК «ИКМ- Пира- мида» Зав.№13 6	актив- ная реак- тивная	±1,0 ±2,4	±3,2 ±5,1

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
ТП-43(777)								
21	ТП-43(777), РУ-0,4 кВ ввод трансформатора	ТТИ-40 300/5 Кл.т. 0,5 Зав. № А29257 Зав. № А29233 Зав. № А29242	—	ПСЧ- 4ТМ.05М.1 6 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 0608110168	ИВК «ИКМ- Пира- мида» Зав.№13 6	актив- ная реак- тивная	±1,0 ±2,4	±3,2 ±5,3

Примечания:

1. Характеристики погрешности ИК даны для измерения 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:

- параметры сети: напряжение (0,98 ÷ 1,02) Ун; ток (1,0 ÷ 1,2) Ин; cosφ = 0,9 инд.;

- температура окружающей среды: (20±5) °С.

5. Рабочие условия эксплуатации:

– параметры сети для ИК: напряжение (0,98 ÷ 1,02) Уном; ток (1 ÷ 1,2) Ином, частота - (50 ± 0,15) Гц; cosφ = 0,9 инд.;

– параметры сети: диапазон первичного напряжения - (0,9 ÷ 1,1) Ун1; диапазон силы первичного тока - (0,02 ÷ 1,2) Ин1; коэффициент мощности cosφ(sinφ) 0,5 ÷ 1,0 (0,87 ÷ 0,5); частота - (50 ± 0,4) Гц;

– допустимая температура окружающей среды ТТ и ТН - от минус 40 °С до + 50 °С; счетчиков - от минус 40 °С до + 60 °С; УСПД - от минус 10 °С до + 50 °С; ИВК - от + 10 °С до + 25 °С;

– магнитная индукция внешнего происхождения, не более - 0,5 мТл.

6. Погрешность в рабочих условиях указана для cosφ = 0,8 инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от -15 °С до + 35 °С;

7. Трансформаторы тока по ГОСТ 7746-2001, трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983-2001, счетчики электроэнергии в режиме измерения активной электроэнергии по ГОСТ Р 52323-2005, ГОСТ 30206, в режиме измерения реактивной электроэнергии по ГОСТ Р 52425-2005, ГОСТ 26035.

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

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ измерительных компонентов:

- счетчик СЭТ-4ТМ.03 – среднее время наработки на отказ не менее 90000 часов, среднее время восстановления работоспособности 2 часа;

- счетчик ПСЧ-4ТМ.05 – среднее время наработки на отказ не менее 90000 часов, среднее время восстановления работоспособности 2 часа;

- счетчик ПСЧ-4ТМ.05М – среднее время наработки на отказ не менее 140000 часов,

среднее время восстановления работоспособности 2 часа;

- УСПД «СИКОН С70» - среднее время наработки на отказ не менее $T = 70000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_{в} = 2$ часа;

- УСВ-1 среднее время наработки на отказ не менее $T = 35000$ 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);

– ИВК (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

– 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 АИИС - 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 и мощности (АИИС КУЭ) ОАО «Владимирские коммунальные системы» (ГТП Собинка) 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 4.

Таблица 4 — Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Количество
Трансформатор тока ТЛМ-10 (Госреестр №2473-05)	10 шт.
Трансформатор тока ТПОЛ-10 (Госреестр №1261-08)	3 шт.
Трансформатор тока ТПЛ-10с (Госреестр №29390-05)	4 шт.
Трансформатор тока ТПЛ-10 (Госреестр №1276-59)	4 шт.
Трансформатор тока ТОЛ-10-1 (Госреестр №15128-07)	2 шт.
Трансформатор тока ТШП-0,66 (Госреестр №15173-06)	6 шт.
Трансформатор тока ТТИ-30 (Госреестр №28139-07)	3 шт.
Трансформатор тока ТТИ-40 (Госреестр №28139-07)	18 шт.
Трансформатор тока ТОП-0,66 (Госреестр №15174-06)	3 шт.
Трансформатор напряжения НАМИ-10 (Госреестр №11094-87)	4 шт.
Трансформатор напряжения НАМИТ-10-2 (Госреестр №18178-99)	1 шт.
Трансформатор напряжения ЗНОЛП-10 (Госреестр №23544-07)	3 шт.
Трансформатор напряжения НТМИ-10-66 (Госреестр №831-69)	1 шт.
Счетчик электрической энергии СЭТ-4ТМ.03.01 (Госреестр №27524-04)	8 шт.
Счетчик электрической энергии СЭТ-4ТМ.03 (Госреестр №27524-04)	1 шт.
Счетчик электрической энергии ПСЧ-4ТМ.05 (Госреестр №27779-04)	6 шт.
Счетчик электрической энергии ПСЧ-4ТМ.05М (Госреестр №36355-07)	6 шт.
Контроллеры сетевые промышленные СИКОН С70 (Госреестр №28822-05)	2 шт.
ИВК «ИКМ-Пирамида» (Госреестр №45270-10)	1 шт.
Устройство синхронизации времени УСВ-1 (Госреестр №28716-05)	1 шт.
Методика поверки	1 шт.
Формуляр	1 шт.
Руководство по эксплуатации	1 шт.

Поверка

осуществляется по документу МП 49271-12 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии и мощности (АИИС КУЭ) ОАО «Владимирские коммунальные системы» (ГТП Собинка). Измерительные каналы. Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФБУ «Курский ЦСМ» в феврале 2012 г.

Средства поверки – по НД на измерительные компоненты:

- Трансформаторы тока – в соответствии с ГОСТ 8.217-2003 "ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки";
- Трансформаторы напряжения – в соответствии с ГОСТ 8.216-88 "ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки";
- СЭТ-4ТМ.03- по методике поверки - ИЛГШ.411152.124РЭ1, являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.124РЭ;

- ПСЧ-4ТМ.05 - по методике поверки ИЛГШ.411152.126РЭ1, являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.126РЭ;
- ПСЧ-4ТМ.05М - по методике поверки ИЛГШ.411152.146РЭ1, являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.146РЭ;
- Устройство сбора и передачи данных (УСПД) СИКОН С70 - по документу «Контроллеры сетевые индустриальные СИКОН С70. Методика поверки ВЛСТ 220.00.000 И1»;
- ИВК «ИКМ-Пирамида» - по документу «Комплексы информационно-вычислительные «ИКМ-Пирамида». Методика поверки ВЛСТ 230.00.000 И1»;
- УСВ-1 – по документу ИВК «Устройства синхронизации времени УСВ-1. Методика поверки ВЛСТ 221.00.000МП»;
- 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.

Сведения о методиках (методах) измерений

Метод измерений изложен в документе «Руководство по эксплуатации системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии и мощности ОАО «Владимирские коммунальные системы» (ГТП Собинка)».

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии и мощности (АИИС КУЭ) ОАО «Владимирские коммунальные системы» (ГТП Собинка)

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.

ГОСТ 7746–2001. Трансформаторы тока. Общие технические условия

ГОСТ 1983–2001. Трансформаторы напряжения. Общие технические условия.

ГОСТ Р 52323-2005 (МЭК 62053-22:2003). 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 (МЭК 62053-23:2003). Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Статические счетчики реактивной энергии.

МИ 3000-2006 "Рекомендация. ГСИ. Системы автоматизированные информационно-измерительные коммерческого учета электрической энергии. Типовая методика поверки".

Руководство по эксплуатации системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии и мощности (АИИС КУЭ) ОАО «Владимирские коммунальные системы» (ГТП Собинка).

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

Осуществление торговли и товарообменных операций.

Изготовитель

Закрытое акционерное общество Инженерно-техническая фирма «СИСТЕМЫ И ТЕХНОЛОГИИ»

ЗАО ИТФ «СИСТЕМЫ И ТЕХНОЛОГИИ»

Юридический адрес: 600026, г. Владимир, ул. Лакина, 8

Почтовый адрес: 600026, г. Владимир, ул. Лакина, 8, а/я 14

Тел./факс: (4922) 33-67-66, 33-79-60, 33-93-68

E-mail: st@sicon.ru

www.sicon.ru

Заявитель

Общество с ограниченной ответственностью «Техносоюз»

ООО «Техносоюз»

Юридический адрес: 105122, г. Москва, Щелковское шоссе, д. 9

Почтовый адрес: 119270, г. Москва, Лужнецкая набережная, д.2/4, строение 37, 1 этаж

Тел.: (495) 639-91-50

Факс: (495) 639-91-52

E-mail: info@t-souz.ru

www.t-souz.ru

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение

«Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Курской области»

ФБУ «Курский ЦСМ»

Юридический адрес: 305029, г. Курск, Южный пер., д. 6а

Тел./факс: (4712) 53-67-74,

E-mail: kcsms@sovtest.ru

Аттестат аккредитации № 30048-11 действителен до 01 декабря 2016 года

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

Е.Р. Петросян

М.П. «_____» _____ 2012 г.