

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Электросервис-Сети»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Электросервис-Сети» (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, потребленной за установленные интервалы времени, сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи информации в ОАО «АТС», ОАО «СО ЕЭС» и прочим заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

Описание средства измерений

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

Измерительные каналы (далее – ИК) АИИС КУЭ включают в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие в себя измерительные трансформаторы тока (далее по тексту – ТТ) по ГОСТ 7746-2001, трансформаторы напряжения (далее по тексту – ТН) по ГОСТ 1983-2001 и счетчики активной и реактивной электрической энергии (далее по тексту – счетчики) по ГОСТ Р 52323-2005, в режиме измерений активной электроэнергии, и по ГОСТ Р 52425-2005 в режиме измерений реактивной электроэнергии, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя каналообразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, ИВК «ИКМ-Пирамида» (далее по тексту – сервер), устройство синхронизации времени УСВ-2, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ).

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- периодический (один раз в сутки) и/или по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени результатов измерений приращений электроэнергии с заданной дискретностью учета (30 мин);
- периодический (один раз в сутки) и/или по запросу автоматический сбор данных о состоянии средств измерений во всех ИИК;
- хранение результатов измерений и данных о состоянии средств измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;
- периодический (один раз в сутки) и/или по запросу автоматический сбор служебных параметров (изменения параметров базы данных, пропадание напряжения, коррекция даты и системного времени);
- передача результатов измерений в организации-участники оптового рынка электроэнергии в рамках согласованного регламента;
- 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 (синхронизация часов АИИС КУЭ).

Принцип действия:

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по проводным линиям связи поступают на измерительные входы счетчика электроэнергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются соответствующие мгновенные значения активной, реактивной и полной мощности без учета коэффициентов трансформации. Электрическая энергия, как интеграл по времени от мощности, вычисляется для интервалов времени 30 минут.

Результаты измерений для каждого интервала измерения и 30-минутные данные коммерческого учета соотнесены с единым календарным временем. Результаты измерений электроэнергии (W, кВт·ч) передаются в целых числах.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков по основному (сотовый канал связи стандарта GSM) и резервному (сотовый канал связи стандарта GPRS) поступает на верхний уровень, где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов, отображение информации на мониторах АРМ и передача данных в организации – участники оптового рынка электрической энергии и мощности через каналы связи.

Передача информации по группам точек поставки в ПАК ОАО «АТС» и другие смежные субъекты ОРЭ осуществляется по каналу связи с протоколом TCP/IP сети Internet в виде xml-файлов формата 80020 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 с использованием ЭЦП субъекта рынка.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ). В СОЕВ входят часы устройства синхронизации времени УСВ-2, ИВК «ИКМ-Пирамида» и счетчиков. Для обеспечения единства измерений используется единое календарное время. В состав УСВ-2 входит GPS-приемник.

Сравнение показаний часов УСВ-2 и ИВК «ИКМ-Пирамида» осуществляется один раз в час. Синхронизация часов УСВ-2 и ИВК «ИКМ-Пирамида» осуществляется вне зависимости от величины расхождения показаний часов УСВ-2 и ИВК «ИКМ-Пирамида».

Сравнение показаний часов счетчиков и ИВК «ИКМ-Пирамида» осуществляется при каждом сеансе связи, но не реже одного раза в 30 минут. Синхронизация часов счетчиков и ИВК «ИКМ-Пирамида» вне зависимости от величины расхождения показаний часов счетчиков и ИВК «ИКМ-Пирамида», но не чаще одного раза в сутки.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ 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

Наименование файла	Номер версии программного обеспечения	Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения
1	2	3	4
CalcClients.dll	3	e55712d0b1b219065d63da949114dae4	MD5
CalcLeakage.dll		b1959ff70be1eb17c83f7b0f6d4a132f	
CalcLosses.dll		d79874d10fc2b156a0fdc27e1ca480ac	

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4
Metrology.dll	3	52e28d7b608799bb3ccea41b548d2c83	MD5
ParseBin.dll		6f557f885b737261328cd77805bd1ba7	
ParseIEC.dll		48e73a9283d1e66494521f63d00b0d9f	
ParseModbus.dll		c391d64271acf4055bb2a4d3fe1f8f48	
ParsePiramida.dll		ecf532935ca1a3fd3215049af1fd979f	
SynchroNSI.dll		530d9b0126f7cdc23ecd814c4eb7ca09	
VerifyTime.dll		1ea5429b261fb0e2884f5b356a1d1e75	

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 одну 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 счетчиков электрической энергии и измерительных трансформаторов.

Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 3, нормированы с учетом ПО.

Уровень защиты программного обеспечения АИИС КУЭ от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню С по МИ 3286 - 2010.

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов АИИС КУЭ приведен в Таблице 2.

Метрологические характеристики ИИК АИИС КУЭ приведены в Таблице 3.

Таблица 2

№ ИК	Наименование ИИК	Состав ИИК			ИВК	Вид электроэнергии
		ТТ	ТН	Счетчик		
1	2	3	4	5	6	7
Столбовые пункты учета						
1	ПКУ Ф. № 1 ИМАН	ТЛО-10 Зав. № 29 454 Зав. № 29 452 100/5 Кл.т. 0,5S	ЗНОЛ.06-10 Зав. № 1006974 Зав. № 1006590 Зав. № 1006973 10000/√3:100/√3 Кл.т. 0,5	ПСЧ-4ТМ.05М Зав. № 0609110495 Кл.т. 0,5S/1,0	ИВК «ИКМ-Пирамида» Зав. № 424	Активная Реактивная
2	ПКУ Ф. № 2 ИМАН	ТЛО-10 Зав. № 29 450 Зав. № 29 451 100/5 Кл.т. 0,5S	ЗНОЛ.06-10 Зав. № 1006875 Зав. № 1006969 Зав. № 1006931 10000/√3:100/√3 Кл.т. 0,5	ПСЧ-4ТМ.05М Зав. № 0609110374 Кл.т. 0,5S/1,0		Активная Реактивная
3	ПКУ Ф. № 5 ИМАН	ТВ-ЭК Зав. № 29460 Зав. № 29461 200/5 Кл.т. 0,5S	ЗНОЛ.06-10 Зав. № 1007250 Зав. № 1007255 Зав. № 1007324 10000/√3:100/√3 Кл.т. 0,5	ПСЧ-4ТМ.05М Зав. № 0609110903 Кл.т. 0,5S/1,0		Активная Реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
4	ПКУ Ф. № 9 ИМАН	ТВ-ЭК Зав. № 29462 Зав. № 29463 200/5 Кл.т. 0,5S	ЗНОЛ.06-10 Зав. № 1007358 Зав. № 1007405 Зав. № 1007179 10000/√3:100/√3 Кл.т. 0,5	ПСЧ-4ТМ.05М Зав. № 0609110479 Кл.т. 0,5S/1,0	ИВК «ИКМ- Пирамида» Зав. № 424	Активная Реактивная
5	ПКУ Ф. № 11 ИМАН	ТВ-ЭК Зав. № 29456 Зав. № 29457 150/5 Кл.т. 0,5S	ЗНОЛ.06-10 Зав. № 1006907 Зав. № 1007463 Зав. № 1005215 10000/√3:100/√3 Кл.т. 0,5	ПСЧ-4ТМ.05М Зав. № 0609110981 Кл.т. 0,5S/1,0		Активная Реактивная
6	ПКУ Ф. № 12 ИМАН	ТЛО-10 Зав. № 29 455 Зав. № 29 453 100/5 Кл.т. 0,5S	ЗНОЛ.06-10 Зав. № 1006993 Зав. № 1004888 Зав. № 1006947 10000/√3:100/√3 Кл.т. 0,5	ПСЧ-4ТМ.05М Зав. № 0608112723 Кл.т. 0,5S/1,0		Активная Реактивная
7	ПКУ Ф. № 13 ИМАН	ТВ-ЭК Зав. № 29459 Зав. № 29458 300/5 Кл.т. 0,5S	ЗНОЛ.06-10 Зав. № 1007359 Зав. № 1007400 Зав. № 1007538 10000/√3:100/√3 Кл.т. 0,5	ПСЧ-4ТМ.05М Зав. № 0609110868 Кл.т. 0,5S/1,0		Активная Реактивная
ПС 35/10 кВ «Лазо»						
8	Ф. № 5 ЛАЗО	ТОЛ-10-I Зав. № 21210 Зав. № 20745 100/5 Кл.т. 0,5S	НАМИ-10-95 УХЛ2 Зав. № 3035 10000/100 Кл.т. 0,5	СЭТ-4ТМ.03М.01 Зав. № 0809111476 Кл.т. 0,5S/1,0	ИВК «ИКМ- Пирамида» Зав. № 424	Активная Реактивная
ПС 35/10 кВ «ДОК»						
9	Ф. № 3 ДОК	ТОЛ-10-I Зав. № 21105 Зав. № 21209 100/5 Кл.т. 0,5S	ЗНОЛ-СЭЩ-10 Зав. № 00202-10; 00199-10 Зав. № 00203-10; 00200-10 Зав. № 00204-10; 00201-10 10000/√3:100/√3 Кл.т. 0,5	СЭТ-4ТМ.03М.01 Зав. № 0812137984 Кл.т. 0,5S/1,0	ИВК «ИКМ- Пирамида» Зав. № 424	Активная Реактивная
10	Ф. № 7 ДОК	ТОЛ-10-I Зав. № 10478 Зав. № 1633 200/5 Кл.т. 0,5S	ЗНОЛ-СЭЩ-10 Зав. № 00202-10; 00199-10 Зав. № 00203-10; 00200-10 Зав. № 00204-10; 00201-10 10000/√3:100/√3 Кл.т. 0,5	СЭТ-4ТМ.03М.01 Зав. № 0812135423 Кл.т. 0,5S/1,0		Активная Реактивная
11	Ф. № 8 ДОК	ТОЛ-10-I Зав. № 58360 Зав. № 58273 300/5 Кл.т. 0,5S	ЗНОЛ-СЭЩ-10 Зав. № 00202-10; 00199-10 Зав. № 00203-10; 00200-10 Зав. № 00204-10; 00201-10 10000/√3:100/√3 Кл.т. 0,5	СЭТ-4ТМ.03М.01 Зав. № 0809111588 Кл.т. 0,5S/1,0		Активная Реактивная
12	Ф. № 9 ДОК	ТОЛ-10-I Зав. № 20792 Зав. № 20794 75/5 Кл.т. 0,5S	ЗНОЛ-СЭЩ-10 Зав. № 00202-10; 00199-10 Зав. № 00203-10; 00200-10 Зав. № 00204-10; 00201-10 10000/√3:100/√3 Кл.т. 0,5	СЭТ-4ТМ.03М.01 Зав. № 0809112068 Кл.т. 0,5S/1,0		Активная Реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
ПС 35/6 кВ «ЛДК»						
13	Ф. № 1 ЛДК	ТОЛ-10-И Зав. № 21094 Зав. № 21096 150/5 Кл.т. 0,5S	НАМИ-10-95 УХЛ2 Зав. № 3634 6000/100 Кл.т. 0,5	СЭТ-4ТМ.03М.01 Зав. № 0809112033 Кл.т. 0,5S/1,0	ИВК «ИКМ- Пирамида» Зав. № 424	Активная Реактивная
14	Ф. № 2 ЛДК	ТПЛ-10-М Зав. № 4878 Зав. № 4866 300/5 Кл.т. 0,5S	НАМИ-10-95 УХЛ2 Зав. № 3634 6000/100 Кл.т. 0,5	СЭТ-4ТМ.03М.01 Зав. № 0809111581 Кл.т. 0,5S/1,0		Активная Реактивная
15	Ф. № 7 ЛДК	ТПЛ-10-М Зав. № 4991 Зав. № 4993 200/5 Кл.т. 0,5S	НАМИ-10-95 УХЛ2 Зав. № 3721 6000/100 Кл.т. 0,5	СЭТ-4ТМ.03М.01 Зав. № 0809111531 Кл.т. 0,5S/1,0		Активная Реактивная
16	Ф. № 10 ЛДК	ТПЛ-10-М Зав. № 5014 Зав. № 4992 200/5 Кл.т. 0,5S	НАМИ-10-95 УХЛ2 Зав. № 3721 6000/100 Кл.т. 0,5	СЭТ-4ТМ.03М.01 Зав. № 0809111461 Кл.т. 0,5S/1,0		Активная Реактивная
ПС 35/10 кВ «Губерово»						
17	Ф. № 11 Губерово	ТПЛ-10-М Зав. № 188 Зав. № 190 100/5 Кл.т. 0,5S	НАМИ-10-95 УХЛ2 Зав. № 3749 10000/100 Кл.т. 0,5	СЭТ-4ТМ.03М.01 Зав. № 0809112182 Кл.т. 0,5S/1,0	ИВК «ИКМ- Пирамида» Зав. № 424	Активная Реактивная
18	Ф. № 12 Губерово	ТПЛ-10-М Зав. № 5092 Зав. № 3166 50/5 Кл.т. 0,5S	НАМИ-10-95 УХЛ2 Зав. № 3034 10000/100 Кл.т. 0,5	СЭТ-4ТМ.03М.01 Зав. № 0809112124 Кл.т. 0,5S/1,0	ИВК «ИКМ- Пирамида» Зав. № 424	Активная Реактивная
19	Ф. № 17 Губерово	ТПЛ-10-М Зав. № 145 Зав. № 194 100/5 Кл.т. 0,5S	НАМИ-10-95 УХЛ2 Зав. № 3034 10000/100 Кл.т. 0,5	СЭТ-4ТМ.03М.01 Зав. № 0809112077 Кл.т. 0,5S/1,0		Активная Реактивная
ПС 35/10 кВ «Пожарское»						
20	Ф. № 1 Пожарское	ТПЛ-10-М Зав. № 5101 Зав. № 5103 150/5 Кл.т. 0,5S	НТМИ-10-66 Зав. № 267 10000/100 Кл.т. 0,5	СЭТ-4ТМ.03М.01 Зав. № 0809111383 Кл.т. 0,5S/1,0	ИВК «ИКМ- Пирамида» Зав. № 424	Активная Реактивная
ПС 110/35/10 кВ «Новопокровка»						
21	Ф. № 2 Новопокровка	ТОЛ-10-ИМ Зав. № 20772 Зав. № 20788 200/5 Кл.т. 0,5S	НАМИ-10-95 УХЛ2 Зав. № 3750 10000/100 Кл.т. 0,5	СЭТ-4ТМ.03М.01 Зав. № 0809111369 Кл.т. 0,5S/1,0	ИВК «ИКМ- Пирамида» Зав. № 424	Активная Реактивная
ТП № 1						
22	ТП № 1	Т-0,66 М УЗ Зав. № 694425 Зав. № 694430 ТТН-Ш Зав. № 1041- 55282 50/5 Кл.т. 0,5S	—	СЭТ-4ТМ.03М.09 Зав. № 0803145066 Кл.т. 0,5S/1,0	ИВК «ИКМ- Пирамида» Зав. № 424	Активная Реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
ТП № 3						
23	ТП № 3	Т-0,66 М УЗ Зав. № 027269 Зав. № 027271 Зав. № 840952 100/5 Кл.т. 0,5S	—	СЭТ-4ТМ.03М.09 Зав. № 0803145826 Кл.т. 0,5S/1,0	ИВК «ИКМ- Пирамида» Зав. № 424	Активная Реактивная
ТП № 4						
24	ТП № 4	Т-0,66 М УЗ Зав. № 873937 Зав. № 873932 Зав. № 873935 150/5 Кл.т. 0,5S	—	СЭТ-4ТМ.03М.09 Зав. № 0803145109 Кл.т. 0,5S/1,0	ИВК «ИКМ- Пирамида» Зав. № 424	Активная Реактивная
КТПН № 115						
25	КТПН № 115	Т-0,66 УЗ Зав. № 44620 Зав. № 44458 Зав. № 44522 300/5 Кл.т. 0,5S	—	СЭТ-4ТМ.03М.09 Зав. № 0808111183 Кл.т. 0,5S/1,0	ИВК «ИКМ- Пирамида» Зав. № 424	Активная Реактивная

Таблица 3

Пределы допускаемой относительной погрешности ИИК при измерении активной электрической энергии в нормальных условиях эксплуатации АИИС КУЭ					
Номер ИК	cosφ	d _{1(2) %}	d _{5 %}	d _{20 %}	d _{100 %}
		I _{1(2) %} I _{изм} < I _{5 %}	I _{5 %} I _{изм} < I _{20 %}	I _{20 %} I _{изм} < I _{100 %}	I _{100 %} I _{изм} < I _{120 %}
1 - 21	1,0	±2,1	±1,2	±1,0	±1,0
	0,9	±2,5	±1,4	±1,1	±1,1
	0,8	±3,0	±1,7	±1,3	±1,3
(Сч. 0,5S; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,7	±3,6	±2,1	±1,6	±1,6
	0,5	±5,5	±3,1	±2,3	±2,3
22 - 25	1,0	±2,0	±1,0	±0,8	±0,8
	0,9	±2,4	±1,3	±0,9	±0,9
	0,8	±2,9	±1,6	±1,1	±1,1
(Сч. 0,5S; ТТ 0,5S; ТН -)	0,7	±3,5	±1,9	±1,3	±1,3
	0,5	±5,4	±2,8	±1,9	±1,9
Пределы допускаемой относительной погрешности ИИК при измерении реактивной электрической энергии в нормальных условиях эксплуатации АИИС КУЭ					
Номер ИК	sinφ	d _{1(2) %}	d _{5 %}	d _{20 %}	d _{100 %}
		I _{1(2) %} I _{изм} < I _{5 %}	I _{5 %} I _{изм} < I _{20 %}	I _{20 %} I _{изм} < I _{100 %}	I _{100 %} I _{изм} < I _{120 %}
1 - 21	0,9	±5,8	±3,8	±2,7	±2,7
	0,8	±5,8	±2,9	±2,1	±2,1
(Сч. 1,0; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,7	±5,8	±2,5	±1,8	±1,8
	0,5	±5,8	±2,1	±1,5	±1,5
22 - 25	0,9	±5,6	±3,5	±2,3	±2,3
	0,8	±5,6	±2,7	±1,8	±1,8
(Сч. 1,0; ТТ 0,5S; ТН -)	0,7	±5,6	±2,3	±1,5	±1,5
	0,5	±5,6	±2,0	±1,3	±1,3

Продолжение таблицы 3

Пределы допускаемой относительной погрешности ИИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ					
Номер ИК	$\cos\varphi$	$d_{1(2)\%}$	$d_5\%$	$d_{20\%}$	$d_{100\%}$
		$I_{1(2)}\% I_{\text{изм}} < I_5\%$	$I_5\% I_{\text{изм}} < I_{20\%}$	$I_{20\%} I_{\text{изм}} < I_{100\%}$	$I_{100\%} I_{\text{изм}} < I_{120\%}$
1 - 21	1,0	$\pm 2,7$	$\pm 2,1$	$\pm 2,0$	$\pm 2,0$
	0,9	$\pm 3,0$	$\pm 2,3$	$\pm 2,2$	$\pm 2,2$
	0,8	$\pm 3,5$	$\pm 2,6$	$\pm 2,4$	$\pm 2,4$
(Сч. 0,5S; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,7	$\pm 4,0$	$\pm 3,0$	$\pm 2,6$	$\pm 2,6$
	0,5	$\pm 5,8$	$\pm 3,9$	$\pm 3,3$	$\pm 3,3$
22 - 25	1,0	$\pm 2,6$	$\pm 2,0$	$\pm 1,9$	$\pm 1,9$
	0,9	$\pm 3,0$	$\pm 2,2$	$\pm 2,0$	$\pm 2,0$
	0,8	$\pm 3,4$	$\pm 2,5$	$\pm 2,2$	$\pm 2,2$
(Сч. 0,5S; ТТ 0,5S; ТН -)	0,7	$\pm 3,9$	$\pm 2,8$	$\pm 2,5$	$\pm 2,5$
	0,5	$\pm 5,6$	$\pm 3,7$	$\pm 3,1$	$\pm 3,1$
Пределы допускаемой относительной погрешности ИИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ					
Номер ИК	$\sin\varphi$	$d_{1(2)\%}$	$d_5\%$	$d_{20\%}$	$d_{100\%}$
		$I_{1(2)}\% I_{\text{изм}} < I_5\%$	$I_5\% I_{\text{изм}} < I_{20\%}$	$I_{20\%} I_{\text{изм}} < I_{100\%}$	$I_{100\%} I_{\text{изм}} < I_{120\%}$
1 - 21	0,9	$\pm 7,2$	$\pm 5,7$	$\pm 5,1$	$\pm 5,1$
	0,8	$\pm 7,1$	$\pm 4,9$	$\pm 4,5$	$\pm 4,5$
(Сч. 1,0; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,7	$\pm 7,0$	$\pm 4,6$	$\pm 4,3$	$\pm 4,3$
	0,5	$\pm 6,9$	$\pm 4,3$	$\pm 4,0$	$\pm 4,0$
22 - 25	0,9	$\pm 7,1$	$\pm 5,5$	$\pm 4,8$	$\pm 4,8$
	0,8	$\pm 6,9$	$\pm 4,8$	$\pm 4,4$	$\pm 4,4$
(Сч. 1,0; ТТ 0,5S; ТН -)	0,7	$\pm 6,8$	$\pm 4,5$	$\pm 4,2$	$\pm 4,2$
	0,5	$\pm 6,7$	$\pm 4,2$	$\pm 3,9$	$\pm 3,9$

Ход часов компонентов АИИС КУЭ не превышает ± 5 с/сут.

Примечания:

1. Погрешность измерений $d_{1(2)\%P}$ и $d_{1(2)\%Q}$ для $\cos j = 1,0$ нормируется от $I_1\%$, а погрешность измерений $d_{1(2)\%P}$ и $d_{1(2)\%Q}$ для $\cos j < 1,0$ нормируется от $I_2\%$.

2. Характеристики относительной погрешности ИИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (30 мин.).

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

4. Нормальные условия эксплуатации компонентов АИИС КУЭ:

- напряжение от $0,99 \cdot U_{\text{ном}}$ до $1,01 \cdot U_{\text{ном}}$;
- сила тока от $I_{\text{ном}}$ до $1,2 \cdot I_{\text{ном}}$, $\cos j = 0,9$ инд;
- температура окружающей среды: от плюс 21 до плюс 25 °С.

5. Рабочие условия эксплуатации компонентов АИИС КУЭ:

- напряжение питающей сети $0,9 \cdot U_{\text{ном}}$ до $1,1 \cdot U_{\text{ном}}$;
- сила тока от $0,01 \cdot I_{\text{ном}}$ до $1,2 \cdot I_{\text{ном}}$;

температура окружающей среды:

- для счетчиков электроэнергии от минус 17 до плюс 33 °С;
- для трансформаторов тока по ГОСТ 7746-2001;
- для трансформаторов напряжения по ГОСТ 1983-2001.

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

7. Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков электроэнергии на аналогичные (см. п. 6 Примечания) утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 2. Допускается замена компонентов системы на однотипные утвержденного типа. Замена оформляется актом в установленном на объекте 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.03М (Госреестр № 36697-08), ПСЧ-4ТМ.05М – среднее время наработки на отказ не менее 140000 часов;
- счетчик СЭТ-4ТМ.03М (Госреестр № 36697-12) – среднее время наработки на отказ не менее 165000 часов;
- УСВ-2 – среднее время наработки на отказ не менее 35000 часов;
- ИВК «ИКМ-Пирамида» – среднее время наработки на отказ не менее 100000 ч.

Среднее время восстановления, при выходе из строя оборудования:

- для счетчиков $T_v \leq 2$ часа;
- для сервера $T_v \leq 1$ час;
- для УСВ-2 ≤ 2 часа;
- для компьютера АРМ $T_v \leq 1$ час;
- для модема $T_v \leq 1$ час.

Защита технических и программных средств АИИС КУЭ от несанкционированного доступа:

- клеммники вторичных цепей измерительных трансформаторов имеют устройства для пломбирования;
- панели подключения к электрическим интерфейсам счетчиков защищены механическими пломбами;
- наличие защиты на программном уровне – возможность установки многоуровневых паролей на счетчиках, УСВ, сервере, АРМ;
- организация доступа к информации ИВК посредством паролей обеспечивает идентификацию пользователей и эксплуатационного персонала;
- защита результатов измерений при передаче.

Наличие фиксации в журнале событий счетчика следующих событий:

- фактов параметрирования счетчика;
- фактов пропадания напряжения;
- фактов коррекции времени.

Наличие фиксации в журнале событий сервера следующих событий:

- фактов параметрирования;
- фактов пропадания напряжения;
- фактов коррекции времени;
- фактов пропадание и восстановление связи со счетчиком.

Возможность коррекции времени в:

- счетчиках (функция автоматизирована);
- сервере (функция автоматизирована).

Глубина хранения информации:

- счетчики – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях – не менее 113,7 суток; при отключении питания – не менее 10 лет;
- ИВК – хранение результатов измерений и информации о состоянии средства измерений – не менее 3,5 лет.

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 4

Таблица 4

Наименование	Количество, шт.
Трансформатор тока ТЛО-10 (Госреестр № 25433-11)	6
Трансформатор тока ТВ-ЭК (Госреестр № 39966-10)	8
Трансформатор тока ТОЛ-10-I (Госреестр № 47959-11)	10
Трансформатор тока ТОЛ-10-I (Госреестр № 15128-07)	2
Трансформатор тока ТПЛ-10-М (Госреестр № 47958-11)	14
Трансформатор тока ТОЛ-10-IM (Госреестр № 36307-07)	2
Трансформатор тока Т-0,66 (Госреестр № 36382-07)	11
Трансформатор тока ТТН-III (Госреестр № 41260-09)	1
Трансформатор напряжения ЗНОЛ (Госреестр № 46738-11)	21
Трансформатор напряжения НАМИ-10-95 УХЛ2 (Госреестр № 20186-05)	6
Трансформатор напряжения ЗНОЛ-СЭЩ-10 (Госреестр № 35956-07)	6
Трансформатор напряжения НТМИ-10-66 (Госреестр № 831-69)	1
Счётчик электрической энергии ПСЧ-4ТМ.05М (Госреестр № 36355-07)	7
Счётчик электрической энергии СЭТ-4ТМ.03М (Госреестр № 36697-08)	13
Счётчик электрической энергии СЭТ-4ТМ.03М (Госреестр № 36697-12)	5
ИВК «ИКМ-Пирамида» (Госреестр № 45270-10)	1
Устройство синхронизации времени УСВ-2 (Госреестр № 41681-10)	1
Методика поверки	1
Паспорт – формуляр ВЛСТ 842.00.000 ФО	1

Поверка

осуществляется по документу МП 1904/550-2014 «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Электросервис-Сети». Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФБУ «Ростест-Москва» в сентябре 2014 года.

Основные средства поверки:

- трансформаторов тока – по ГОСТ 8.217-2003;
- трансформаторов напряжения – по ГОСТ 8.216-2011;
- счетчиков СЭТ-4ТМ.03М – по методике поверки ИЛГШ.411152.145 РЭ1 согласованной с ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» в 2007 г.;
- счетчиков СЭТ-4ТМ.03М - по методике поверки ИЛГШ.411152.145 РЭ1, согласованной с ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» в 2012 г.;
- счетчиков ПСЧ-4ТМ.05М – по методике поверки ИЛГШ.411152.146РЭ1 согласованной с ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» в 2007 г.;
- ИВК «ИКМ-Пирамида» - по документу «Комплексы информационно-вычислительные «ИКМ-Пирамида». Методика поверки ВЛСТ 230.00.000 И1», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» в 2010 г.;
- УСВ-2 – по документу «Устройства синхронизации времени УСВ-2. Методика поверки ВЛСТ. 237.00.001И1», утверждённому ФГУП «ВНИИФТРИ» в 2010 г.;
- Радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS) (Госреестр № 27008-04);
- Переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы со счетчиками системы, ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-01;
- Термометр по ГОСТ 28498-90, диапазон измерений от минус 40 до плюс 50°С, цена деления 1°С.

Сведения о методиках (методах) измерений

Методика измерений приведена в документе: ВЛСТ 842.00.000 МИ «Методика измерений количества электрической энергии (мощности) с использованием автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электрической энергии ООО «Электросервис-Сети» для оптового рынка электроэнергии», аттестованной ЗАО ИТФ «СИСТЕМЫ И ТЕХНОЛОГИИ», аттестат об аккредитации № РОСС RU.0001.310043 от 17.07.2012 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ ООО «Электросервис-Сети»

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

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

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

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

- при осуществлении торговли.

Изготовитель

ЗАО ИТФ «СИСТЕМЫ И ТЕХНОЛОГИИ»

600026, РФ, Владимирская область, г. Владимир, ул. Лакина, 8

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

Факс (4922) 33-93-68, 33-67-66, 33-79-60

Испытательный центр

Государственный центр испытаний средств измерений

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в г. Москве» (ГЦИ СИ ФБУ «Ростест-Москва»).

117418 г. Москва, Нахимовский проспект, 31

Тел.(495) 544-00-00, 668-27-40, (499) 129-19-11

Факс (499) 124-99-96

Аттестат аккредитации ГЦИ СИ ФБУ «Ростест-Москва» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30010-10 от 15.03.2010 г.

Заместитель

Руководителя Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии

Ф.В. Булыгин

М.п.

«___» _____ 2014 г.