

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РГМЭК» (МП «Водоканал г. Рязань»)

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РГМЭК» (МП «Водоканал г. Рязань») (далее - АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии и мощности, сбора, обработки, хранения, формирования отчётных 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 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 электрической энергии в режиме измерений активной электрической энергии по ГОСТ 31819.22-2012, и в режиме измерений реактивной электрической энергии по ГОСТ 31819.23-2012, 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 (ИВК) включает в себя ИВК «ИКМ-Пирамида» с программным обеспечением (далее - ПО) «Пирамида 2000», устройство синхронизации времени УСВ-2 (рег. № 41681-10), каналобразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ).

Измерительные каналы (далее - ИК) состоят из двух 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.

Цифровой сигнал с выходов счётчиков по проводным линиям связи интерфейса RS-485 поступает на входы GSM-коммуникаторов, далее информация передаётся по каналу связи стандарта GSM посредством службы передачи данных GPRS (основной канал) на входы ИВК «ИКМ-Пирамида», где осуществляется обработка измерительной информации, в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов. При отказе основного канала связи опрос счётчиков выполняется по резервному каналу связи, организованному по технологии CSD стандарта GSM.

Передача информации в ПАК АО «АТС» за подписью ЭЦП субъекта ОРЭ, в филиал АО «СО ЕЭС» Рязанское РДУ и в другие смежные субъекты ОРЭ осуществляется по каналу связи с протоколом ТСР/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 АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам» к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности.

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.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает уровни ИИК и ИВК. АИИС КУЭ оснащена устройством синхронизации времени УСВ-2, синхронизирующим часы измерительных компонентов системы по сигналам проверки времени, получаемым от ГЛОНАСС/GPS-приемника, входящего в состав УСВ-2. Пределы допустимой абсолютной погрешности синхронизации фронта выходного импульса 1 Гц по сигналам встроенного приемника ГЛОНАСС/GPS к шкале координированного времени UTC составляет не более ± 10 мкс.

Сервер ИВК «ИКМ-Пирамида» периодически сравнивает свое системное время с УСВ-2. Сличение часов сервера осуществляется не реже чем 1 раз в час, коррекция часов осуществляется независимо от наличия расхождений. Абсолютная погрешность текущего времени, измеряемого ИВК «ИКМ-Пирамида» (системное время) не более ± 3 с/сут.

Сравнение показаний часов счетчиков с часами сервера ИВК «ИКМ-Пирамида» производится во время сеанса связи со счётчиками. Корректировка часов счётчиков осуществляется при расхождении показаний часов счётчиков и часов сервера ИВК «ИКМ-Пирамида» на величину более ± 1 с. Передача информации от счётчиков электрической энергии до сервера ИВК «ИКМ-Пирамида» реализована с помощью каналов связи, задержки в каналах связи составляют не более 0,2 с.

Погрешность СОЕВ не превышает ± 5 с.

Журналы событий счетчика электроэнергии и сервера ИВК «ИКМ-Пирамида» отражают: время (дата, часы, минуты, секунды) до и после проведения процедуры коррекции часов указанных устройств.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «Пирамида 2000», в состав которого входят программы, указанные в таблице 1. ПО обеспечивает защиту измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПО «Пирамида 2000».

Таблица 1 - Идентификационные данные ПО «Пирамида 2000»

Идентификационные признаки	Значение									
Идентификационное наименование ПО	CalcClients.dll	CalcLeakage.dll	CalcLosses.dl l	Metrol- ogy.dll	Parse- Bin.dll	Par- seIEC.dll	ParseMod bus.dll	ParsePira mida.dll	Synchro- NSI.dll	VerifyTi- me.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3									
Цифровой идентификатор ПО	e55712d0b 1b219065 d63da9491 14dae4	b1959ff70 be1eb17c8 3f7b0f6d4 a132f	d79874d1 0fc2b156a 0fdc27e1c a480ac	52e28d7b 608799bb 3ccea41b 548d2c83	6f557f885 b7372613 28cd7780 5bd1ba7	48e73a92 83d1e664 94521f63 d00b0d9f	c391d642 71acf405 5bb2a4d3 fe1f8f48	ecf53293 5ca1a3fd 3215049a f1fd979f	530d9b01 26f7cdc2 3ecd814c 4eb7ca09	1ea5429b 261fb0e2 884f5b35 6a1d1e75
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5									

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

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 - Состав 1-го и 2-го уровней ИК АИИС КУЭ и их метрологические характеристики

Номер ИК	Наименование точки измерений	Измерительные компоненты			Сервер	Вид электро-энергии	Метрологические характеристики ИК*	
		ТТ	ТН	Счетчик			Пределы допускаемой основной относительной погрешности, ($\pm\delta$) %	Пределы допускаемой относительной погрешности в рабочих условиях, ($\pm\delta$) %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Борковская ОВС II подъём, РП-6 кВ, яч.5 ввод 1 с.ш. 6кВ	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5 600/5 Зав. № 5938 Зав. № 4753 Рег. № 1261-08	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл.т. 0,5 6000/100 Зав. № 5320 Рег. № 20186-05	ПСЧ-4ТМ.05МК.12 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 1109161660 Рег. № 64450-16	ИВК «ИКМ- Пирамида» Зав. № 395	Актив- ная	1,3	3,3
						Реак- тивная	2,5	5,6
2	Борковская ОВС II подъём, РП-6 кВ, яч.10 ввод 2 с.ш. 6кВ	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5 600/5 Зав. № 14159 Зав. № 14746 Рег. № 1261-08	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл.т. 0,5 6000/100 Зав. № 5319 Рег. № 20186-05	ПСЧ-4ТМ.05МК.12 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 1109161716 Рег. № 64450-16	Рег. № 45270-10	Актив- ная	1,3	3,3
						Реак- тивная	2,5	5,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
3	Павловская ОВС, РП-33 10кВ яч.4 ТМ-1 ввод 10кВ	ТПЛ-10-М Кл.т. 0,5 30/5 Зав. № 56 Зав. № 57 Рег. № 22192-07	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл.т. 0,5 10000/100 Зав. № 9853 Рег. № 20186-05	ПСЧ-4ТМ.05МК.12 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 1109161667 Рег. № 64450-16	ИВК «ИКМ- Пирамида» Зав. № 395 Рег. № 45270-10	Актив- ная	1,3	3,3
						Реак- тивная	2,5	5,6
4	Павловская ОВС, РП-33 10кВ яч.10 ТМ-2 ввод 10кВ	ТПЛ-10-М Кл.т. 0,5 30/5 Зав. № 482 Зав. № 483 Рег. № 22192-07	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл.т. 0,5 10000/100 Зав. № 5236 Рег. № 20186-05	ПСЧ-4ТМ.05МК.12 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 1109161678 Рег. № 64450-16		Актив- ная	1,3	3,3
						Реак- тивная	2,5	5,6
5	КТП-5554 (КТП-2) 10/0,4кВ ТМ ввод 0,4кВ	Т-0,66 Кл.т. 0,5 150/5 Зав. № 016365 Зав. № 016362 Зав. № 016327 Рег. № 22656-07	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.16 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 1108161404 Рег. № 64450-16	Актив- ная	1,0	3,2	
					Реак- тивная	2,1	5,5	
6	КТП-2400 (ТП-1) 10/0,4кВ ТМ ввод 0,4кВ	Т-0,66 Кл.т. 0,5 100/5 Зав. № 015385 Зав. № 015409 Зав. № 015563 Рег. № 22656-07	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.16 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 1108161347 Рег. № 64450-16	Актив- ная	1,0	3,2	
					Реак- тивная	2,1	5,5	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
7	КТП 2398 (ТП-3) 10/0,4кВ ТМ ввод 0,4кВ	Т-0,66 Кл.т. 0,5 100/5 Зав. № 016011 Зав. № 015383 Зав. № 016012 Рег. № 22656-07	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.16 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 1108161432 Рег. № 64450-16		Актив- ная Реак- тивная	1,0 2,1	3,2 5,5
8	КТП 2397 (ТП-4) 10/0,4кВ ТМ ввод 0,4кВ	Т-0,66 Кл.т. 0,5 100/5 Зав. № 016013 Зав. № 015377 Зав. № 015403 Рег. № 22656-07	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.16 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 1108161319 Рег. № 64450-16	ИВК «ИКМ- Пирамида» Зав. № 395 Рег. № 45270-10	Актив- ная Реак- тивная	1,0 2,1	3,2 5,5
9	КТП 2396 (ТП-5) 10/0,4кВ ТМ ввод 0,4кВ	Т-0,66 Кл.т. 0,5 150/5 Зав. № 190029 Зав. № 190030 Зав. № 190032 Рег. № 22656-07	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.16 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 1108161137 Рег. № 64450-16		Актив- ная Реак- тивная	1,0 2,1	3,2 5,5
10	КТП 2395 (ТП-6) 10/0,4кВ ТМ ввод 0,4кВ	Т-0,66 Кл.т. 0,5 100/5 Зав. № 015169 Зав. № 015402 Зав. № 015172 Рег. № 22656-07	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.16 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 1108161283 Рег. № 64450-16	ИВК «ИКМ- Пирамида» Зав. № 395 Рег. № 45270-10	Актив- ная Реак- тивная	1,0 2,1	3,2 5,5

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
11	КТП 2403 (ТП-7) 10/0,4кВ ТМ ввод 0,4кВ	Т-0,66 Кл.т. 0,5 100/5 Зав. № 015572 Зав. № 015567 Зав. № 015389 Рег. № 22656-07	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.16 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 1108161395 Рег. № 64450-16		Актив- ная Реак- тивная	1,0 2,1	3,2 5,5
12	КТП 2402 (ТП-8) 10/0,4кВ ТМ ввод 0,4кВ	Т-0,66 Кл.т. 0,5 100/5 Зав. № 015165 Зав. № 015174 Зав. № 015386 Рег. № 22656-07	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.16 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 1108161204 Рег. № 64450-16		Актив- ная Реак- тивная	1,0 2,1	3,2 5,5
13	КТП 2401 (ТП-9) 10/0,4кВ ТМ ввод 0,4кВ	Т-0,66 Кл.т. 0,5 400/5 Зав. № 017829 Зав. № 017844 Зав. № 016944 Рег. № 22656-07	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.16 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 1108161197 Рег. № 64450-16	ИВК «ИКМ- Пирамида» Зав. № 395 Рег. № 45270-10	Актив- ная Реак- тивная	1,0 2,1	3,2 5,5
14	КТП 2432 (ТП-10) 10/0,4кВ ТМ ввод 0,4кВ	Т-0,66 Кл.т. 0,5 400/5 Зав. № 017851 Зав. № 016806 Зав. № 742866 Рег. № 22656-07	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.16 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 1108161271 Рег. № 64450-16		Актив- ная Реак- тивная	1,0 2,1	3,2 5,5

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
15	ТП-17, 6/0.4кВ, ТМ-1 ввод 0,4кВ (яч.4)	Т-0,66 Кл.т. 0,5 200/5 Зав. № 016048 Зав. № 016045 Зав. № 016207 Рег. № 22656-07	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.16 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 1108161240 Рег. № 64450-16		Актив- ная Реак- тивная	1,0 2,1	3,2 5,5
16	ТП-17, 6/0.4кВ, ТМ-2 ввод 0,4кВ (яч.10)	Т-0,66 Кл.т. 0,5 100/5 Зав. № 015166 Зав. № 112661 Зав. № 015173 Рег. № 22656-07	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.16 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 1108161360 Рег. № 64450-16	ИВК «ИКМ- Пирамида» Зав. № 395 Рег. № 45270-10	Актив- ная Реак- тивная	1,0 2,1	3,2 5,5
17	ТП-18, 6/0,4кВ ТМ ввод 0,4кВ	Т-0,66 Кл.т. 0,5 100/5 Зав. № 015164 Зав. № 015565 Зав. № 016030 Рег. № 22656-07	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.16 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 1108161333 Рег. № 64450-16		Актив- ная Реак- тивная	1,0 2,1	3,2 5,5

*Примечания:

1 В качестве характеристик погрешности ИК установлены пределы допускаемой относительной погрешности ИК при доверительной вероятности, равной 0,95.

2 Характеристики погрешности ИК указаны для измерений активной и реактивной электроэнергии и средней мощности на интервале времени 30 минут.

3 Основная погрешность рассчитана для следующих условий:

- параметры сети: напряжение $(0,95-1,05)U_n$; ток $(1,0-1,2)I_n$; $\cos \varphi = 0,9_{\text{инд.}}$; частота $(50 \pm 0,2)$ Гц;

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

4 Рабочие условия эксплуатации:

для ТТ и ТН:

- параметры сети: диапазон первичного напряжения $(0,9-1,1)U_{n1}$; диапазон силы первичного тока $(0,05-1,2)I_{n1}$; коэффициент мощности $\cos \varphi (\sin \varphi)$ 0,5-1,0 (0,5-0,87); частота $(50 \pm 0,2)$ Гц;

- температура окружающего воздуха от минус 45 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 $(0,9-1,1)U_{n2}$; диапазон силы вторичного тока $(0,01-1,2)I_{n2}$; диапазон коэффициента мощности $\cos \varphi (\sin \varphi)$ 0,5-1,0 (0,5-0,87); частота $(50 \pm 0,2)$ Гц;

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

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

- относительная влажность воздуха не более 80 % при плюс 25 °С;

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

5 Погрешность в рабочих условиях указана для тока $5\% I_{\text{ном}}$ $\cos \varphi = 0,8_{\text{инд}}$ и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от плюс 5 до плюс 40 °С.

6 Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с такими же метрологическими характеристиками, какие приведены в таблице 2. Допускается замена УСВ-2 на однотипное утвержденного типа. Замена оформляется актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

7 Все измерительные компоненты АИИС КУЭ должны быть утверждены и внесены в Государственный реестр средств измерений.

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ измерительных компонентов:

- счётчик ПСЧ-4ТМ.05МК - среднее время наработки на отказ не менее $T=165000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v=2$ ч;

- УСВ-2 - среднее время наработки на отказ не менее $T=35000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v=2$ ч;

- ИВК «ИКМ-Пирамида» - среднее время наработки на отказ не менее $T=100000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v=1$ ч.

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.
- журнал сервера:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике и сервере;
 - пропадание и восстановление связи со счетчиком.

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:

- счетчик электрической энергии - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 90 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 на АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

В комплект поставки входит техническая документация на АИИС КУЭ и на комплектующие средства измерений.

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 3.

Таблица 3 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование компонента	Тип компонента	Количество, шт.
Трансформаторы тока	ТПОЛ-10	4
Трансформаторы тока	ТПЛ-10-М	4
Трансформаторы тока	Т-0,66	39
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10-95 УХЛ2	4
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ПСЧ-4ТМ.05МК	17
Устройства синхронизации времени	УСВ-2	1
Комплексы информационно-вычислительные	ИКМ-Пирамида	1
Методика поверки	-	1
Паспорт-формуляр	66992322.384106.111.ФО	1

Поверка

осуществляется по документу МП 67107-17 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РГМЭК» (МП «Водоканал г. Рязань»). Измерительные каналы. Методика поверки», утвержденному ФБУ «Рязанский ЦСМ» 20 февраля 2017 г.

Документы на поверку измерительных компонентов:

- ТТ по ГОСТ 8.217-2003 «ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки»;
- ТН по ГОСТ 8.216-2011 «ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки»;
- счетчик электрической энергии ПСЧ-4ТМ.05МК - в соответствии с документом ИЛГШ.411152.167РЭ1 «Счетчик электрической энергии многофункциональный ПСЧ-4ТМ.05МК. Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки», утвержденным ФБУ «Нижегородский ЦСМ» 28 апреля 2016 г.;
- устройство синхронизации времени УСВ-2 - в соответствии с документом ВЛСТ 237.00.001И1 «Устройства синхронизации времени УСВ-2. Методика поверки», утвержденным ФГУП «ВНИИФТРИ» 12.05.2010 г.;
- ИВК «ИКМ-Пирамида» - в соответствии с документом ВЛСТ 230.00.000 И1 «Комплексы информационно-вычислительные «ИКМ-Пирамида». Методика поверки», утвержденным ФГУП «ВНИИМС» в 2010 г.

Основные средства поверки:

- 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 со счетчиками системы и 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 %.

Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик поверяемых СИ с требуемой точностью.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке АИИС КУЭ.

Сведения о методиках (методах) измерений

Метод измерений изложен в документе 66992322.384106.111.ИЗ «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «РГМЭК» (МП «Водоканал г. Рязань»). Руководство пользователя».

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РГМЭК» (МП «Водоканал г. Рязань»)

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.

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Энергоинтеграция»

(ООО «Энергоинтеграция»)

ИНН: 7704760530

Адрес: 115114, г. Москва, ул. Дербеневская, д. 1, стр. 6

Телефон: (495) 665-82-06

E-mail: energo-in@inbox.ru

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации метрологии и испытаний в Рязанской области» (ФБУ «Рязанский ЦСМ»)

Адрес: 390011, г. Рязань, Старообрядческий проезд, д. 5

Телефон/факс: (4912)55-00-01/44-55-84

E-mail: asu@rasm-ryazan.ru

Аттестат аккредитации ФБУ «Рязанский ЦСМ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа RA.RU.311204 от 10.08.2015 г.

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п.

« ____ » _____ 2017 г.