

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО «Мосэнергосбыт»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО «Мосэнергосбыт» (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии и мощности, сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, трехуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределенной 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 30206-94, ГОСТ Р 52323-2005, и в режиме измерений реактивной электрической энергии по ГОСТ 26035-83, ГОСТ Р 52425-2005, 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 устройства сбора и передачи данных RTU-325, RTU-325L, контроллер сетевой индустриальный СИКОН С70 (далее – УСПД), устройство синхронизации времени УСВ-1 и каналобразующую аппаратуру.

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК) включает в себя устройства синхронизации времени УСВ-2, УСВ-3, серверы, автоматизированное рабочее место, каналобразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации.

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

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, 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.

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.

Для ИК №№ 1-5, 30-34, цифровой сигнал с выходов счетчиков по проводным линиям связи интерфейса RS-485 поступает на входы соответствующего преобразователя интерфейсов МОХА, а затем по каналу связи Ethernet на входы соответствующего УСПД (RTU-325, RTU-325L), и далее по каналу связи сети Ethernet – на сервер ИВК ПАО «МОЭСК», где происходит дальнейшая обработка измерительной информации, в частности вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, её формирование и хранение.

Для ИК №№ 6-8, цифровой сигнал с выходов счетчиков по проводным линиям связи интерфейса RS-485 поступает на УСПД (СИКОН С70), и далее по каналу связи стандарта GSM с помощью технологии CSD – на сервер ИВК ИКМ «Пирамида» (ИВК ПАО «МРСК Центра» - «Тверьэнерго»), где происходит дальнейшая обработка измерительной информации, в частности вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, её формирование и хранение.

Для ИК № 9, цифровой сигнал с выходов счетчика по проводным линиям связи интерфейса RS-485 поступает на входы соответствующего GSM-модема, и далее по каналу связи стандарта GSM с помощью технологии CSD – на сервер ИВК ИКМ «Пирамида» (ИВК ПАО «МРСК Центра» - «Тверьэнерго»), где происходит дальнейшая обработка измерительной информации, в частности вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, её формирование и хранение.

Для ИК №№ 10, 11, цифровой сигнал с выходов счетчиков по проводным линиям связи интерфейса RS-485 поступает на входы соответствующего GSM-модема, а далее по каналу связи стандарта GSM с помощью технологии CSD – на сервер ИВК ПАО «Мосэнергосбыт», где происходит дальнейшая обработка измерительной информации, в частности вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, её формирование и хранение.

Для ИК №№ 12-29, цифровой сигнал с выходов счетчиков по проводным линиям связи интерфейса RS-485 поступает на входы соответствующего GPRS-модема, затем в преобразователь интерфейсов RS-485/Ethernet, и далее по каналу связи сети Ethernet – на сервер ИВК АО «ПРОТЭП», где происходит дальнейшая обработка измерительной информации, в частности вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, её формирование и хранение.

С серверов ИВК ПАО «МОЭСК», ИВК ИКМ «Пирамида», ИВК АО «ПРОТЭП» по каналам связи сети Ethernet информация в виде xml-файлов форматов 80020, 80030 поступает на сервера ИВК ПАО «Мосэнергосбыт» (HP Proliant DL380 G5, заводской № CZJ804A3XH и заводской № CZJ839A2YR).

На серверах ИВК ПАО «Мосэнергосбыт» – осуществляется дальнейшая обработка измерительной информации, её формирование и хранение в базе данных АИИС КУЭ, оформление отчетных документов. Сервером ИВК ПАО «Мосэнергосбыт» в том числе осуществляется прием xml-файлов формата 80020, 80030, 80040 из ИВК смежных АИИС КУЭ, зарегистрированных в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений.

Передача информации в ПАК ОАО «АТС» за подписью ЭЦП субъекта ОРЭ, в филиал ОАО «СО ЕЭС» Московское РДУ и в другие смежные субъекты ОРЭ осуществляется по каналу связи с протоколом TCP/IP сети Internet в виде xml-файлов форматов 80020, 80030, 80040 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 уровни ИИК, ИВКЭ и ИВК. АИИС КУЭ оснащена устройствами синхронизации времени УСВ-3, УСВ-2, УСВ-1, синхронизирующими часы измерительных компонентов системы по сигналам проверки времени, получаемым от ГЛОНАСС/GPS-приемников. Пределы допускаемой абсолютной погрешности временного положения фронта синхросигнала 1 Гц относительно

шкалы времени UTC и UTC(SU) для УСВ-3 ± 100 мкс. Пределы допускаемой абсолютной погрешности синхронизации фронта выходного импульса 1 Гц к шкале координированного времени UTC для УСВ-2 не более ± 10 мкс. Пределы допускаемой абсолютной погрешности синхронизации фронта выходного импульса 1 Гц к шкале координированного времени UTC для УСВ-1 не более $\pm 0,5$ с.

Сервер ИВК ПАО «Мосэнергосбыт» и сервер ИВК ИКМ «Пирамида» имеют доступ к серверу синхронизации шкалы времени по протоколу NTP – NTP-серверу ФГУП «ВНИИФТРИ», обеспечивающему передачу точного времени через глобальную сеть Интернет. Синхронизация системного времени NTP-серверов первого уровня осуществляется от сигналов шкалы времени Государственного первичного эталона времени и частоты. Погрешность синхронизации системного времени NTP-серверов первого уровня относительно шкалы времени UTC(SU) не превышает 10 мс. Серверы периодически сравнивают свое системное время с часами NTP-сервера. Сравнение часов сервера осуществляется не реже чем 1 раз в час, коррекция часов осуществляется независимо от наличия расхождений.

Сравнение показаний часов сервера ИВК ПАО «МОЭСК» (для ИК №№ 1-5, 30-34), часов контроллера сетевого промышленного СИКОН С70 (для ИК №№ 6-8) и сервера ИВК АО «ПРОТЭП» (для ИК №№ 12-29) со временем соответствующих УСВ-3, УСВ-1 и УСВ-2 производится ежеминутно, корректировка часов серверов и контроллера производится при расхождении с соответствующим УСВ-3, УСВ-1 и УСВ-2 на величину не более $\pm 0,1$ с.

Сравнение показаний часов УСПД RTU-325, RTU-325L с часами сервера ИВК ПАО «МОЭСК» производится ежеминутно, корректировка часов УСПД производится при расхождении с часами сервера на величину не более $\pm 0,1$ с.

Сравнение показаний часов счетчиков с часами УСПД RTU-325, RTU-325L (для ИК №№ 1-5, 30-34), СИКОН С70 (для ИК №№ 6-8) и сервера ИВК АО «ПРОТЭП» (для ИК №№ 12-29), сервера ИВК ИКМ «Пирамида» (для ИК №9), сервера ИВК ПАО «Мосэнергосбыт» (для ИК №№ 10, 11) производится во время сеанса связи со счетчиками (1 раз в 30 минут). Корректировка осуществляется при расхождении показаний часов счетчиков и УСПД RTU-325, RTU-325L, СИКОН С70 и серверов ИВК на величину более ± 2 с, но не чаще 1 раза в сутки. Передача информации от счетчиков электрической энергии до серверов и до УСПД RTU-325, RTU-325L, СИКОН С70 и ИВК ИКМ «Пирамида», а также от УСПД RTU-325, RTU-325L, СИКОН С70 и ИВК ИКМ «Пирамида» до серверов 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, УСПД и серверов отражают: время (дата, часы, минуты, секунды) до и после проведения процедуры коррекции часов устройств.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение (далее – ПО) «АльфаЦЕНТР», программный комплекс (далее – ПК) «Энергосфера» и ПО «Пирамида 2000», в состав которых входят программы, указанные в таблицах 1а, 1б и 1в. ПО обеспечивает защиту измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПО «АльфаЦЕНТР», ПК «Энергосфера» и «Пирамида 2000».

Таблица 1а — Идентификационные данные ПО «АльфаЦЕНТР»

Идентификационные признаки	Значение
Идентификационное наименование ПО	ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	15.07.03
Цифровой идентификатор ПО	3E736B7F380863F44CC8E6F7BD211C54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Таблица 16 — Идентификационные данные ПК «Энергосфера»

Идентификационные признаки	Значение					
Идентификационное наименование ПО	PSO.exe	Adcenter.exe	AdmTool.exe	ControlAgg.exe	AlarmSvc.exe	expimp.exe
Номер версии (идентификационный номер) ПО	7.1					
Цифровой идентификатор ПО	894A49 872515 35BF76 6764E4 3D3945 6B	AAE25EF AD36E3A 14417B25 818B6676 C7	AD4DAF8F 4E4736555 020339551 D6F6D9	6B810E5B9 71BB74DD C72FEC5C 476AA31	9098DA3 082DA1E 52DC09A 7A130D2 3478	F2B01CF BF1DE46 14EF9C5 B36C3AF 3F6A
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5					

Таблица 1в — Идентификационные данные ПО «Пирамида»

Идентификационные признаки	Значение									
Идентификационное наименование ПО	CalcClients.dll	CalcLeakage.dll	CalcLosses.dll	Metrology.dll	ParseBin.dll	ParseIEC.dll	ParseModbus.dll	ParsePyramida.dll	SynchroNSI.dll	VerifyTime.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3.0									
Цифровой идентификатор ПО	e55712d 0b1b219 065d63d a949114 dae4	b1959ff7 0be1eb1 7c83f7b 0f6d4a1 32f	d79874d 10fc2b1 56a0fdc2 7e1ca48 0ac	52e28d7 b608799 bb3ccea 41b548d 2c83	6f557f88 5b73726 1328cd7 7805bd1 ba7	48e73a9 283d1e6 6494521 f63d00b 0d9f	c391d64 271acf40 55bb2a4 d3fe1f8f 48	ecf53293 5ca1a3fd 3215049 af1fd979 f	530d9b0 126f7cdc 23ecd81 4c4eb7c a09	1ea5429 b261fb0 e2884f5 b356a1d 1e75
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, 2-го и 3-го уровней ИК АИИС КУЭ и их метрологические характеристики

Но- мер ИК	Номер на одноли- нейной схеме	Наименование точки изме- рений	Измерительные компоненты				Сервер	Вид элек- тро- энер- гии	Метрологические ха- рактеристики ИК*	
			ТТ	ТН	Счетчик элек- трической энер- гии	УСПД			Пределы допус- каемой основной относи- тельной погреш- ности, (±δ) %	Пределы допускае- мой отно- сительной погрешно- сти в рабо- чих усло- виях, (±δ) %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	1	ПС №129 Талдом-1 110 кВ, яч. ВЛ-110 кВ Борки- Талдом 1 правая Восточ- ная	ТФЗМ-110 Кл.т. 0,5 200/5 Зав. № 33140 Зав. № 33141 Зав. № 33142	НАМИ-110 УХЛ1 Кл.т. 0,2 110000:√3/100:√3 Зав. № 1986 Зав. № 1991 Зав. № 561	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 0108062097	RTU-325 Зав. № 001675	HP Pro- liant DL370 G6 Зав. № CZJ9390 2VS	Ак- тив- ная Реак- тив- ная	1,0 2,0	2,9 4,5
2	2	ПС №367 Талдом-2 110 кВ, яч. ВЛ-110 кВ Борки- Талдом 2 левая Западная	ТФЗМ-110 Кл.т. 0,5 200/5 Зав. № 33130 Зав. № 33121 Зав. № 33120	НАМИ-110 УХЛ1 Кл.т. 0,2 110000:√3/100:√3 Зав. № 1960 Зав. № 1979 Зав. № 1980	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 0112065012	RTU-325 Зав. № 001726	HP Pro- liant DL370 G6 Зав. № CZJ9380 6JT	Ак- тив- ная Реак- тив- ная	1,0 2,0	2,9 4,5

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	
3	3	ПС Решетниково 110 кВ. яч. ВЛ-110 кВ Безбородово-Решетниково 1 цепь	ТФЗМ-110 Кл.т. 0,5 1000/5 Зав. № 284 Зав. № 285 Зав. № 287	НКФ-110 Кл.т. 0,5 110000:√3/100:√3	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 0108072761	RTU-325 Зав. № 002193	HP Pro- liant DL370 G6 Зав. № CZJ9390 2VS HP Pro- liant DL370 G6 Зав. № CZJ9380 6JT	Ак- тив- ная	1,1	3,0	
									Реак- тив- ная	2,3	4,6
4	4	ПС Решетниково 110 кВ, яч. ВЛ-110 кВ Безбородово-Решетниково 2 цепь	ТФЗМ-110 Кл.т. 0,5 1000/5 Зав. № 261 Зав. № 269 Зав. № 273	Зав. № 61268 Зав. № 61302 Зав. № 61333 НКФ-110 Кл.т. 0,5 110000:√3/100:√3	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 0108073474				Ак- тив- ная	1,1	3,0
								Реак- тив- ная	2,3	4,6	
5	5	ПС Решетниково 110 кВ, яч. ОВ-110 кВ	ТФЗМ-110 Кл.т. 0,5 1000/5 Зав. № 11345 Зав. № 11367 Зав. № 79214	Зав. № 61318 Зав. № 61635 Зав. № 70043	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 0112064196			Ак- тив- ная	1,1	3,0	
								Реак- тив- ная	2,3	4,6	
6	6	ПС Радуга 110 кВ, яч. ВЛ- 110 кВ Темпы-Волга Вос- точная с отп.	ТФЗМ-110Б- 1У1 Кл.т. 0,5 300/5 Зав. № 19838 Зав. № 19762 Зав. № 19833	НКФ-110-57 У1 Кл.т. 0,5 110000:√3/100:√3 Зав. № 16430 Зав. № 16286 Зав. № 16339	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 0805122444	СИКОН С70 Зав. № 01469	ИВК «ИКМ- Пира- мида» Зав. № 172	Ак- тив- ная	1,1	3,0	
								Реак- тив- ная	2,3	4,7	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
7	7	ПС Радуга 110 кВ, яч. ВЛ-110 кВ Темпы-Волга Западная с отп.	ТФЗМ-110Б-1У1 Кл.т. 0,5 300/5 Зав. № 19852 Зав. № 19840 Зав. № 19842	НКФ-110-57 У1 Кл.т. 0,5 110000:√3/100:√3 Зав. № 16422 Зав. № 16404 Зав. № 16420	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 0108051120	СИКОН С70 Зав. № 01469		Ак- тив- ная Реак- тив- ная	1,1 2,3	3,0 4,6
8	8	ПС Радуга 110 кВ, яч. ОВ-110 кВ	ТФЗМ-110Б-1У1 Кл.т. 0,5 300/5 Зав. № 19822 Зав. № 19828 Зав. № 19754	НКФ-110-57 У1 Кл.т. 0,5 110000:√3/100:√3 Зав. № 16430 Зав. № 16286 Зав. № 16339 НКФ-110-57 У1 Кл.т. 0,5 110000:√3/100:√3 Зав. № 16422 Зав. № 16404 Зав. № 16420	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 0107050010	СИКОН С70 Зав. № 01469	ИВК «ИКМ- Пира- мида» Зав. № 172	Ак- тив- ная Реак- тив- ная	1,1 2,3	3,0 4,6
9	9	ТП-411 10 кВ, РУ-10 кВ, яч. фид. 4 ПС Ошейкино	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 50/5 Зав. № б/н Зав. № б/н	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл.т. 0,5 10000/100 Зав. № б/н	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 0109052068	—		Ак- тив- ная Реак- тив- ная	1,1 2,3	3,0 4,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
10	10	ПС-110/10/10 кВ «РЦП», ОРУ-110 кВ, ввод Т1	ТВГ-110 Кл.т. 0,2S 600/5 Зав. № 2138-10 Зав. № 2137-10 Зав. № 2136-10	СРВ 123 Кл.т. 0,2 110000:√3/100:√3 Зав. № 8801874 Зав. № 8801875 Зав. № 8801876	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 0810141415	—	HP Pro- liant DL380 G5 Зав. № CZJ804 A3XH	Ак- тив- ная Реак- тив- ная	0,6 1,1	1,5 2,5
11	11	ПС-110/10/10 кВ «РЦП», ОРУ-110 кВ, ввод Т2	ТВГ-110 Кл.т. 0,2S 600/5 Зав. № 2118-10 Зав. № 2119-10 Зав. № 2120-10	СРВ 123 Кл.т. 0,2 110000:√3/100:√3 Зав. № 8801871 Зав. № 8801872 Зав. № 8801873	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 0810141031	—	HP Pro- liant DL380 G5 Зав. № CZJ839 A2YR	Ак- тив- ная Реак- тив- ная	0,6 1,1	1,5 2,5
12	1	ПС 497 «Протвино» 110/10 кВ, КРУ-10 кВ, III СШ, ф. 33	ТВЛМ-10 Кл.т. 0,5 400/5 Зав. № 39514 Зав. № 98567	НТМИ-10-66 Кл.т. 0,5 10000/100 Зав. № 300	Меркурий 230 ART-00 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 00116645	—	Depo Storm 1360v2 Зав. № 381209- 001	Ак- тив- ная Реак- тив- ная	1,3 2,5	3,3 5,3
13	2	ПС 497 «Протвино» 110/10 кВ, КРУ-10 кВ, V СШ, ф. 43	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5 1000/5 Зав. № 4334 Зав. № 12897		Меркурий 230 ART-00 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 00116656	—		Ак- тив- ная Реак- тив- ная	1,3 2,5	3,3 5,3

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
14	3	РП «Западный» 10 кВ, I СШ, ф.2	ТОЛ-10-1М Кл.т. 0,5 400/5 Зав. № 22690 Зав. № 23258	НТМИ-10-66 Кл.т. 0,5 10000/100 Зав. № 4190	Меркурий 230 ART-00 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 13153884	—	Depo Storm 1360v2 Зав. № 381209- 001	Ак- тив- ная	1,3	3,3
								Реак- тив- ная	2,5	5,7
15	4	РП «Западный» 10 кВ, II СШ, ф. 17	ТОЛ-10-1М Кл.т. 0,5 400/5 Зав. № 4157 Зав. № 17934	НТМИ-10-66 Кл.т. 0,5 10000/100 Зав. № 760	Меркурий 230 ART-00 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 00116662	—		Ак- тив- ная	1,3	3,3
								Реак- тив- ная	2,5	5,3
16	5	РП-8 10 кВ, I СШ, ф. 3	ТОЛ-10-1М Кл.т. 0,5 200/5 Зав. № 27413 Зав. № 27414	НТМИ-10-66 Кл.т. 0,5 10000/100 Зав. № 1157	Меркурий 230 ART-00 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 00116602	—	Ак- тив- ная	1,3	3,3	
							Реак- тив- ная	2,5	5,3	
17	6	КТП-«Гараж» 10 кВ, ф. 2	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 200/5 Зав. № 3410 Зав. № 4317	НТМИ-10-66 Кл.т. 0,5 10000/100 Зав. № 4825	Меркурий 230 ART-00 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 18766880	—	Ак- тив- ная	1,3	3,3	
							Реак- тив- ная	2,5	5,7	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	
18	7	РП-8 10 кВ, II СШ, ф. 19	ТОЛ-10-1 Кл.т. 0,5 75/5 Зав. № 6848 Зав. № 7027	НТМИ-10-66 Кл.т. 0,5 10000/100 Зав. № 291	Меркурий 230 ART-00 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 00116650	—	Depo Storm 1360v2 Зав. № 381209- 001	Ак- тив- ная	1,3	3,3	
									Реак- тив- ная	2,5	5,3
19	8	РП-8 10 кВ, II СШ, ф. 25	ТОЛ-10-1М Кл.т. 0,5 200/5 Зав. № 27412 Зав. № 37041		Меркурий 230 ART-00 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 00116603	—			Ак- тив- ная	1,3	3,3
									Реак- тив- ная	2,5	5,3
20	9	ПС 497 «Протвино» 110/10 кВ, КРУ-10 кВ, VI СШ, ф. 76	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5 1000/5 Зав. № 9471 Зав. № 12745	НТМИ-10-66 Кл.т. 0,5 10000/100 Зав. № 1351	Меркурий 230 ART-00 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 00116582	—		Ак- тив- ная	1,3	3,3	
									Реак- тив- ная	2,5	5,3
21	10	ПС 497 «Протвино» 110/10 кВ, КРУ-10 кВ, VI СШ, ф. 80	ТВЛМ-10 Кл.т. 0,5 300/5 Зав. № 99527 Зав. № 41179		Меркурий 230 ART-00 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 00116634	—		Ак- тив- ная	1,3	3,3	
								Реак- тив- ная	2,5	5,3	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
22	11	РП-5/50 10 кВ, III СШ, ф. 6	ТОЛ-10-1М Кл.т. 0,5 150/5 Зав. № 5915 Зав. № 5916	НТМИ-10-66 Кл.т. 0,5 10000/100 Зав. № 218	Меркурий 230 ART-00 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 00116614	—	Деро Storm 1360v2 Зав. № 381209- 001	Ак- тив- ная	1,3	3,3
								Реак- тив- ная	2,5	5,3
23	12	РП-7 10 кВ, II СШ, ф. 23	ТВК-10 Кл.т. 0,5 400/5 Зав. № 40279 Зав. № 40239	НТМИ-10-66 Кл.т. 0,5 10000/100 Зав. № 4100	Меркурий 230 ART-00 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 00116601	—		Ак- тив- ная	1,3	3,3
					Реак- тив- ная	2,5		5,3		
24	13	РП-7 10 кВ, II СШ, ф. 24	ТВЛМ-10 Кл.т. 0,5 400/5 Зав. № 58530 Зав. № 75054		Меркурий 230 ART-00 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 00116663	—		Ак- тив- ная	1,3	3,3
							Реак- тив- ная	2,5	5,3	
25	14	РП-7 10 кВ, I СШ, ф. 1	ТВЛМ-10 Кл.т. 0,5 400/5 Зав. № 6861 Зав. № 7208	НТМИ-10-66 Кл.т. 0,5 10000/100 Зав. № 3522	Меркурий 230 ART-00 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 00116620	—	Ак- тив- ная	1,3	3,3	
							Реак- тив- ная	2,5	5,3	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
26	15	РП-7 10 кВ, I СШ, ф. 2	ТОЛ-10 УТ2 Кл.т. 0,5 100/5 Зав. № 11047 ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 100/5 Зав. № 11363	НТМИ-10-66 Кл.т. 0,5 10000/100 Зав. № 3522	Меркурий 230 ART-00 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 00116664	—	Деро Storm 1360v2 Зав. № 381209- 001	Ак- тив- ная	1,3	3,3
								Реак- тив- ная	2,5	5,3
27	16	РП-7 10 кВ, I СШ, ф. 5	ТВК-10 Кл.т. 0,5 400/5 Зав. № 40247 Зав. № 33142		Меркурий 230 ART-00 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 00116604	—		Ак- тив- ная	1,3	3,3
								Реак- тив- ная	2,5	5,3
28	17	ЦРП-412 10 кВ, II СШ, ф. 22	ТЛМ-10-1 Кл.т. 0,5 400/5 Зав. № 01374 Зав. № 01634	НАМИТ-10-2 УХЛ2 Кл.т. 0,5 10000/100 Зав. № 0092	Меркурий 230 ART-00 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 00599170	—	Ак- тив- ная	1,3	3,3	
							Реак- тив- ная	2,5	5,3	
29	18	ЦРП-412 10 кВ, I СШ, ф. 23	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 400/5 Зав. № 01629 Зав. № 01637	НАМИТ-10-2 УХЛ2 Кл.т. 0,5 10000/100 Зав. № 2312100000001	Меркурий 230 ART-00 Кл.т. 0,5S/1,0 Зав. № 00599168	—	Ак- тив- ная	1,3	3,3	
							Реак- тив- ная	2,5	5,3	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
30	21	ПС № 158 Мишуково 110/35/10 кВ, ОРУ-110 кВ, яч. ВЛ-110 кВ Созвездие- Мишуково	ТФЗМ-110Б Кл.т. 0,5 600/5 Зав. № 24839 Зав. № 24878 Зав. № 25002	EOF 123 Кл.т. 0,2 110000:√3/100:√3 Зав. № 2008.3733.01/8 Зав. № 2008.3733.01/9 Зав. № 2008.3733.01/7	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 0112064180	RTU- 325L, зав. № 002250	HP Pro- liant DL370 G6 Зав. № CZJ9390 2VS	Ак- тив- ная	1,0	2,9
				EOF 123 Кл.т. 0,2 110000:√3/100:√3 Зав. № 2007.3412.01/21 Зав. № 2007.3412.01/20 Зав. № 2007.3412.01/17			HP Pro- liant DL370 G6 Зав. № CZJ9380 6JT	Реак- тив- ная	2,0	4,5

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
31	22	ПС № 158 Мишуково 110/35/10 кВ, ОРУ-110 кВ, яч. ОВ-110 кВ	ТФЗМ-110Б Кл.т. 0,5 600/5 Зав. № 26673 Зав. № 26668 Зав. № 26685	ЕОФ 123 Кл.т. 0,2 110000:√3/100:√3 Зав. № 2008.3733.01/8 Зав. № 2008.3733.01/9 Зав. № 2008.3733.01/7	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 0112065052	RTU- 325L, зав. № 002250	HP Pro- liant DL370 G6 Зав. № CZJ9390 2VS	Ак- тив- ная	1,0	2,9
				ЕОФ 123 Кл.т. 0,2 110000:√3/100:√3 Зав. № 2007.3412.01/21 Зав. № 2007.3412.01/20 Зав. № 2007.3412.01/17			HP Pro- liant DL370 G6 Зав. № CZJ9380 6JT	Реак- тив- ная	2,0	4,5
32	23	ПС № 158 Мишуково 110/35/10 кВ, ОРУ-35 кВ, ввод ВЛ 35 кВ «Мишуково-Егоровка»	ТФЗМ-35 Кл.т. 0,5 300/5 Зав. № 26542 Зав. № 26551	ЗНОМ-35 Кл.т. 0,5 35000:√3/100:√3 Зав. № 1229762 Зав. № 1272890 Зав. № 1212788	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 0108073100	RTU- 325L, зав. № 002250		Ак- тив- ная	1,1	3,0
								Реак- тив- ная	2,3	4,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
33	24	ПС № 272 Егоровка 35 кВ, ОРУ-35 кВ, ввод ВЛ 35 кВ «Мишуково-Егоровка»	JOF 36 Кл.т. 0,2S 150/5 Зав. № 2007.1302.03/15 Зав. № 2007.1302.03/13 Зав. № 2007.1302.03/14	EOF 36 Кл.т. 0,2 35000:√3/100:√3 Зав. № 2007.1302.01/01 Зав. № 2007.1302.01/02 Зав. № 2007.1302.01/03	A1802RALXQ- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 01264372	RTU-325, Зав. № 002227	HP Pro- liant DL370 G6 Зав. № CZJ9390 2VS	Ак- тив- ная Реак- тив- ная	0,6 1,1	1,5 2,5
34	25	ПС № 76 Цезарево 10 кВ, КРУН-10 кВ, СШ-10 кВ, фидер №4 ВЛ 10 кВ «Це- зарев-Передел»	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 100/5 Зав. № 1356 Зав. № 8682	НАМИ-10 Кл.т. 0,2 10000/100 Зав. № 2682	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 0108074367	RTU- 325L, Зав. № 002191	HP Pro- liant DL370 G6 Зав. № CZJ9380 6JT	Ак- тив- ная Реак- тив- ная	1,0 2,0	2,9 4,5

*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 $(1,0-1,2)I_n$; $\cos \varphi = 0,9$ инд.; частота $(50 \pm 0,2)$ Гц;

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

4 Рабочие условия эксплуатации:

Для ТТ и ТН:

- параметры сети: диапазон первичного напряжения $(0,9-1,1)U_{n1}$; диапазон силы первичного тока $(0,01(0,05)-1,2)I_{n1}$; 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 для счетчиков СЭТ-4ТМ.03 и СЭТ-4ТМ.03М от минус 40 до плюс 60 °С; для счетчиков Меркурий 230 от минус 40 до плюс 55 °С; для счетчиков Альфа А1800 от минус 40 до плюс 65 °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 10 до плюс 55 °С;

- относительная влажность воздуха не более 95 % при плюс 30 °С;

- атмосферное давление от 60,0 до 106,7 кПа.

5 Погрешность в рабочих условиях указана для тока $2 (5) \% I_{ном}$ $\cos \varphi = 0,8$ инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии для ИК №№ 6-9 от 0 до плюс 40°С, для остальных ИК 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 УСПД, УСВ-1, УСВ-2, УСВ-3 на однотипные 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 СЭТ-4ТМ.03 – среднее время наработки на отказ не менее $T=90000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_{в}=2$ ч;

- счётчик СЭТ-4ТМ.03М – среднее время наработки на отказ не менее $T=165000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_{в}=2$ ч;

- счётчик Меркурий 230 – среднее время наработки на отказ не менее $T=150000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_{в}=2$ ч;

- счётчик Альфа А1800 – среднее время наработки на отказ не менее $T=120000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_{в}=2$ ч;
- RTU-325, RTU-325L – среднее время наработки на отказ не менее $T=100000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_{в}=24$ ч;
- контроллер сетевой индустриальный СИКОН С70 – среднее время наработки на отказ не менее $T=70000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_{в}=2$ ч;
- УСВ-1 – среднее время наработки на отказ не менее $T=35000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_{в}=2$ ч;
- УСВ-2 – среднее время наработки на отказ не менее $T=35000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_{в}=2$ ч;
- УСВ-3 – среднее время наработки на отказ не менее $T=45000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_{в}=2$ ч;
- ИВК «ИКМ-Пирамида» – среднее время наработки на отказ не менее $T=70000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_{в} = 2$ часа;
- сервер – среднее время наработки на отказ не менее $T=100000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_{в}=1$ 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 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:
 - счетчика электрической энергии;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - УСПД;
 - сервера.
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
 - счетчика электрической энергии;
 - УСПД;
 - сервера.

Возможность коррекции времени в:

- счетчиках электрической энергии (функция автоматизирована);
- УСПД (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:

- для счетчиков электрической энергии СЭТ-4ТМ.03 – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 111 суток; при отключении питания – не менее 5 лет;
- для счетчиков электрической энергии СЭТ-4ТМ.03М – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 114 суток; при отключении питания – не менее 5 лет;
- для счетчиков электрической энергии Меркурий 230 – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 85 суток; при отключении питания – не менее 5 лет;
- для счетчиков электрической энергии Альфа А1800 – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 180 суток; при отключении питания – не менее 5 лет;
- RTU-325, RTU-325L – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 45 суток; при отключении питания – не менее 5 лет;
- контроллер сетевой индустриальный СИКОН С70 – суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, по каждому каналу – 45 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	№ Госреестра	Количество, шт.
1	2	3	4
Трансформаторы тока климатического исполнения VI, ХЛ1	ТФЗМ-110	2793-88	30
Трансформаторы тока проходные с литой изоляцией	ТПЛ-10	1276-59	5
Трансформаторы тока встроенные	ТВГ-110	22440-07	6
Трансформаторы тока измерительные	ТВЛМ-10	1856-63	8
Трансформаторы тока	ТПОЛ-10	1261-59	4
Трансформаторы тока	ТОЛ-10-1М	36307-07	10
Трансформаторы тока	ТОЛ-10-1	15128-96	2
Трансформаторы тока	ТВК-10	8913-82	4
Трансформаторы тока	ТОЛ-10 УТ2	6009-77	1
Трансформаторы тока	ТЛМ-10	2473-05	6
Трансформаторы тока	ТФЗМ 35Б-I У1	26419-04	2

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4
Трансформаторы тока	JOF 36	36509-07	3
Трансформаторы напряжения антирезонансные	НАМИ-110 УХЛ1	24218-08	6
Трансформаторы напряжения	НКФ-110	26452-06	6
Трансформаторы напряжения	НКФ-110-57 У1	14205-94	6
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10-95 УХЛ2	20186-05	1
Трансформаторы напряжения	СРВ 123	15853-06	6
Трансформаторы напряжения	НТМИ-10-66	831-69	10
Трансформаторы напряжения	НАМИТ-10	16687-02	2
Трансформаторы напряжения	ЕОФ 123	29312-05	6
Трансформаторы напряжения	ЕОФ 36	36508-07	3
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10	11094-87	1
Трансформаторы напряжения	ЗНОМ-35	912-54	3
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03	27524-04	12
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	36697-12	3
Счетчики электрической энергии трехфазные статические	Меркурий 230	23345-04	16
Счетчики электрической энергии трехфазные статические	Меркурий 230	23345-07	2
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	Альфа А1800	31857-11	1
Устройство сбора и передачи данных	RTU-325	37288-08	4
Устройство сбора и передачи данных	RTU-325L	37288-08	2
Контроллер сетевой индустриальный	СИКОН С70	28822-05	1
Устройства синхронизации времени	УСВ-1	28716-05	1
Устройство синхронизации времени	УСВ-2	41681-10	1
Устройство синхронизации времени	УСВ-3	51644-12	1
Сервер	HP Proliant DL370 G6	—	2
Сервер	HP Proliant DL380 G5	—	2
Сервер	Depo Storm 1360v2	—	1
Комплексы информационно-вычислительные	ИВК «ИКМ- Пирамида»	45270-10	1
Паспорт-формуляр	7736520080.015.ФО	—	1
Методика поверки	—	—	1

Поверка

осуществляется по документу МП 65288-16 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО «Мосэнергосбыт». Измерительные каналы. Методика поверки», утвержденному ФБУ «Курский ЦСМ» в августе 2016 г. Знак поверки наносится на свидетельство о поверке АИИС КУЭ.

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 СЭТ-4ТМ.03 – в соответствии с методикой поверки ИЛГШ.411152.124 РЭ1 являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.124 РЭ. Методика поверки, согласована с руководителем ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 10 сентября 2004 г.;
 - счетчик СЭТ-4ТМ.03М – в соответствии с документом ИЛГШ.411152.145РЭ1 «Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.02М. Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки», утвержденным руководителем ГЦИ СИ ФБУ «Нижегородский ЦСМ» «04» мая 2012 г.;
 - счетчик Меркурий 230 (госреестр № 23345-04) – в соответствии с документом АВЛГ.411152.021 РЭ1 «Методика поверки», согласованным с руководителем ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 14.11.2005 г.;
 - счетчик Меркурий 230 (госреестр № 23345-07) – в соответствии с документом АВЛГ.411152.021 РЭ1 «Счётчики электрической энергии трехфазные статические «Меркурий 230». Руководство по эксплуатации. Приложение Г. Методика поверки», согласованным с руководителем ГЦИ СИ ФБУ «Нижегородский ЦСМ» 21 мая 2007 г.
 - счетчик Альфа А1800 – в соответствии с документом ДЯИМ.411152.018 МП «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800. Методика поверки», утвержденным ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2012 г.;
 - устройства сбора и передачи данных RTU-325, RTU-325L – в соответствии с документом ДЯИМ.466.453.005МП «Устройства сбора и передачи данных RTU-325 и RTU-325L. Методика поверки», утвержденным ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2008 г.;
 - контроллер сетевой индустриальный СИКОН С70 – в соответствии с документом ВЛСТ 220.00.000 И1 «Контроллеры сетевые индустриальные СИКОН С70. Методика поверки», утвержденным ВНИИМС в 2005 г.;
 - устройство синхронизации времени УСВ-1 – в соответствии с документом ВЛСТ 221.00.000МП «Устройство синхронизации времени УСВ-1. Методика поверки», утвержденным ФГУП «ВНИИФТРИ» 15.12.04 г.;
 - устройство синхронизации времени УСВ-2 – в соответствии с документом ВЛСТ.237.00.001И1 «Устройства синхронизации времени УСВ-2. Методика поверки», утверждённым ФГУП «ВНИИФТРИ» 12.05.2010 г.;
 - устройство синхронизации времени УСВ-3 – в соответствии с документом ВЛСТ.240.00.000МП «Инструкция. Устройства синхронизации времени УСВ-3. Методика поверки», утвержденным руководителем ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИФТРИ» в 2012 г.;
 - комплекс информационно-вычислительный «ИКМ-Пирамида» – по документу ВЛСТ 230.00.000 И1 «Комплексы информационно-вычислительные «ИКМ-Пирамида». Методика поверки», утвержденному ВНИИМС в 2005 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 %.

Сведения о методиках (методах) измерений

Метод измерений изложен в документе 7736520080.015.ИЗ «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ПАО «Мосэнергосбыт». Руководство пользователя».

Нормативные документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ

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

Публичное акционерное общество «Мосэнергосбыт» (ПАО «Мосэнергосбыт»)

Адрес: 117312, г. Москва, ул. Вавилова, д.9

ИНН 7736520080

Тел./факс (495) 981-98-19

Заявитель

Общество с ограниченной ответственностью «Альфа-Энерго» (ООО «Альфа-Энерго»)

Адрес: 119435, г. Москва, Большой Саввинский пер, д. 16, пом. 1

Тел.: (499) 917-03-54

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Курской области» (ФБУ «Курский ЦСМ»)

Адрес: 305029, г. Курск, Южный пер., д. 6а

Тел./факс: (4712) 53-67-74

E-mail: kcsms@sovtest.ru

Аттестат аккредитации ФБУ «Курский ЦСМ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30048-11 от 15.08.2011 г.

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

« ____ » _____ 2016 г.

М.п.