

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОП «ТверьАтомЭнергоСбыт» АО «АтомЭнергоСбыт» по сечению АО «АтомЭнергоСбыт» (ОАО «Тверьэнергосбыт») – ПАО «Мосэнергосбыт» (ПАО «Мосэнергосбыт»)

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОП «ТверьАтомЭнергоСбыт» АО «АтомЭнергоСбыт» по сечению АО «АтомЭнергоСбыт» (ОАО «Тверьэнергосбыт») – ПАО «Мосэнергосбыт» (ПАО «Мосэнергосбыт») (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии и мощности, сбора, обработки, хранения, формирования отчётных документов и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие в себя измерительные трансформаторы тока (далее – ТТ) по ГОСТ 7746-2001, измерительные трансформаторы напряжения (далее – ТН) по ГОСТ 1983-2001 и счетчики активной и реактивной электрической энергии в режиме измерений активной электрической энергии по ГОСТ 30206-94, и в режиме измерений реактивной электрической энергии по ГОСТ 26035-83, 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) состоит из двух серверов - сервера базы данных ПАО «МРСК Центра» - «Тверьэнерго» и сервер АИИС КУЭ ОП «ТверьАтомЭнергоСбыт».

Сервер базы данных ПАО «МРСК Центра» - «Тверьэнерго» включает в себя автоматизированные рабочие места персонала (АРМ), ИВК «ИКМ - Пирамида», программное обеспечение (ПО) «Пирамида-2000», каналообразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации.

Сервер АИИС КУЭ ОП «ТверьАтомЭнергоСбыт» включает в себя автоматизированные рабочие места персонала (АРМ), программный комплекс (ПК) «Энергосфера», устройство синхронизации системного времени типа УСВ-3, каналообразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации.

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 счетчиков по проводным линиям связи интерфейса RS-485 поступает на входы соответствующего GSM-модема, далее по основному каналу связи стандарта GSM с помощью технологии CSD – на сервер базы данных ПАО «МРСК Центра» - «Тверьэнерго», где производится обработка измерительной информации (перевод в именованные величины с учётом постоянной счётчика, умножение на коэффициенты трансформации), сбор, хранение результатов измерений, оформление отчётных документов. Из сервера базы данных ПАО «МРСК Центра» - «Тверьэнерго», информация о результатах измерений активной и реактивной электроэнергии передаются в виде xml-файлов формата 80020 на сервер АИИС КУЭ ОП «ТверьАтомЭнергоСбыт».

Дополнительно на сервер АИИС КУЭ ОП «ТверьАтомЭнергоСбыт» поступает информация об энергопотреблении из АИИС КУЭ ОАО «МРСК Центра» - «Тверьэнерго» (Госреестр № 45348-10) (по измерительным каналам 50, 51, 54 согласно таблице 1), АИИС КУЭ ОАО «МОЭСК» по границам ОРЭ (Госреестр № 58349-14) (по измерительным каналам 1-5 согласно таблице 3). Перечень точек измерений АИИС КУЭ со стороны смежного субъекта ОРЭ, сбор данных с которых производится в виде xml-макета формата 80020, указан в таблице 3.

Передача информации в ПАК ОАО «АТС» осуществляется от сервера АИИС КУЭ ОП «ТверьАтомЭнергоСбыт» за подписью ЭЦП субъекта ОРЭ 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.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает все уровни. Источником сигналов точного времени для сервера базы данных ОП «ТверьАтомЭнергоСбыт» служит УСВ-3, синхронизирующим часы измерительных компонентов системы по сигналам проверки времени, получаемым от ГЛОНАСС/GPS-приемника. Пределы допускаемой абсолютной погрешности временного положения фронта синхросигнала 1 Гц относительно шкалы времени UTC и UTC(SU) для УСВ-3 ± 100 мкс. Сравнение показаний часов сервера базы данных ОП «ТверьАтомЭнергоСбыт» и УСВ-3 происходит с цикличностью один раз в час, независимо от величины расхождения показаний часов сервера базы данных ОП «ТверьАтомЭнергоСбыт» и УСВ-3.

Сервер базы данных ПАО «МРСК Центра» - «Тверьэнерго» имеет 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. Сличение часов NTP-сервера осуществляется с часами сервера базы данных ПАО «МРСК Центра» - «Тверьэнерго» осуществляется по запросу каждые 30 мин, коррекция часов осуществляется независимо от наличия расхождений.

Сравнение показаний часов счетчиков и сервера базы данных ПАО «МРСК Центра» - «Тверьэнерго» происходит один раз в 30 минут. Корректировка осуществляется при расхождении показаний часов счетчиков и сервера ± 2 с, но не чаще 1 раза в сутки.

Источником сигналов точного времени для УСПД СИКОН С 70, входящий в состав АИИС КУЭ ОАО «МРСК Центра» - «Тверьэнерго» служит УСВ-1, синхронизирующие часы измерительных компонентов системы по сигналам проверки времени, получаемым от GPS-приемника. Пределы допускаемой абсолютной погрешности синхронизации фронта выходного импульса 1 Гц к шкале координированного времени UTC для УСВ-1 не более $\pm 0,5$ с. Синхронизация времени УСПД от приемника точного времени происходит ежесекундно.

Сравнение показаний часов УСПД и счетчиков (для ИК № 12, 13, 13А) происходит во время сеанса связи по окончании суток. Синхронизация осуществляется при расхождении показаний часов УСПД и счетчика на величину более чем ± 2 с.

Для обеспечения единого времени в АИИС КУЭ ОАО «МОЭСК» по границам ОРЭ используется устройство синхронизации времени УСВ-1, синхронизирующее часы измерительных компонентов системы по сигналам проверки времени, получаемым от GPS-приемника. Пределы допускаемой абсолютной погрешности синхронизации фронта выходного импульса 1 Гц к шкале координированного времени UTC для УСВ-1 не более $\pm 0,5$ с. Синхронизация часов сервера базы данных от приемника точного времени происходит ежесекундно.

Сравнение показаний часов УСПД и сервера происходит при каждом сеансе связи, но не реже 1 раза в сутки. Синхронизация осуществляется при расхождении показаний часов УСПД и сервера на величину более чем ± 1 с.

Сравнение показаний часов счетчиков (для ИК № 8-11, 9А) и соответствующих УСПД происходит при каждом сеансе связи, но реже одного раза в 30 минут. Синхронизация осуществляется при расхождении показаний часов УСПД и счетчика на величину более чем ± 3 с.

Погрешность СОЕВ не превышает ± 5 с.

Журналы событий счетчиков электроэнергии и сервера БД отражают: время (дата, часы, минуты) коррекции часов указанных устройств и расхождение времени в секундах корректируемого и корректирующего устройств в момент непосредственно предшествующий корректировке.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «Пирамида 2000» и ПК «Энергосфера» версии 7.1, в состав которых входят программы, указанные в таблице 1а и 1б. ПО «Пирамида 2000» и ПК «Энергосфера» обеспечивает защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПО «Пирамида 2000» и ПК «Энергосфера».

Таблица 1а - Метрологические значимые модули ПО «Пирамида 2000»

Идентификационные признаки	Значение									
Идентификационное наименование ПО	CalcClients.dll	CalcLeakage.dll	CalcLosses.dll	Metrology.dll	ParseBin.dll	ParseIEC.dll	ParseModbus.dll	ParsePiramide.dll	SynchroN SI.dll	VerifyTime.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3									
Цифровой идентификатор ПО	e55712d0b1b219065d63da949114dae4	b1959ff70be1eb17c83f7b0f6d4a132f	d79874d10fc2b156a0fdc27e1ca480ac	52e28d7b608799bb3ccea41b548d2c83	6f557f885b737261328cd77805bd1ba7	48e73a9283d1e66494521f63d00b0d9f	c391d64271acf4055bb2a4d3fe1f8f48	ecf532935ca1a3fd3215049af1fd979f	530d9b0126f7cdc23ecd814c4eb7ca09	1ea5429b261fb0e2884f5b356a1d1e75
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5									

Таблица 1б — Идентификационные данные ПК «Энергосфера»

Идентификационные признаки	Значение
Идентификационное наименование ПО	Pso_metr.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.1
Цифровой идентификатор ПО	6c38ccdd09ca8f92d6f96ac33d157a0e
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 ОП «ТверьАтомЭнергоСбыт» АО «АтомЭнергоСбыт» по сечению АО «АтомЭнергоСбыт» (ОАО «Тверьэнергосбыт») – ПАО «Мосэнергосбыт» (ПАО «Мосэнергосбыт») и их метрологические характеристики

Номер точки измерений на однолинейной схеме	Наименование точки измерений	Измерительные компоненты				Вид элект-тро-энергии	Метрологические характеристики ИК*	
		ТТ	ТН	Счетчик электрической энергии	Сервер		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
14	ТП-411, ВЛ-10 кВ фидер №4 ПС Ошейкино	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 50/5 Зав. № б/н Зав. № б/н	НАМИ-10УХЛ2 Кл.т. 0,5 10000/100 Зав. № б/н	СЭТ-4ТМ.03 0,2S/0,5 Зав. № 0109052068	ИВК «ИКМ Пирамида» Зав. №288	активная реактивная	± 1,1 ± 2,3	± 3,0 ± 4,6

Таблица 3 – Перечень точек измерений АИИС КУЭ со стороны смежного субъекта ОРЭ, результаты измерений по которым получают в рамках соглашения об информационном обмене

Номер точки измерений на однолинейной схеме	Наименование точки измерений	Измерительные компоненты				Вид элект-тро-энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик электрической энергии	УСПД		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
8	ПС Решетниково, ВЛ-110 кВ Редкино-Решетниково-1 с отп.	ТФЗМ-110 Кл.т. 0,5 1000/5 Зав. № 284 Зав. № 285 Зав. № 287	НКФ-110 Кл.т. 0,5 110000:√3/ 100:√3 Зав. № 61268 Зав. № 61302 Зав. № 61333	СЭТ-4ТМ.03 0,2S/0,5 Зав. № 0108072761	RTU-325 Зав. №2193	активная реактивная	± 1,1 ± 2,3	± 3,0 ± 4,6
9	ПС Решетниково, ВЛ-110 кВ Редкино-Решетниково-2 с отп.	ТФЗМ-110 Кл.т. 0,5 1000/5 Зав. № 261 Зав. № 269 Зав. № 273	НКФ-110 Кл.т. 0,5 110000:√3/ 100:√3 Зав. № 61318 Зав. № 61635 Зав. № 70043	СЭТ-4ТМ.03 0,2S/0,5 Зав. № 0108073474	RTU-325 Зав. №2193	активная реактивная	± 1,1 ± 2,3	± 3,0 ± 4,6

Продолжение таблицы 3

2	3	4	5	6	7	8	9	10
9А	ПС Решетниково, ОВ-110 кВ	ТФЗМ-110 Кл.т. 0,5 1000/5 Зав. № 11345 Зав. № 11367 Зав. № 79214	НКФ-110 Кл.т. 0,5 110000:√3/ 100:√3 Зав. № 61268 Зав. № 61302 Зав. № 61333 НКФ-110 Кл.т. 0,5 110000:√3/ 100:√3 Зав. № 61318 Зав. № 61635 Зав. № 70043	СЭТ-4ТМ.03 0,2S/0,5 Зав. № 0112064196	RTU-325 Зав. №2193	актив-ная реак-тивная	± 1,1 ± 2,3	± 3,0 ± 4,6
10	ПС 129 Талдом-1, ВЛ-110 кВ Талдом - Борки вос-точная.	ТФЗМ-110 Кл.т. 0,5 200/5 Зав. № 33140 Зав. № 33141 Зав. № 33142	НАМИ-110 Кл.т. 0,2 110000:√3/ 100:√3 Зав. № 1986 Зав. № 1991 Зав. № 561	СЭТ-4ТМ.03 0,2S/0,5 Зав. № 0108062097	RTU-325 Зав. №1702	актив-ная реак-тивная	± 1,0 ± 2,0	± 2,9 ± 4,5
11	ПС 367 Талдом-2, ВЛ-110 кВ Талдом-2 - Борки за-падная	ТФЗМ-110 Кл.т. 0,5 200/5 Зав. № 33130 Зав. № 33121 Зав. № 33120	НАМИ-110 Кл.т. 0,2 110000:√3/ 100:√3 Зав. № 1960 Зав. № 1979 Зав. № 1980	СЭТ-4ТМ.03 0,2S/0,5 Зав. № 0112065012	RTU-325 Зав. №1703	актив-ная реак-тивная	± 1,0 ± 2,0	± 2,9 ± 4,5
12	ПС Радуга, 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 Кл.т. 0,5 110000:√3/ 100:√3 Зав. № 16430 Зав. № 16286 Зав. № 16339	СЭТ-4ТМ.03 0,2S/0,5 Зав. № 0108051120	СИ-КОН С70 Зав. №1142	актив-ная реак-тивная	± 1,1 ± 2,3	± 3,0 ± 4,6

Продолжение таблицы 3

2	3	4	5	6	7	8	9	10
13	ПС Радуга, ВЛ-110 кВ Темпы- Волга За- падная с отп.	ТФЗМ-110Б- 1У1 Кл.т. 0,5 300/5 Зав. № 19852 Зав. № 19840 Зав. № 19842	НКФ-110-57 Кл.т. 0,5 110000:√3/ 100:√3 Зав. № 16422 Зав. № 16404 Зав. № 16420	СЭТ-4ТМ.03 0,2S/0,5 Зав. № 0108055025		актив- ная реак- тивная	± 1,1 ± 2,3	± 3,0 ± 4,6
13А	ПС Радуга, ОВ-110 кВ	ТФЗМ-110Б- 1У1 Кл.т. 0,5 300/5 Зав. № 19822 Зав. № 19828 Зав. № 18754	НКФ-110-57 Кл.т. 0,5 110000:√3/ 100:√3 Зав. № 16430 Зав. № 16286 Зав. № 16339 НКФ-110-57 Кл.т. 0,5 110000:√3/ 100:√3 Зав. № 16422 Зав. № 16404 Зав. № 16420	СЭТ-4ТМ.03 0,2S/0,5 Зав. № 0107050010	СИ- КОН С70 Зав. №1142	актив- ная реак- тивная	± 1,1 ± 2,3	± 3,0 ± 4,6

*Примечания

1 В качестве характеристик погрешности указаны границы интервала (соответствующие вероятности 0,95) относительной погрешности измерения активной и реактивной электроэнергии и средней мощности на интервале усреднения 0,5 ч.

2 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 ± 0,2) Гц;

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

3 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 ± 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 ± 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 50 °С;
- относительная влажность воздуха не более 80 % при плюс 25 °С;
- атмосферное давление от 70,0 до 106,7 кПа.

4 Погрешность в рабочих условиях указана для тока $5 \% I_{ном} \cos \varphi = 0,8$ инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии для ИК 12-14, 13А от 0 до плюс 40 °С; для ИК 8-11, 9А от плюс 5 до плюс 40 °С.

5 Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2. Допускается замена сервера 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.

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

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ измерительных компонентов:

- электросчётчик СЭТ-4ТМ.03 – среднее время наработки на отказ не менее $T = 90\,000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2$ ч;
- УСВ-3 – среднее время наработки на отказ не менее $T = 45\,000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2$ ч;
- УСВ-1 – среднее время наработки на отказ не менее $T = 35\,000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2$ ч;
- УСПД RTU 325 - среднее время наработки на отказ не менее $T = 100\,000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 24$ часа;
- контроллер сетевой индустриальный СИКОН С70 - среднее время наработки на отказ не менее $T = 70\,000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2$ часа;
- ИВК «ИКМ-Пирамида» - среднее время наработки на отказ не менее $T = 70\,000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2$ часа;
- сервер HP Proliant DL320e Gen8 – среднее время наработки на отказ не менее $T = 64\,067$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 0,5$ часа.

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 111 суток; при отключении питания – не менее 5 лет;
- УСПД RTU-325 – 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;
- 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

Знак утверждения типа наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учёта электроэнергии (АИИС КУЭ) ОП «ТверьАтомЭнергоСбыт» АО «АтомЭнергоСбыт» по сечению АО «АтомЭнергоСбыт» (ОАО «Тверьэнергосбыт») – ПАО «Мосэнергосбыт» (ПАО «Мосэнергосбыт») типографским способом.

Комплектность средства измерений

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 компонента	Тип компонента	№ Госреестра	Количество
1	2	3	4
Трансформаторы тока климатического исполнения VI, ХЛ1	ТФЗМ-110Б	2793-88	9
Трансформаторы тока проходные с литой изоляцией	ТПЛ-10	1276-59	2
Трансформаторы напряжения	НКФ-110-57	922-54	6
Трансформаторы напряжения антирезонансные трехфазные	НАМИ-10-95УХЛ2	20186-00	1
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03	27524-04	4
Устройств синхронизации времени	УСВ-3	51644-12	1
Устройств синхронизации времени	УСВ-1	28716-05	2

Наименование компонента	Тип компонента	№ Госреестра	Количество
1	2	3	4
Устройства сбора и передачи данных	RTU-325	37288-08	3
Контроллеры сетевые промышленные	СИКОН С70	28822-05	1
Комплексы информационно-вычислительные	ИКМ-Пирамида	29484-05	1
Сервер АИИС КУЭ	HP Proliant DL320e Gen8v2	—	1
Сервер базы данных ПАО «МОЭСК»	HP Proliant ML350 G4	—	1
Методика поверки	—	—	1
Паспорт-формуляр	—	—	1
Руководство по эксплуатации	—	—	1

Поверка

осуществляется по документу МП 61476-15 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОП «ТверьАтомЭнергоСбыт» АО «АтомЭнергоСбыт» по сечению АО «АтомЭнергоСбыт» (ОАО «Тверьэнергосбыт») – ПАО «Мосэнергосбыт» (ПАО «Мосэнергосбыт»). Измерительные каналы. Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» 24 июня 2015 г.

Средства поверки измерительных компонентов:

- средства поверки ТТ по ГОСТ 8.217-2003 «ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки»;

- средства поверки ТН по ГОСТ 8.216-2011 «ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки»;

- счетчик СЭТ-4ТМ.03 – по документу «Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03. Руководство по эксплуатации. Методика поверки» ИЛГШ.411151.124 РЭ1, согласованному с ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 10 сентября 2004 г.;

- устройство синхронизации времени УСВ-3 – по документу «Устройство синхронизации времени УСВ-3. Методика поверки ВЛСТ 240.00.000 МП», утвержденному ФГУП «ВНИИФТРИ» в 2012 г.;

- устройство синхронизации времени УСВ-1 – по документу «Устройство синхронизации времени УСВ-1. Методика поверки ВЛСТ 221.00.000МП», утвержденному ФГУП «ВНИИФТРИ» 15.12.2004 г.;

- устройства сбора и передачи данных RTU-325 – по документу ДИ-ЯМ.466.453.005МП «Устройства сбора и передачи данных RTU-325 и RTU-325L. Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2008 г.;

- контроллеров сетевых промышленных СИКОН С70 – по документу «Контроллеры сетевые промышленные СИКОН С70. Методика поверки ВЛСТ 220.00.00 И1», утвержденному ВНИИМС в 2005 году;

- комплекса информационно-вычислительного «ИКМ-Пирамида» – по документу «Комплексы информационно-вычислительные «ИКМ-Пирамида». Методика поверки. ВЛСТ 230.00.000 И1», утвержденным ВНИИМС в 2005г.

Перечень основных средств 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 с счетчиками системы и с ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-01;

Сведения о методиках (методах) измерений

Сведения отсутствуют.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОП «ТверьАтомЭнергоСбыт» АО «АтомЭнергоСбыт» по сечению АО «АтомЭнергоСбыт» (ОАО «Тверьэнергосбыт») – ПАО «Мосэнергосбыт» (ПАО «Мосэнергосбыт»)

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 «ЭнергоСнабСтройСервис»
(ООО «ЭнергоСнабСтройСервис»)

Юридический адрес: 121500, г. Москва, Дорога МКАД 60 км, дом 4А, офис 204
ИНН 7706292301

Тел/факс: +7 (4922) 42-46-09/ 42-44-93

Заявитель

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

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

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы»

(ФГУП «ВНИИМС»)

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

Тел/факс: (495)437-55-77 / 437-56-66

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

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

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п. «___» _____ 2015 г.