

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Атомэнергосбыт» (АО «ВПО «Точмаш»)

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Атомэнергосбыт» (АО «ВПО «Точмаш») (далее - АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения 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), которые включают в себя трансформаторы тока (далее – ТТ) по ГОСТ 7746-2001, трансформаторы напряжения (далее – ТН) по ГОСТ 1983-2001 и счетчики активной и реактивной электроэнергии по ГОСТ Р 52323-2005 и ГОСТ 30206-94, в режиме измерений активной электроэнергии и по ГОСТ Р 52425-2005 и ГОСТ 26035-83 в режиме измерений реактивной электроэнергии, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных. Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблице 2.

2-й уровень – измерительно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя устройства сбора и передачи данных ТК16L, СИКОН С70, СИКОН С1 (далее – УСПД), каналообразующую аппаратуру, устройство синхронизации времени (далее – УСВ) РСТВ-01, УСВ-1.

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя каналообразующую аппаратуру, сервер баз данных (БД) АИИС КУЭ, сервер АО «Атомэнергосбыт», автоматизированные рабочие места персонала (АРМ) и программное обеспечение (далее – ПО) «Пирамида 2000», УСВ-1, УСВ-3.

Измерительные каналы (далее – ИК) состоят из трех 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 мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Для ИК № 3-8 цифровой сигнал с выходов счетчиков по проводным линиям связи интерфейса RS-485 поступает на входы соответствующих УСПД, где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных на верхний уровень системы по каналам сотовой связи стандарта GSM, а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам.

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

Для ИК № 10 цифровой сигнал с выхода счетчика по проводным линиям связи интерфейса RS-485 поступает на GSM-модем, далее по сотовым каналам связи стандарта GSM поступает непосредственно на уровень ИВК, где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН.

На верхнем – третьем уровне системы выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности, формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов. Из сервера базы данных информация передается по каналу связи Internet в виде xml-файлов формата 80020 в сервер АО «Атомэнергопромсбыт».

Для остальных ИК информация об энергопотреблении поступает на сервер базы данных из АИИС КУЭ ПС 220/110/6 кВ «Районная» (рег. № 42399-09) (по измерительным каналам 56, 62 согласно таблице 1) и АИИС КУЭ «Расширение Владимирского филиала ОАО «ТГК-6» (рег. № 56151-14) (по измерительному каналу 32 согласно таблице 2) в виде xml-макета формата 80020.

Передача информации от сервера АО «Атомэнергопромсбыт» в ПАК ОАО «АТС» 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 уровень счетчиков, ИВКЭ и ИВК. АИИС КУЭ оснащена радиосервером точного времени РСТВ-01, принимающим эталонные сигналы частоты и времени, передаваемые радиостанцией РБУ, и устройствами синхронизации времени УСВ-1 и УСВ-3, синхронизирующими часы измерительных компонентов системы по сигналам проверки времени, получаемым от GPS-приемника (или ГЛОНАСС/GPS-приемника для УСВ-3). Пределы допускаемой абсолютной погрешности синхронизации фронта сигналов относительно шкалы UTC(SU) для РСТВ-01 не более ± 10 мс. Погрешность синхронизации не более $\pm 0,5$ с. Пределы допускаемой абсолютной погрешности синхронизации фронта выходного импульса 1 Гц к шкале координированного времени UTC для УСВ-1 не более $\pm 0,5$ с. Пределы допускаемой абсолютной погрешности временного положения фронта синхросигнала 1 Гц относительно шкалы времени UTC и UTC(SU) для УСВ-3 ± 100 мкс.

Сервер АО «Атомэнергопромсбыт», периодически сравнивает свое системное время со временем в УСВ-3. Сличение часов сервера осуществляется не реже чем 1 раз в час, коррекция часов осуществляется независимо от наличия расхождений.

Сервер базы данных, установленный в отделе главного энергетика АО «ВПО «Точмаш», периодически сравнивает свое системное время со временем в УСВ-1. Сличение часов сервера осуществляется не реже чем 1 раз в час, коррекция часов осуществляется независимо от наличия расхождений.

УСПД СИКОН С70 (зав. № 02078) синхронизируется с сервером базы данных при каждом сеансе связи, корректировка осуществляется при расхождении на величину ± 2 с. Сличение часов контроллеров СИКОН С70 (зав. № 02081) с часами соответствующих УСВ-1 осуществляется 1 раз в сутки, корректировка осуществляется при расхождении на величину ± 2 с. Абсолютная погрешность текущего времени, измеряемого контроллером СИКОН С70 (системное время) в сутки не более ± 1 с.

Сличение часов контроллера СИКОН С1 с часами УСВ-1 осуществляется 1 раз в сутки, корректировка осуществляется при расхождении на величину ± 2 с. Абсолютная погрешность текущего времени, измеряемого контроллером (системное время) в сутки не более ± 1 с.

Часы УСПД ТК-16L синхронизированы с часами РСТВ-01, сличение ежеминутное, корректировка осуществляется при расхождении на величину ± 2 с.

Сравнение показаний часов счетчиков и УСПД (или сервера базы данных для ИК № 10) производится во время сеанса связи со счетчиками (1 раз в 30 минут). Корректировка осуществляется при расхождении показаний часов счетчиков и УСПД (или сервера базы данных для ИК № 10) ± 2 с, но не чаще 1 раза в сутки.

Журналы событий счетчика электроэнергии, УСПД и сервера 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 АО «Атомэнергопромсбыт» (АО «ВПО «Точмаш») используется ПО «Пирамида 2000» версии не ниже 3.0, в состав которого входят программы, указанные в таблице 1. ПО «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 ПО «Пирамида 2000».

Таблица 1 – Метрологические значимые модули ПО

Наименование ПО	Идентификационное наименование ПО	Номер версии (идентификационный номер) ПО	Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО
Модуль вычисления значений энергии и мощности по группам точек учета	CalcClients.dll	3	e55712d0b1b219065d63da949114dae4	MD5
Модуль расчета небаланса энергии/мощности	CalcLeakage.dll	3	b1959ff70be1eb17c83f7b0f6d4a132f	MD5
Модуль вычисления значений энергии потерь в линиях и трансформаторах	CalcLosses.dll	3	d79874d10fc2b156a0fdc27e1ca480ac	MD5
Общий модуль, содержащий функции, используемые при вычислениях различных значений и проверке точности вычислений	Metrology.dll	3	52e28d7b608799bb3ccea41b548d2c83	MD5
Модуль обработки значений физических величин, передаваемых в бинарном протоколе	ParseBin.dll	3	6f557f885b737261328cd77805bd1ba7	MD5

Продолжение таблицы 1

Наименование ПО	Идентификационное наименование ПО	Номер версии (идентификационный номер) ПО	Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО
Модуль обработки значений физических величин, передаваемых по протоколам семейства МЭК	ParseIEC.dll	3	48e73a9283d1e66494521f63d00b0d9f	MD5
Модуль обработки значений физических величин, передаваемых по протоколу Modbus	ParseModbus.dll	3	c391d64271acf4055bb2a4d3fe1f8f48	MD5
Модуль обработки значений физических величин, передаваемых по протоколу Пирамида	ParsePiramida.dll	3	ecf532935ca1a3fd3215049af1fd979f	MD5
Модуль формирования расчетных схем и контроля целостности данных нормативно-справочной информации	SynchroNSI.dll	3	530d9b0126f7cdc23ecd814c4eb7ca09	MD5
Модуль расчета величины рассинхронизации и значений коррекции времени	VerifyTime.dll	3	1ea5429b261fb0e2884f5b356a1d1e75	MD5

Системы информационно-измерительные контроля и учета энергопотребления «Пирамида», включающее в себя ПО «Пирамида 2000», внесены в Госреестр №21906-11.

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

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

Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 2, нормированы с учетом ПО.

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

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов и их метрологические характеристики приведены в таблице 2

Таблица 2 - Состав измерительных каналов АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики

Номер ИК	Наименование объекта	Измерительные компоненты				Вид электроэнергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счётчик	ИВКЭ (ИВК)		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях
1	2	3	4	5	6	7	8	9
АО «ВПО «Точмаш»								
1	ПС 220/110/6/0,4 кВ Районная, ЗРУ 6 кВ, 2 СШ 6кВ, ф. 663 Точмаш ИК №5.1	ТЛМ-10-1 Кл. т. 0,5 600/5 Зав. № 0519; Зав. № 0665	НАМИ-10 Кл. т. 0,2 6000/100 Зав. № 2819	EPQS Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 461640	TK16L Зав. № 00039-227-234-436	активная реактивная	±0,9 ±2,4	±2,9 ±4,5
2	ПС 220/110/6/0,4 кВ Районная, ЗРУ 6 кВ, 1 СШ 6кВ, ф. 669 Точмаш ИК №5.2	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5 600/5 Зав. № 14133; Зав. № 14130	НАМИ-10 Кл. т. 0,2 6000/100 Зав. № 704	EPQS Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 461626	TK16L Зав. № 00039-227-234-436	активная реактивная	±0,9 ±2,4	±2,9 ±4,5
3	ПС 110/6 кВ "ВЭМЗ", ЗРУ-6 кВ, 1 СШ, ф. 702 ИК №1	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5 600/5 Зав. № 24068; Зав. № 23654	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 6000/100 Зав. № РПДВ	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0108073171	СИКОН С70 Зав. № 02078	активная реактивная	±1,1 ±2,6	±3,0 ±4,5

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
4	ПС 110/6 кВ "ВЭМЗ", ЗРУ-6 кВ, 2 СШ, ф. 703 ИК №2	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5 600/5 Зав. № 3955; Зав. № 3887	НАМИ-10 Кл. т. 0,2 6000/100 Зав. № 68710	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0108073175	СИКОН С70 Зав. № 02078	активная реактивная	±0,9 ±2,3	±2,9 ±4,4
5	ПС 110/6 кВ "ВЭМЗ", ЗРУ-6 кВ, 4 СШ, ф. 731 ИК №3	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5 1000/5 Зав. № 778; Зав. № 305	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 6000/100 Зав. № 1871	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0108073185	СИКОН С70 Зав. № 02078	активная реактивная	±1,1 ±2,6	±3,0 ±4,5
6	ПС 110/6 кВ "ВЭМЗ", ЗРУ-6 кВ, 3 СШ, ф. 742 ИК №4	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5 1000/5 Зав. № 8035; Зав. № 431	НАМИ-10 Кл. т. 0,2 6000/100 Зав. № 68711	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0108073192	СИКОН С70 Зав. № 02078	активная реактивная	±0,9 ±2,3	±2,9 ±4,4
7	ПС "Тепловые сети" (Влади- мирская ТЭЦ-1), ГРУ-6кВ, 1СШ, яч.28 ИК №5	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,2S 1000/5 Зав. № 7734; Зав. № 7835	НОМ-6-77 Кл. т. 0,5 6000/100 Зав. № 68967; Зав. № 68968	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0108073112	СИКОН С70 Зав. № 02081	активная реактивная	±0,8 ±1,7	±1,6 ±2,7
8	ПС "Тепловые сети" (Влади- мирская ТЭЦ-1), ГРУ-6кВ, 2СШ, яч.23 ИК №6	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,2S 600/5 Зав. № 14530; Зав. № 14531	НОМ-6-77 Кл. т. 0,5 6000/100 Зав. № 68970; Зав. № 68969	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0108073099	СИКОН С70 Зав. № 02081	активная реактивная	±0,8 ±1,7	±1,6 ±2,7

Окончание таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
9	Владимирская ТЭЦ-2, ПКРУ- 6кВ, 2 секция яч.26 Точмаш ИК №1	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 400/5 Зав. № 22908; Зав. № 5658	НОМ-6 Кл. т. 0,5 6000/100 Зав. № 8706; Зав. № 9248	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 02050063	СИКОН С1 Зав. № 01509	активная реактивная	±1,1 ±2,6	±3,0 ±4,5
10	РП-3 ввод №1 ф.26 ТЭЦ-2 ИК №1.1	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 400/5 Зав. № 22465; Зав. № 22466	НОМ-6 Кл. т. 0,5 6000/100 Зав. № 8649; Зав. № 9345	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 0802110997	FRONT RACK Зав. № ТС7700526	активная реактивная	±1,3 ±2,5	±3,2 ±5,6

Примечания:

1. Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).

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

3. Нормальные условия эксплуатации:

- параметры сети: напряжение (0,98 – 1,02) $U_{ном}$; ток (1,0 – 1,2) $I_{ном}$, частота - (50 ± 0,15) Гц; $\cos j = 0,9$ инд.;

- температура окружающей среды: ТТ и ТН - от плюс 15 °С до плюс 35 °С; счетчиков - от плюс 21 °С до плюс 25 °С; УСПД - от плюс 10 °С до плюс 30 °С; ИВК - от плюс 10 °С до плюс 30 °С;

- относительная влажность воздуха (70 ± 5) %;

- атмосферное давление (100 ± 4) кПа;

- магнитная индукция внешнего происхождения, не более 0,05 мТл.

4. Рабочие условия эксплуатации:

- для ТТ и ТН:

– параметры сети: диапазон первичного напряжения - (0,9 – 1,1) $U_{Н1}$; диапазон силы первичного тока - (0,02 – 1,2) $I_{Н1}$; коэффициент мощности $\cos j$ ($\sin j$) 0,5 – 1,0 (0,87 – 0,5); частота - (50 ± 0,4) Гц;

– температура окружающего воздуха - от минус 40 °С до плюс 70 °С.

- для счетчиков электроэнергии:

– параметры сети: диапазон вторичного напряжения - (0,9 – 1,1) $U_{Н2}$; диапазон силы вторичного тока - (0,01 – 1,2) $I_{Н2}$; коэффициент мощности $\cos j$ ($\sin j$) - 0,5 – 1,0 (0,87 – 0,5); частота - (50 ± 0,4) Гц;

– относительная влажность воздуха (40 - 60) %;

– атмосферное давление (100 ± 4) кПа;

– температура окружающего воздуха:

– для счётчиков электроэнергии EPQS от минус 40 °С до плюс 60 °С;

– для счётчиков электроэнергии СЭТ-4ТМ.03 от минус 40 °С до плюс 60 °С;

– для счётчиков электроэнергии СЭТ-4ТМ.03М от минус 40 °С до плюс 60 °С;

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

- для аппаратуры передачи и обработки данных:

– параметры питающей сети: напряжение (220 ± 10) В; частота (50 ± 1) Гц;

– температура окружающего воздуха от плюс 10 °С до плюс 30 °С;

– относительная влажность воздуха (70 ± 5) %;

– атмосферное давление (100 ± 4) кПа.

5. Погрешность в рабочих условиях указана для $\cos j = 0,8$ инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии для ИК №1-2 от плюс 15 °С до плюс 30 °С, для ИК 3-10 от плюс 10 °С до плюс 35 °С.

6. Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 2, УСПД на однотипный утвержденного типа. Замена оформляется актом в установленном на АО «ВПО «Точмаш» порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ измерительных компонентов:

– электросчётчик EPQS – среднее время наработки на отказ не менее $T = 70000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2$ ч;

– электросчётчик СЭТ-4ТМ.03 – среднее время наработки на отказ не менее $T = 90000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2$ ч;

- электросчётчик СЭТ-4ТМ.03М – среднее время наработки на отказ не менее $T = 165\,000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2$ ч;
- УСПД ТК16L – среднее время наработки на отказ не менее $T = 55\,000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2$ ч;
- УСПД СИКОН С70 – среднее время наработки на отказ не менее $T = 70\,000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2$ ч;
- УСПД СИКОН С1 – среднее время наработки на отказ не менее $T = 70\,000$ 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;
- УСВ-3 – среднее время наработки на отказ не менее $T = 45\,000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2$ ч;
- РСТВ-01 – среднее время наработки на отказ не менее $T = 55\,000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2$ ч;
- сервер – среднее время наработки на отказ не менее $T = 120\,000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 1$ ч.

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания сервера и УСПД с помощью источника бесперебойного питания;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации–участники оптового рынка электроэнергии с помощью электронной почты и сотовой связи.

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счётчика:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике;
- журнал УСПД:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике и УСПД;
 - пропадание и восстановление связи со счетчиком;

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - электросчётчика;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - УСПД;
 - сервера;
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
 - электросчетчика;
 - УСПД;
 - сервера.

Возможность коррекции времени в:

- электросчетчиках (функция автоматизирована);
- УСПД (функция автоматизирована);
- ИВК (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

- о состоянии средств измерений;
- о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

– измерений 30 мин (функция автоматизирована);

– сбора 30 мин (функция автоматизирована).

Глубина хранения информации:

– электросчетчик - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 113 суток; сохранение информации при отключении питания - не менее 10 лет;

– УСПД - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, по каждому каналу не менее 45 суток; сохранение информации при отключении питания - не менее 10 лет;

– Сервер БД - 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) АО «Атомэнергосбыт» (АО «ВПО «Точмаш») типографским способом.

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 3.

Таблица 3 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Тип	№ Госреестра	Количество, шт.
1	2	3	4
Трансформатор тока	ТЛМ-10-1	2473-00	2
Трансформатор тока	ТПОЛ-10	1261-02	14
Трансформатор тока	ТПЛ-10	1276-59	4
Трансформатор напряжения	НАМИ-10	11094-87	4
Трансформатор напряжения	НТМИ-6-66	2611-70	2
Трансформатор напряжения	НОМ-6-77	17158-98	4
Трансформатор напряжения	НОМ-6	159-49	4
Счётчик электрической энергии многофункциональный	EPQS	25971-03	2
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03	27524-04	7
Счетчик электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	36697-08	1
Устройство сбора и передачи данных	TK16L	36643-07	1
Устройство сбора и передачи данных	СИКОН С70	28822-05	2
Устройство сбора и передачи данных	СИКОН С1	15236-03	1
Устройство синхронизации времени	УСВ-1	28716-05	1
Устройство синхронизации времени	УСВ-3	51644-12	1
Радиосервер точного времени	РСТВ-01	40586-12	1
Программное обеспечение	«Пирамида 2000»	-	1

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4
Методика поверки	-	-	1
Формуляр	-	-	1
Руководство по эксплуатации	-	-	1

Поверка

осуществляется по документу МП 61468-15 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Атомэнергопромсбыт» (АО «ВПО «Точмаш»). Измерительные каналы. Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» в июне 2015 г.

Перечень основных средств поверки:

- трансформаторов тока – в соответствии с ГОСТ 8.217-2003 «ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки»;
- трансформаторов напряжения – в соответствии с ГОСТ 8.216-2011 «ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки»;
- по МИ 3195-2009. «ГСИ. Мощность нагрузки трансформаторов напряжения без отключения цепей. Методика выполнения измерений»;
- по МИ 3196-2009. «ГСИ. Вторичная нагрузка трансформаторов тока без отключения цепей. Методика выполнения измерений»;
- счетчиков EPQS – по документу РМ 1039597-26:2002 «Счетчики электрической энергии многофункциональные EPQS», согласованному с Государственной службой метрологии Литовской Республики в 2002 г.;
- счетчиков 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.;
- счетчиков СЭТ-4ТМ.03М – в соответствии с методикой поверки ИЛГШ.411152.145РЭ1, являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.145РЭ, согласованной с руководителем ГЦИ СИ ФБУ «Нижегородский ЦСМ» 04 декабря 2007 г.;
- УСПД ТК16L – по документу «Устройство сбора и передачи данных ТК16L для автоматизации измерений и учета энергоресурсов. Методика поверки» АВБЛ.468212.041 МП», согласованному с ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в мае 2007 г.;
- УСПД СИКОН С70 – по документу «Контроллеры сетевые индустриальный СИКОН С70. Методика поверки ВЛСТ 220.00.000 И1», согласованному с ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в мае 2005 г.;
- УСПД СИКОН С1 – по документу «Контроллеры сетевые индустриальные СИКОН С1. Методика поверки ВЛСТ 235.00.000 И1», согласованному с ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2008 г.;
- Устройство синхронизации времени УСВ-1 – по документу «Устройство синхронизации времени УСВ-1. Методика поверки ВЛСТ 221.00.000 МП», утвержденному ФГУП «ВНИИФТРИ» 15.12.04 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.;
- Радиосервер точного времени РСТВ-01 – по документу «Радиосерверы точного времени РСТВ-01. Методика поверки ПЮЯИ.468212.039МП», утвержденному ФГУП «ВНИИФТРИ» 30.11.11;

- УСПД СИКОН С1 – по документу «Контроллеры сетевые промышленные СИКОН С1. Методика поверки ВЛСТ 235.00.000 И1», согласованному с ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2008 г.;
- 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;
- 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 «Методика измерений электрической энергии с использованием АИИС КУЭ АО «Атомэнергопромсбыт» (АО «ВПО «Точмаш»), аттестованной ФГУП «ВНИИМС», аттестат об аккредитации № 01.00225-2011 от 29.06.2011 г.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Атомэнергопромсбыт» (АО «ВПО «Точмаш»)

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

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

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

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Техпроминжиниринг»
(ООО «Техпроминжиниринг»)

ИНН 2465209432

Юридический адрес: 660127, г.Красноярск, ул. Мате Залки, 4 «Г»

Почтовый адрес: 660127, г.Красноярск, ул. Мате Залки, 4 «Г»

Тел.: 7 (391) 277-66-55

Факс: 7 (391) 277-66-55

Заявитель

Общество с ограниченной ответственностью «Энергостандарт»
(ООО «Энергостандарт»)

Юридический адрес: 123056 г. Москва, ул. Большая Грузинская, д.42, помещение I, комната 12

Почтовый адрес: 123056 г. Москва, ул. Большая Грузинская, д.42, помещение I, комната 12

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы» (ФГУП «ВНИИМС»)

Адрес: 119361, г. Москва, ул. Озерная, д. 46

Тел./факс: 8 (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.