



ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО
ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

СВИДЕТЕЛЬСТВО

об утверждении типа средств измерений

RU.E.34.118.A № 47673

Срок действия бессрочный

НАИМЕНОВАНИЕ ТИПА СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная
коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Филиала "Ивэнерго"
ОАО "МРСК Центра и Приволжья" по точкам поставки ОАО "Водоканал"

ЗАВОДСКОЙ НОМЕР 01

ИЗГОТОВИТЕЛЬ

ОАО "МРСК Центра и Приволжья" - Филиал "Ивэнерго", г. Иваново

РЕГИСТРАЦИОННЫЙ № 50816-12

ДОКУМЕНТ НА ПОВЕРКУ

МП 50816-12

ИНТЕРВАЛ МЕЖДУ ПОВЕРКАМИ 4 года

Тип средств измерений утвержден приказом Федерального агентства по
техническому регулированию и метрологии от 17 августа 2012 г. № 559

Описание типа средств измерений является обязательным приложением
к настоящему свидетельству.

Заместитель Руководителя
Федерального агентства

Ф.В.Булыгин

"....." 2012 г.

Серия СИ

№ 006070

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Филиала «Ивэнерго» ОАО «МРСК Центра и Приволжья» по точкам поставки ОАО «Водоканал»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Филиала «Ивэнерго» ОАО «МРСК Центра и Приволжья» по точкам поставки ОАО «Водоканал» (далее - АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, выработанной и потребленной (переданной) за установленные интервалы времени отдельными технологическими объектами ОАО «Водоканал», сбора, хранения и обработки полученной информации. Результаты измерений системы могут быть использованы для коммерческих расчетов.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- автоматические измерения 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии и средних на 30-минутных интервалах значений активной и реактивной мощности;
- периодический (1 раз в сутки) и/или по запросу автоматический сбор привязанных к календарному времени измеренных данных о приращениях электроэнергии с дискретностью учета 30 мин и данных о состоянии средств измерений;
- хранение результатов измерений в базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации и от несанкционированного доступа;
- предоставление по запросу результатов измерений энергии конечным пользователям;
- предоставление по запросу данных о состоянии средств измерений;
- формирование и отправка данных в виде макетов (формата xml) электросетевым и энергосбытовым организациям;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка пломб, паролей и т.п.);
- диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
- конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;
- ведение единого времени в АИИС КУЭ (коррекция времени).

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – трансформаторы тока (ТТ) класса точности 0,5 по ГОСТ 7746-2001, трансформаторы напряжения (ТН) класса точности 0,5 по ГОСТ 1983-2001 и счетчики активной и реактивной электроэнергии ПСЧ-4ТМ.05, ПСЧ-4ТМ.05М, СЭТ-4ТМ.02, СЭТ-4ТМ.03, ЦЭ6850 класса точности 0,2S, 0,5S по ГОСТ Р 52323-2005, ГОСТ 30206-94 для активной электроэнергии и класса точности 0,5, 1 по ГОСТ Р 52425-2005, ГОСТ 26035-83 для реактивной электроэнергии, установленные на объектах, указанных в таблице 2 (15 точек измерений);

2-й уровень – устройство сбора и передачи данных (УСПД) на базе ЭКОМ-3000, СИ-КОН С70;

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя каналобразующую аппаратуру, сервер баз данных (БД), устройство синхронизации времени и программное обеспечение (ПО).

Первичные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счетчика электроэнергии. 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, реактивной и полной мощности без учета коэффициентов трансформации. Электрическая энергия, как интеграл по времени от 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 интерфейсу RS485 поступает на входы УСПД, где осуществляется хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных на верхний уровень системы (сервер БД). На верхнем уровне системы выполняется обработка измерительной информации, в частности вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, формирование отчетов. Предоставление информации согласно уровня доступа конечным пользователям и передачу данных в виде макетов в организации-участники оптового рынка электроэнергии через интернет-провайдера.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), включающей в себя приемник сигналов точного времени со спутников GPS и ГЛОНАСС. СОЕВ осуществляет синхронизацию времени сервера баз данных и сервера опроса УСПД. Время УСПД синхронизируется со временем сервера опроса при очередном сеансе связи 1 раз в сутки. УСПД осуществляет коррекцию времени счетчиков. Корректировка показаний часов счетчиков с показаниями часов в УСПД происходит при каждом опросе счетчика и расхождением во времени более 1 с. Суточный ход часов компонентов системы не более ± 5 с.

Журналы событий счетчика электроэнергии и УСПД отражают: время (дата, часы, минуты) коррекции часов указанных устройств и расхождение времени в секундах корректируемого и корректирующего устройств в момент непосредственно предшествующей корректуре.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ Филиала «Ивэнерго» ОАО «МРСК Центра и Приволжья» по точкам поставки ОАО «Водоканал» используется программное обеспечение (ПО) «Пирамида 2000».

ПО «Пирамида 2000» строится на базе центров сбора и обработки данных, которые объединяются в иерархические многоуровневые комплексы и служат для объединения технических и программных средств, позволяющих собирать данные коммерческого учета со счетчиков и УСПД.

Идентификационные данные ПО приведены в таблице 1:

Таблица 1

Наименование программного обеспечения	Наименование программного модуля	Наименование файла	Номер версии программного обеспечения	Цифровой идентификатор программного обеспечения	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения
Пакет программ программного обеспечения «Пирамида 2000»	Метрологический модуль	Metrology.dll	Версия 20	9FA97BA8	CRC32

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений в соответствии МИ 3286-2010 – С.

Предел допускаемой дополнительной абсолютной погрешности по электроэнергии в ПО «Пирамида 2000», получаемой за счет математической обработки измерительной информации, составляет 1 единицу младшего разряда измеренного (учтенного) значения.

ПО «Пирамида 2000» аттестовано в ФГУП «ВНИИМС», свидетельство об аттестации №АПО-209-15 от 26.10.2011 г.

Метрологические и технические характеристики

Состав 1-го и 2-го уровней измерительных каналов (ИК) и их основные метрологические характеристики приведены в таблице 2.

Таблица 2

№ точки измерений	Наименование объекта	Состав измерительных каналов (1 - 2 уровни)				Вид электроэнергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1.	ПС «Водозабор» Ф193	ТЛМ-10, № 4749, № 1306, КТ 0,5, 300/5 Пер.№ 2473-69	НАМИ-10, № 733; КТ 0,5, 10000/100 Пер.№ 11094-87	ПСЧ-4ТМ.05 КТ 0,5S/1 № 0306073041 Пер.№ 27779-04	ЭКОМ- 3000 № 01071572 Пер.№ 17049-04	Активная, реактивная	1,1 2,7	3,4 5,7
2.	ПС «Водозабор» Ф199	ТЛМ-10, № 3840, № 3823, КТ 0,5 100/5 Пер.№ 2473-69		СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 № 03051085 Пер.№ 27524-04			1,0 2,6	3,0 4,7
3.	ПС «Водозабор» Ф190	ТЛМ-10, № 1308, №1403, КТ 0,5, 300/5 Пер.№ 2473-69	НАМИ-10, № 171; КТ 0,5, 10000/100 Пер.№ 11094-87	ПСЧ-4ТМ.05 КТ 0,5S/1 № 0308072356 Пер.№ 27779-04			1,1 2,7	3,4 5,7
4.	ПС «Водозабор» Ф196	ТЛМ-10, № 3825, № 3884, КТ 0,5 100/5 Пер.№ 2473-69		СЭТ-4ТМ.02 КТ 0,5S/1 № 09054892 Пер.№ 20175-01			1,2 2,7	3,5 5,9
5.	ПС «Водозабор» Ф198	ТЛМ-10, № 3834, № 3699, КТ 0,5, 100/5 Пер.№ 2473-69		ПСЧ-4ТМ.05 КТ 0,5S/1 № 0308071918 Пер.№ 27779-04			1,1 2,7	3,4 5,9
6.	ПС «Богданиха» Ф623	ТЛМ-10, № 2000, № 2791, КТ 0,5, 600/5 Пер.№ 2473-69	НАМИ-10, № 4128; КТ 0,5, 6000/100 Пер.№ 11094-87	ПСЧ-4ТМ.05М, КТ 0,5S/1 № 0606100299 Пер.№ 36355-07	СИКОН С70 № 03634 Пер.№ 28822-05		1,2 2,7	2,9 4,4

7.	ПС «Богданиха» Ф627	ТЛМ-10, № 2770, № 2767, КТ 0,5, 600/5 Пер.№ 2473- 69		ПСЧ-4ТМ.05М, КТ 0,5S/1 № 0606100348 Пер.№ 36355-07	СИКОН С70 № 03634 Пер.№ 28822- 05	Активная, реактивная	1,2 2,7	2,9 4,4
8.	ПС «Богданиха» Ф626	ТЛМ-10, № 2025, № 2022, КТ 0,5, 600/5 Пер.№ 2473- 69	НАМИ-10 № 1889; КТ 0,5, 6000/100 Пер.№ 11094-87	ПСЧ-4ТМ.05М, КТ 0,5S/1 № 0606100468 Пер.№ 36355-07			1,2 2,7	2,9 4,4
9.	ПС «Богданиха» Ф624	ТЛМ-10, № 2835, № 4356, КТ 0,5, 600/5 Пер.№ 2473- 69		ПСЧ-4ТМ.05М, КТ 0,5S/1 № 0606100377 Пер.№ 36355-07			1,2 2,7	2,9 4,4
10	ПС «Бройлерная» Ф120	ТЛМ-10, № 8364, № 8383, КТ 0,5, 300/5 Пер.№ 2473- 69	НТМИ-10- 66, № ПТКХ; КТ 0,5, 10000/100, Пер.№ 831- 69	СЭТ-4ТМ.02, КТ 0,2S/0,5 № 0809081345 Пер.№ 20175-01	ЭКОМ- 3000 № 05061277 Пер.№ 17049- 04	Активная, реактивная	1,0 2,0	2,8 4,4
11	ПС «Бройлерная» Ф129	ТЛМ-10, № 4541, № 4447, КТ 0,5, 600/5 Пер.№ 2473- 69	НАМИТ- 10-2, № 1254; КТ 0,5, 10000/100, Пер.№ 18178-99	СЭТ-4ТМ.02, КТ 0,2S/0,5 № 0809080943 Пер.№ 20175-01			1,0 2,0	2,8 4,4
12	ПС «Ивановская4» Ф607	ТПОЛ-10, № 35254, № 24628, КТ 0,5, 600/5 Пер.№ 1261- 02	НАМИ-10, № 131; КТ 0,5, 6000/100 Пер.№ 11094-87	ЦЭ6850, КТ 0,2S/0,5 № 005528040011185 Пер.№ 20176-06	СИКОН С70 № 04204 Пер.№ 28822- 05		1,0 2,6	3,0 4,7
13	ПС «Ивановская4» Ф660	ТВЛМ-6, № 33072, № 33023, КТ 0,5, 600/5 Пер.№ 2472- 69	НАМИ-10, № 7613; КТ 0,5, 6000/100 Пер.№ 11094-87	ЦЭ6850, КТ 0,2S/0,5 № 005528040003046 7 Пер.№ 20176-06			1,0 2,6	3,0 4,7
14	ПС «Ивановская7» Ф605	ТПОЛ-10, № 25228, № 54346, КТ 0,5, 600/5 Пер.№ 1261- 02	НАМИ-10, № 643; КТ 0,5, 6000/100 Пер.№ 11094-87	ЦЭ6850, КТ 0,2S/0,5 № 005528040010254 6 Пер.№ 20176-06	СИКОН С70 № 04201 Пер.№ 28822- 05		1,0 2,6	3,0 4,7
15	ПС «Ивановская14» Ф616	ТПОЛ-10, № 35410 № 35408 КТ 0,5, 300/5 Пер.№ 1261- 02	НАМИТ- 10-2, № 0931; КТ 0,5, 6000/100, Пер.№ 18178-99	ЦЭ6850, КТ 0,2S/0,5 № 005528040011124 7 Пер.№ 20176-06	СИКОН С70 №04202 Пер.№ 28822- 05	1,0 2,6	3,0 4,7	

Примечания

1. Характеристики погрешности ИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (получасовая);

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

3. Нормальные условия:

- параметры сети: напряжение (0,98-1,02) $U_{ном}$; ток (1-1,2) $I_{ном}$; $\cos\varphi=0,9$ инд.;
- температура окружающей среды (20±5) °С;

4. Рабочие условия:

- параметры сети: напряжение (0,9-1,1) $U_{ном}$; ток (0,05-1,2) $I_{ном}$; 0,5 инд. $\leq \cos\varphi \leq 0,8$ емк.;
- допустимая температура окружающего воздуха в местах наружного расположения измерительных компонентов АИИС КУЭ не должна выходить за пределы от минус 15 до 50°С, относительная влажность в местах расположения счетчиков и УСПД не более 98 % при 35°С. Фактическая температура окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии должна находиться в пределах от 0 до 40°С.

5. Погрешность в рабочих условиях указана для $I=0,05 I_{ном}$, $\cos\varphi=0,8$ инд. и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков в точках измерений от +10 до +30 °С;

6. Трансформаторы тока по ГОСТ 7746, трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983, счетчики электроэнергии по ГОСТ Р 52323, ГОСТ 30206 в режиме измерения активной электроэнергии и ГОСТ Р 52425, ГОСТ 26035 в режиме измерения реактивной электроэнергии;

7. Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 1. Допускается замена УСПД на однотипный утвержденного типа. Замена оформляется актом в установленном в Филиале «Ивэнерго» ОАО «МРСК Центра и Приволжья» порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Надежность применяемых в системе компонентов:

- электросчетчик ПСЧ-4ТМ.05 (ПСЧ-4ТМ.05М, СЭТ-4ТМ.02, СЭТ-4ТМ.03, ЦЭ6850) – среднее время наработки на отказ не менее $T=90000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_b=2$ ч;

- УСПД «ЭКОМ-3000»– среднее время наработки на отказ не менее $T=75000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_b=0,5$ ч;

- УСПД «СИКОН С70»– среднее время наработки на отказ не менее $T=75000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_b=0,5$ ч;

- сервер – среднее время наработки на отказ не менее $T=60000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_b=1$ ч.

Надежность системных решений:

- резервирование питания УСПД с помощью источника бесперебойного питания и устройства АВР;

- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации-участники оптового рынка электроэнергии по электронной почте и соевой связи.

Регистрация событий:

- в журнале событий счетчика:

- параметрирования;
- пропадание напряжения;
- коррекция времени в счетчике;

- журнал УСПД:

- параметрирования;
- пропадание напряжения.

Защищенность применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:

- электросчетчика;
- промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
- испытательной коробки;
- УСПД.

- защита информации на программном уровне:

- результатов измерений (при передаче, возможность использования цифровой подписи);
- установка пароля на счетчик;
- установка пароля на УСПД;
- установка пароля на сервер БД.

Глубина хранения информации:

- электросчетчик – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 35 суток; при отключении питания – не менее 10 лет;
- УСПД – суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому ИК не менее 35 суток (функция автоматизирована); сохранение информации при отключении питания – не менее 3 года;
- ИВК – хранение результатов измерений и информации о состоянии средств измерений – не менее 5 лет.

Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Филиала «Ивэнерго» ОАО «МРСК Центра и Приволжья» по точкам поставки ОАО «Водоканал».

Комплектность средства измерений

В комплектность системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Филиала «Ивэнерго» ОАО «МРСК Центра и Приволжья» по точкам поставки ОАО «Водоканал» входит:

- паспорт-формуляр;
- инструкция по эксплуатации;
- методика поверки.

В комплект поставки входит техническая документация на систему и на комплектующие средства измерений, перечень которых представлен в таблице 2.

Поверка

осуществляется по документу МП 50816-12 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Филиала «Ивэнерго» ОАО «МРСК Центра и Приволжья» по точкам поставки ОАО «Водоканал». Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФБУ «Ивановский ЦСМ» в ноябре 2011 г.

Средства поверки – по НД на измерительные компоненты:

- ТТ – по ГОСТ 8.217-2003;
- ТН – по МИ 2845-2003, МИ 2925-2005 и/или ГОСТ 8.216-88;
- Счетчик ПСЧ-4ТМ.05 – по методике поверки «Счетчик электрической энергии многофункциональный ПСЧ-4ТМ.05. Методика поверки» ИЛГШ.411152.126 РЭ;
- Счетчик ПСЧ-4ТМ.05М – по методике поверки «Счетчик электрической энергии многофункциональный ПСЧ-4ТМ.05М. Методика поверки» ИЛГШ.411152.146 РЭ1;
- Счетчик СЭТ-4ТМ.02 – по методике поверки «Счетчик электрической энергии многофункциональный СЭТ-4ТМ.02. Методика поверки» ИЛГШ.411152.087 РЭ1;
- Счетчик СЭТ-4ТМ.03 – по методике поверки «Счетчик электрической энергии многофункциональный СЭТ-4ТМ.03. Методика поверки» ИЛГШ.411152.124 РЭ;
- Счетчик ЦЭ6850 – по методике поверки «Счетчик электрической энергии многофункциональный ЦЭ6850. Методика поверки» ИЛГШ.411152.034 ДЭ1;
- УСПД «ЭКОМ-3000» - по методике поверки МП 26-262-99;
- УСПД «СИКОН С70» - по методике поверки «Сетевой промышленный контроллер «СИКОН С70». Методика поверки».

Приемник сигналов точного времени МИР РЧ-01.

Средства измерений для проверки нагрузки на вторичные цепи ТТ и ТН и падения напряжения в линии связи между вторичной обмоткой ТН и счетчиком – по методике поверки «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Филиала «Ивэнерго» ОАО «МРСК Центра и Приволжья» по точкам поставки ОАО «Водоканал». Методика поверки»

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Филиала «Ивэнерго» ОАО «МРСК Центра и Приволжья» по точкам поставки ОАО «Водоканал»:

ГОСТ 22261-94 «Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия»;

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

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

осуществление торговли и товарообменных операций.

Изготовитель/Заявитель ОАО «МРСК Центра и Приволжья» - Филиал «Ивэнерго»

Тел./факс: (4932) 386371/339917

адрес: 153000, г. Иваново, ул. Крутицкая, д.8/2

Испытательный центр ГЦИ СИ ФБУ «Ивановский ЦСМ»

Аттестат аккредитации – зарегистрирован в Государственном реестре средств измерений № 30072-11 от 15.08.2011 г.

Тел./факс: (4932)328485

адрес: 153000, г. Иваново, ул. Почтовая, д.31/42

Заместитель Руководителя
Федерального агентства по техническому
регулированию и метрологии

Ф.В.Булыгин

«_____» _____ 2012 г.