



ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО
ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

СВИДЕТЕЛЬСТВО

об утверждении типа средств измерений

RU.E.34.004.A № 43833

Срок действия бессрочный

НАИМЕНОВАНИЕ ТИПА СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ

**Система автоматизированная информационно-измерительная
коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО "Уральская фольга"**

ЗАВОДСКОЙ НОМЕР **ЭПК677/11**

ИЗГОТОВИТЕЛЬ

ЗАО "Энергопромышленная компания", г.Екатеринбург

РЕГИСТРАЦИОННЫЙ № **47743-11**

ДОКУМЕНТ НА ПОВЕРКУ

МП 47743-11

ИНТЕРВАЛ МЕЖДУ ПОВЕРКАМИ **4 года**

Тип средств измерений утвержден приказом Федерального агентства по
техническому регулированию и метрологии от **16 сентября 2011 г. № 4992**

Описание типа средств измерений является обязательным приложением
к настоящему свидетельству.

Заместитель Руководителя
Федерального агентства

Е.Р.Петросян

"....." 2011 г.

Серия СИ

№ 001882

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Уральская фольга»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ОАО «Уральская фольга» (далее АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, потребленной за установленные интервалы времени отдельными технологическими объектами ОАО «Уральская фольга»; сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации. Результаты измерений системы могут быть использованы для коммерческих расчетов.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- автоматические измерения 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии, среднеинтервальной мощности;
- периодический (1 раз в полчаса, час, сутки) и/или по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени состояния средств измерений и результатов измерений приращений электроэнергии с заданной дискретностью учета (30 мин);
- автоматическое сохранение результатов измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;
- предоставление по запросу контрольного доступа к результатам измерений, данных о состоянии объектов и средств измерений со стороны сервера организаций-участников оптового рынка электроэнергии;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и хранящихся в АИИС КУЭ 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;
- автоматическое ведение системы единого времени в АИИС КУЭ (коррекция времени).

АИИС КУЭ представляет собой многоуровневую систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительные трансформаторы тока (ТТ) класса точности 0,5 по ГОСТ 7746-2001, измерительные трансформаторы напряжения (ТН) класса точности 0,5 и 1,0 по ГОСТ 1983-2001 и счетчики ЦЭ6850М класса точности 0,5S по ГОСТ Р 52323-2005 для активной электроэнергии и 1,0 по ГОСТ Р 52425-2005 для реактивной электроэнергии, установленные на объектах, указанных в таблице 2 (6 точек измерений).

2-й уровень – устройство сбора и передачи данных (УСПД) на базе «ЭКОМ-3000».

3-й уровень – информационно-измерительный комплекс (ИВК), включающий в себя каналобразующую аппаратуру, сервер баз данных (БД), автоматизированные рабочие места персонала (АРМ) и программное обеспечение (ПО).

Первичные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают в счетчик электрической энергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуют 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.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков по линиям связи поступает на входы УСПД, где осуществляется хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных по линиям связи на третий уровень системы (сервер БД).

На верхнем – третьем уровне системы выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов. Передача информации в организации–участники оптового рынка электроэнергии осуществляется от сервера БД, через основной или резервные каналы связи.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), которая включает в себя GPS-приемник сигналов точного времени, установленный в УСПД, встроенные часы сервера АИИС КУЭ, УСПД и счетчиков. Время УСПД синхронизировано с сигналами точного времени от GPS-приемника. Сравнение времени GPS-приемника со временем УСПД происходит непрерывно. Погрешность синхронизации не более 0,1 с. Сличение времени УСПД с временем сервера осуществляется при каждом сеансе связи. Корректировка времени сервера производится по достижении допустимого расхождения времени сервера и УСПД ± 3 с. Сличение времени УСПД и счетчиков осуществляется при каждом сеансе связи, корректировка времени счетчиков происходит при расхождении со временем УСПД ± 3 с. Погрешность системного времени не превышает ± 5 с/сут.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ ОАО «Уральская фольга» используется комплекс программно-технический измерительный (ПТК) «ЭКОМ», регистрационный № 19542-05, представляющий собой совокупность технических устройств (аппаратной части ПТК) и программного комплекса (ПК) «Энергосфера» в состав которого входит специализированное ПО указанное в таблице 1. ПК «Энергосфера» обеспечивает защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных, передаваемых из УСПД ИВКЭ в ИВК по интерфейсу Ethernet, является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПК «Энергосфера».

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений - С (в соответствии с МИ 3286-2010). Метрологические характеристики (МХ) ПТК «ЭКОМ» учтены в метрологических характеристиках ИК системы, таблица 2.

Таблица 1 - Идентификационные данные программного обеспечения (ПО)

Наименование ПО	Идентификационное наименование ПО	Номер версии ПО	Цифровой идентификатор ПО	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО
ПТК Энергосфера	Консоль администратора AdCenter.exe	6.4.46.866	31bdf00798ade24768df30c2ce635fea	MD5
	Редактор расчетных схем AdmTool.exe	6.4.152.5451	ba2923515a44b43a6669a4321b7c1dcc	
	Конфигуратор УСПД config.exe	6.5.29.1108	796809b97457d762cb35ef34ed538926	
	АРМ Энергосфера ControlAge.exe	6.4.95.1382	837ed132d5c66325acbe57ac27d2e732	
	Центр экспорта/импорта expimp.exe	6.4.82.2262	356a967d9c6023a101f44e0b8afc61d8	
	Сервер опроса PSO.exe	6.4.53.1535	c0b074d1b6f20f028c8816d9748f8211	
	Модуль ручного ввода HandInput.exe	6.4.19.266	8090180c319427ac803715cfe82cf92e	

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2. - Состав измерительных каналов АИИС КУЭ ОАО «Уральская фольга» и их основные метрологические характеристики

Наименование объекта и номер точки измерений	Состав измерительного канала				Вид электроэнергии	Метрологические характеристики ИК	
	ТТ	ТН	Счетчик	УСПД		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	2	3	4	5	6	7	8
1 ПС «Михайловская» 110/6 кВ ввод 110 кВ ТЗ	ТФНД-110 150/5 Кл.т. 0,5	НКФ-110-57 110000/100 Кл.т. 1,0	ЦЭ6850М Кл.т. 0,5S/1,0	ЭКОМ-3000	Активная реактивная	± 1,6 ± 3,7	± 4,0 ± 6,8

Окончание таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	
2	ПС «Михайловская» 110/6 кВ ввод 110 кВ Т4	ТФНД-110 150/5 Кл.т. 0,5	НКФ-110- 57 110000/100 Кл.т. 0,5	ЦЭ6850М Кл.т. 0,5S/1,0	ЭКОМ-3000	Активная реактив- ная	± 1,1 ± 2,7	± 3,8 ± 6,6
3	ПС Михайловская 110/6 кВ ЗРУ-6 кВ ф.Компрессорная-1 яч.9	ТПЛ-10 150/5 Кл.т. 0,5	НОМ-6-77 6000/100 Кл.т. 0,5	ЦЭ6850М Кл.т. 0,5S/1,0				
4	ПС Михайловская 110/6 кВ ЗРУ-6 кВ ф.Резерв яч.27	ТПОЛ-10 600/5 Кл.т. 0,5	НОМ-6-77 6000/100 Кл.т. 0,5	ЦЭ6850М Кл.т. 0,5S/1,0				
5	ПС Михайловская 110/6 кВ ЗРУ-6 кВ ф.Водооборотка яч.16	ТПЛ-10 150/5 Кл.т. 0,5	НОМ-6-77 6000/100 Кл.т. 0,5	ЦЭ6850М Кл.т. 0,5S/1,0				
6	ПС Михайловская 110/6 кВ ЗРУ-6 кВ ф.Компрессорная-2 яч.35	ТПЛ-10 150/5 Кл.т. 0,5	НОМ-6-77 6000/100 Кл.т. 0,5	ЦЭ6850М Кл.т. 0,5S/1,0				

Примечания:

1. Характеристики погрешности ИК даны для измерений 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) Уном; ток (1 ÷ 1,2) Ином, cosφ = 0,9 инд.;

– температура окружающей среды (20 ± 5) °С.

4. Рабочие условия:

• параметры сети: напряжение (0,9 ÷ 1,1) Уном; ток (0,05 ÷ 1,2) Ином;

• допускаемая температура окружающей среды для измерительных трансформаторов от минус 40 до + 70 °С, для счетчиков от минус 20 до + 55 °С; для УСПД от минус 10 до + 50 °С; и сервера от + 15 до + 35 °С;

5. Погрешность в рабочих условиях указана для I=0,05 Ином cosφ = 0,8 инд. и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от минус 30 до + 30 °С;

6. Трансформаторы тока по ГОСТ 7746-2001, трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983-2001, счетчики электроэнергии ЦЭ6850М по ГОСТ Р 52323-2005 в режиме измерения активной электроэнергии и ГОСТ Р 52425-2005 в режиме измерения реактивной электроэнергии;

7. Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные (см. п. 6 Примечаний) утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2. Допускается замена УСПД на однотипный утвержденного типа. Замена оформляется актом в установленном на объекте порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Надежность применяемых в системе компонентов:

– электросчетчик ЦЭ6850М – среднее время наработки на отказ не менее T = 160000 ч, среднее время восстановления работоспособности tв = 2 ч;

– УСПД - среднее время наработки на отказ не менее T = 75000 ч, среднее время восстановления работоспособности tв = 0,5 ч;

- сервер - среднее время наработки на отказ не менее $T = 50000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 1$ 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 организацию 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;
 - выключение и включение УСПД.

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:

- электросчётчика;
- испытательной коробки;
- УСПД;
- сервера;

- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:

- электросчетчика;
- УСПД;
- сервера.

Защита программного обеспечения обеспечивается применением электронной цифровой подписи, разграничением прав доступа, использованием ключевого носителя, класс защиты С.

Возможность коррекции времени в:

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

Возможность сбора информации:

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

Цикличность:

- измерений 30 мин (функция автоматизирована);
- один раз в сутки (функция автоматизирована).

Глубина хранения информации:

- электросчетчики ЦЭ6850М - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 128 суток; при отключении питания - не менее 10 лет;
- УСПД - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу - 100 сут; сохранение информации при отключении питания – 10 лет;

– Сервер БД - хранение результатов измерений, состояний средств измерений – не менее 3,5 лет (функция автоматизирована).

–

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Уральская фольга».

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ ОАО «Уральская фольга» приведена в таблице 3.

Таблица 3

Наименование	Количество
Измерительный трансформатор тока типа ТФНД-110	6 шт.
Измерительный трансформатор тока типа ТПЛ-10	8 шт.
Измерительный трансформатор напряжения типа НКФ-110-57	6 шт.
Измерительный трансформатор напряжения типа НОМ-6-77	8 шт.
Счетчики электрической энергии ЦЭ6850М	6 шт.
УСПД «ЭКОМ-3000»	1 шт.
Основной сервер опроса и баз данных АИИС КУЭ	1 шт.
ПК «Энергосфера»	1 шт.
Методика поверки	1 шт.
Паспорт-формуляр	1 шт.

Поверка

осуществляется по методике поверки МП 47743-11 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ОАО «Уральская фольга». Методика поверки», утвержденной ФГУП «ВНИИМС» 29 августа 2011г.

Средства поверки - по НД на измерительные компоненты:

- ТТ – по ГОСТ 8.217-2003;
- ТН – по МИ 2845-2003, МИ 2925-2005 и/или по ГОСТ 8.216-88;
- Счетчики ЦЭ6850М – по методике поверки «Счетчики электрической энергии ЦЭ6850. Методика поверки ИНЕС.411152.034 Д1»;
- УСПД «ЭКОМ-3000» – по методике поверки «ГСИ. Программно-технический измерительный комплекс ЭКОМ. Методика поверки. МП 26-26-99».

Сведения о методиках (методах) измерений

Метод измерений приведен в Паспорте-формуляре на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Уральская фольга» № ЭПК 677/11-1.ФО.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Уральская фольга»

- ГОСТ 1983-2001 «Трансформаторы напряжения. Общие технические условия».
- ГОСТ 7746-2001 «Трансформаторы тока. Общие технические условия».
- ГОСТ Р 52425-2005 «Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Статические счетчики реактивной энергии».

ГОСТ Р 52323-2005	«Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 22. Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S».
ГОСТ 34.601-90	«Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания».
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

ЗАО «Энергопромышленная компания»
тел./факс (343) 251-19-96,
адрес: 620144, г. Екатеринбург, ул. Фрунзе, 96-В,

Испытательный центр

ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС»
Адрес: 119361, Москва, ул. Озерная, 46
Тел.: 8 (495) 437 55 77
Факс: 8 (495) 437 56 66
Электронная почта: office@vniims.ru
Аттестат аккредитации – зарегистрированный в Государственном реестре средств измерений № 30004-08 от 27.06.2008 года.

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

Е.Р.Петросян

М.п. «_____» _____ 2011 г.