



ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО
ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

СВИДЕТЕЛЬСТВО

об утверждении типа средств измерений

RU.E.34.007.A № 48865

Срок действия бессрочный

НАИМЕНОВАНИЕ ТИПА СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ

**Система автоматизированная информационно-измерительная
коммерческого учета электроэнергии ООО "Кузбасская энергосетевая
компания" (ООО "КЭНК"), г.Юрга**

ЗАВОДСКОЙ НОМЕР 1

ИЗГОТОВИТЕЛЬ

**Закрытое акционерное общество "Сервисный центр Энергия",
г.Новосибирск**

РЕГИСТРАЦИОННЫЙ № 51885-12

ДОКУМЕНТ НА ПОВЕРКУ

НЭ.425210.043 Д1

ИНТЕРВАЛ МЕЖДУ ПОВЕРКАМИ 4 года

Тип средств измерений утвержден приказом Федерального агентства по
техническому регулированию и метрологии от **30 ноября 2012 г. № 1073**

Описание типа средств измерений является обязательным приложением
к настоящему свидетельству.

Заместитель Руководителя
Федерального агентства

Ф.В.Булыгин

"....." 2012 г.

Серия СИ

№ 007606

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «Кузбасская энергосетевая компания» (ООО «КЭНК»), г. Юрга

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «Кузбасская энергосетевая компания» (ООО «КЭНК»), г. Юрга (далее АИИС) предназначена для измерения активной и реактивной электрической энергии, средней активной и реактивной электрической мощности, измерения времени в координированной шкале времени UTC.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ выполняет следующие функции:

- измерение 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии;
- периодический и по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени результатов измерений приращений электроэнергии с заданной дискретностью учета (30 мин);
- хранение результатов измерений в специализированной базе данных;
- передача в организации–участники оптового рынка электроэнергии результатов измерений;
- предоставление по запросу контрольного доступа к результатам измерений, данных о состоянии средств измерений со стороны серверов организаций–участников оптового рынка электроэнергии;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка паролей и т.п.);
- диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС;
- конфигурирование и настройка параметров АИИС;
- измерение времени.

АИИС имеет двухуровневую структуру:

- 1-й уровень - информационно-измерительные комплексы точек измерений (ИИК ТИ);
- 2-й уровень - измерительно-вычислительный комплекс (ИВК) с функцией сбора информации от ИИК ТИ.

ИИК ТИ включают в себя:

- трансформаторы тока (ТТ);
- трансформаторами напряжения (ТН);
- счётчики электроэнергии.

В качестве ИВК используется программно-технический комплекс (ПТК) «ЭКОМ» (Г.р. № 19542-05). Аппаратная часть ИВК включает в себя устройство сбора и передачи данных (УСПД) «ЭКОМ-3000» (Г.р. № 17049-09) с функцией измерения времени в шкале UTC и промышленный компьютер CLR Server N1450.

Принцип действия АИИС основан на масштабном преобразовании параметров контролируемого присоединения (ток и напряжение) с использованием электромагнитных трансформаторов тока (ТТ) и напряжения (ТН), измерения и интегрировании мгновенной

мощности с использованием счетчиков электрической энергии типа МТ85, автоматическом сборе, хранении и передаче по каналам связи результатов измерений.

Первичные фазные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счетчика электрической энергии. Мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой код. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются мгновенные значения мощности. За период сети из мгновенных значений мощности вычисляется активная мощность, из мгновенных значений тока и напряжения их среднеквадратические значения и, затем, полная мощность. Реактивная мощность вычисляется из значений активной и полной мощности.

Приращения активной (реактивной) электрической энергии вычисляются как интеграл по времени от значений активной (реактивной) мощности и далее сохраняются в регистрах долговременной памяти.

ИВК осуществляет:

- опрос один раз в 30 минут счетчиков электрической энергии;
- сбор результатов измерений;
- обработку результатов измерений, заключающуюся в умножении полученных результатов на коэффициенты трансформации ТТ и ТН;
- хранение результатов измерений в базе данных.

На уровне ИВК обеспечивается визуальный просмотр результатов измерений из базы данных, формирование отчетов и передача результатов измерений во внешние системы по протоколу SMTP (спецификация RFC 821) в формате XML 1.0, в том числе в:

- ПАК ОАО «АТС»;
- филиал ОАО «МРСК Сибири» - «Кузбассэнерго-РЭС»;
- филиал ОАО «СО ЕЭС» Кузбасское РДУ.

На подстанциях счетчики объединяются в группы по интерфейсу RS-485. Группа счетчиков подключается к каналообразующему оборудованию (преобразователи интерфейсов MOXA и CON1, GSM-модем Siemens TC-35i и радиомодем Motorola) для дальнейшей передачи данных в УСПД «ЭКОН-3000М», расположенный в серверной ОГЭ г.Юрга ООО «КЭНК». В качестве основного канала связи между ИИК и ИВК используется канал связи с использованием GSM-модема, в качестве резервного – радиоканал посредством радиомодема Motorola.

Связь между ИВК и внешними по отношению к АИИС системами обеспечивается по основному и резервному каналам связи. В качестве основного канала связи используется глобальная сеть передачи данных Интернет, в качестве резервного канала связи используется служба GPRS сети мобильной радиосвязи посредством GSM-терминала Siemens TC65 Terminal.

ИИК ТИ, ИВК и каналы связи между ними образуют измерительные каналы (ИК).

АИИС выполняет измерение времени в шкале UTC. Синхронизация часов УСПД со шкалой UTC производится от встроенного в УСПД GPS-приемника в постоянном режиме. Передача шкалы времени от УСПД часам счетчиков электрической энергии осуществляется следующим образом: при опросе счетчика по окончании каждого 30-минутного интервала производится проверка поправки счетчиков относительно шкалы времени УСПД. УСПД вычисляет разницу между показаниями своих часов и часов счетчика, и, если поправка часов счетчика превышает ± 2 с, производит коррекцию часов счетчика.

Таблица 1 – Перечень и состав ИК АИИС

№ ИК	Диспетчерское наименование присоединения	Трансформаторы тока			Трансформаторы напряжения			счетчики электроэнергии			Тип, № Г. р. УСПД
		Тип, № Госреестра	К-г тр-и	Кл. т.	Тип, № Госреестра	Коэф-т трансформации	Кл. т.	Тип, № Госреестра	Класс точн. при измерении электроэнергии		
									акт.	реакт.	
1	ПС «Юргинская», ф.6-5-2	ТПОЛ-10 Г. р. № 1261-59	600/5	0,5	НТМИ-6 Г. р. № 831-53	6000/100	0,5	МТ85 Г. р. № 27724-04	0,5S	1	ЭКОМ-3000, Г. р. № 17049-09
2	ПС «Юргинская», ф.6-9-У	ТПЛ-10У3 Г. р. № 1276-59	400/5	0,5	НТМИ-6 Г. р. № 831-53	6000/100	0,5	МТ85 Г. р. № 27724-04	0,5S	1	
3	ПС «Юргинская», ф.6-10-У	ТПЛ-10У3 Г. р. № 1276-59	300/5	0,5	НТМИ-6 Г. р. № 831-53	6000/100	0,5	МТ85 Г. р. № 27724-04	0,5S	1	
4	ПС «Юргинская», ф.6-12-5	ТПЛ-10У3 Г. р. № 1276-59	600/5	0,5	НТМИ-6 Г. р. № 831-53	6000/100	0,5	МТ85 Г. р. № 27724-04	0,5S	1	
5	ПС «Юргинская», ф.6-15-4	ТПОЛ-10 Г. р. № 1261-59	600/5	0,5	НТМИ-6 Г. р. № 831-53	6000/100	0,5	МТ85 Г. р. № 27724-04	0,5S	1	
6	ПС «Юргинская», ф.6-22-7	ТПФМ-10 Г. р. № 814-53	400/5	0,5	НТМИ-6 Г. р. № 831-53	6000/100	0,5	МТ85 Г. р. № 27724-04	0,5S	1	
7	ПС «Юргинская», ф.6-23-С	ТПЛМ-10 Г. р. № 2363-68	400/5	0,5	НТМИ-6 Г. р. № 831-53	6000/100	0,5	МТ85 Г. р. № 27724-04	0,5S	1	
8	ПС «Юргинская», ф.6-25-6	ТПОЛ-10 Г. р. № 1261-59	600/5	0,5	НТМИ-6 Г. р. № 831-53	6000/100	0,5	МТ85 Г. р. № 27724-04	0,5S	1	
9	ПС «Юргинская», ф.6-27-1	ТПОЛ-10 Г. р. № 1261-59	600/5	0,5	НТМИ-6 Г. р. № 831-53	6000/100	0,5	МТ85 Г. р. № 27724-04	0,5S	1	
10	ПС «Западная», Ю-500-1	ТВ-110-II Г. р. № 19720-00	400/5	0,5	НКФ-110-57У1 Г. р. № 14205-94	$\frac{110000 \cdot \sqrt{3}}{100 \cdot \sqrt{3}}$	0,5	МТ85 Г. р. № 27724-04	0,5S	1	

№ ИК	Диспетчерское наименование присоединения	Трансформаторы тока			Трансформаторы напряжения			счетчики электроэнергии			Тип, № Г. р. УСПД
		Тип, № Госреестра	К-т тр-и	Кл. т.	Тип, № Госреестра	Коэф-т трансформации	Кл. т.	Тип, № Госреестра	Класс точн. при измерении электроэнергии		
									акт.	реакт.	
11	ПС «Западная», Ю-500-2	ТВ-110-П Г. р. № 19720-00	750/5	0,5	НКФ-110-57У1 Г. р. № 14205-94	$\frac{110000:\sqrt{3}}{100:\sqrt{3}}$	0,5	МТ85 Г. р. № 27724-04	0,5S	1	ЭКМ-3000, Г. р. № 17049-09
12	ГПП, Ю-2	ТВЭ-35УХЛ2 Г. р. № 13158-92	300/5	0,5	ЗНОМ-35□65 Г. р. № 912-70	$\frac{35000:\sqrt{3}}{100:\sqrt{3}}$	0,5	МТ85 Г. р. № 27724-04	0,5S	1	
13	ГПП, Ю-3	ТВЭ-35УХЛ2 Г. р. № 13158-92	300/5	0,5	ЗНОМ-35□65 Г. р. № 912-70	$\frac{35000:\sqrt{3}}{100:\sqrt{3}}$	0,5	МТ85 Г. р. № 27724-04	0,5S	1	
14	СП-1, ф.10-12-К	ТПЛ-10-М Г. р. № 22192-01	100/5	0,5	ЗНОЛ.06 Г. р. № 3344-04	$\frac{10000:\sqrt{3}}{100:\sqrt{3}}$	0,5	МТ85 Г. р. № 27724-04	0,5S	1	

Примечание. В АИИС допускается замена измерительных компонентов на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками, не худшими, чем приведенные в таблице 1. Замена измерительных компонентов оформляется в порядке, установленном МИ 2999-2011.

Программное обеспечение

В ИВК АИИС используется программное обеспечение «Энергосфера» (разработка ООО "Прософт-Системы", г. Екатеринбург). Серверная часть программного комплекса «Энергосфера» включает в себя базу данных «ЭКОМ», функционирующую под управлением системы управления базами данных MS SQL Server и обеспечивающую хранение результатов измерений, конфигурации АИИС и расчетных алгоритмов.

В качестве средства сбора данных используется программное обеспечение «Сервер опроса», обеспечивающее сбор результатов измерений и служебной информации, хранящейся в УСПД.

Клиентское программное обеспечение представлено программами «АРМ Энергосфера», обеспечивающей визуальное представление результатов измерений, и «Центр импорта/экспорта», обеспечивающей автоматический прием и рассылку результатов измерений.

Служебные программы представлены программами «Редактор расчетных схем», обеспечивающей создание структуры объекта учета и редактирование ее параметров; «Консоль администратора», обеспечивающей выполнение задач администрирования базы данных «ЭКОМ».

Метрологически значимая часть ПО и ее идентификационные признаки приведены в таблице 2.

Таблица 2. Идентификационные данные метрологически значимой части ПО

Наименование программного обеспечения	Идентификационное наименование программного обеспечения	Номер версии программного обеспечения	Цифровой идентификатор программного обеспечения	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора
Программа «Сервер опроса»	pso.exe	6.4.69.1954	31f6a8bc	CRC32
Клиентская программа «АРМ Энергосфера»	controlage.exe	6.4.131.1477	c5ba4209	CRC32

Уровень защиты метрологически значимой части программного обеспечения в соответствии с МИ 3286-2010 соответствует уровню «С».

Метрологические и технические характеристики

Количество измерительных каналов14.

Границы допускаемой основной относительной погрешности при доверительной вероятности $P=0,95^1$ при измерении активной и реактивной электрической энергии приведены в таблице 3.

Границы допускаемой относительной погрешности при доверительной вероятности $P=0,95^1$ при измерении активной и реактивной электрической энергии в рабочих условиях применения приведены в таблице 4.

Предел допускаемого значения поправки часов счетчиков электрической энергии относительно шкалы времени UTC не более, с± 5.

Период измерений активной и реактивной средней электрической мощности и приращений электрической энергии, минут30.

Период сбора данных со счетчиков электрической энергии, минут.....30.

Формирование XML-файла для передачи внешним системамавтоматическое.

Формирование базы данных с результатами измерений с указанием времени проведения измерений и времени поступления результатов измерений в базу данных автоматическое.

Глубина хранения результатов измерений в базе данных не менее, лет 3,5.

Ведение журналов событий ИВК и ИИК ТИ автоматическое.

Рабочие условия применения компонентов АИИС:

температура окружающего воздуха (кроме ТТ и ТН), °С от 0 до плюс 40;

¹ Рассчитаны по методике РД 153-34.0-11.209-99

температура окружающего воздуха (для ТТ и ТН), °С от минус 40 до плюс 40;
частота сети, Гц от 49,5 до 50,5;
напряжение сети питания, В от 198 до 242;
индукция внешнего магнитного поля, мТл не более 0,05.

Допускаемые значения информативных параметров:

ток, % от $I_{ном}$ для всех ИК от 5 до 120%;
напряжение, % от $U_{ном}$ от 90 до 110%;
коэффициент мощности $\cos \varphi$ 0,5 инд. - 1,0 - 0,8 емк.;
коэффициент реактивной мощности, $\sin \varphi$ 0,5 инд. - 1,0 - 0,5 емк.

Таблица 3. Границы допускаемой основной относительной погрешности ИК АИИС (измерения активной (δ_W^A) и реактивной (δ_W^P) энергии) для значений тока 5, 20, 100, 120 % номинального и значений коэффициента мощности 0,5, 0,8, 0,865 и 1.

I, % от $I_{ном}$	Коэффициент мощности	ИК №№ 1 - 14	
		$\delta_W^A, \pm \%$	$\delta_W^P, \pm \%$
5	0,5	5,5	2,9
5	0,8	3,0	4,6
5	0,865	2,7	5,7
5	1	1,8	-
20	0,5	3,0	1,8
20	0,8	1,7	2,6
20	0,865	1,5	3,1
20	1	1,2	-
100, 120	0,5	2,3	1,5
100, 120	0,8	1,4	2,1
100, 120	0,865	1,2	2,4
100, 120	1	0,99	-

Таблица 4. Границы допускаемой относительной погрешности ИК АИИС (измерения активной (δ_W^A) и реактивной (δ_W^P) энергии) в рабочих условиях применения для значений тока 5, 20, 100 - 120 % от номинального и значений коэффициента мощности 0,5, 0,8, 0,865 и 1.

I, % от $I_{ном}$	Коэффициент мощности	ИК №№ 1 - 14	
		$\delta_W^A, \pm \%$	$\delta_W^P, \pm \%$
5	0,5	5,6	3,4
5	0,8	3,3	5,1
5	0,865	2,9	6,1
5	1	2,0	-
20	0,5	3,2	2,2
20	0,8	2,1	2,9
20	0,865	1,9	3,4
20	1	1,4	-
100, 120	0,5	2,6	2,0
100, 120	0,8	1,8	2,4
100, 120	0,865	1,7	2,7
100, 120	1	1,2	-

Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится на титульный лист документа НЭ.425210.043 ФО.
«Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «Кузбасская энергосетевая компания» (ООО «КЭНК»), г. Юрга. Формуляр».

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС представлена в таблице 5.

Таблица 5. Комплектность АИИС

Наименование	Тип, модификация	Количество, шт.
Сервер БД	CLR Server N1450	1
Автоматизированное рабочее место	–	3
Счетчик электрической энергии однофазный	МТ85	14
Трансформатор тока	ТВ-110-П	6
Трансформатор тока	ТВЭ-35УХЛ2	6
Трансформатор тока	ТПЛ-10-М	2
Трансформатор тока	ТПЛ-10У3	6
Трансформатор тока	ТПЛМ-10	2
Трансформатор тока	ТПОЛ-10	8
Трансформатор тока	ТПФМ-10	2
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ.06	3
Трансформатор напряжения	ЗНОМ-35□65	6
Трансформатор напряжения	НКФ-110-57У1	6
Трансформатор напряжения	НТМИ-6	2
«Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «Кузбасская энергосетевая компания» (ООО «КЭнК»), г. Юрга. Методика поверки»	НЭ.425210.043 Д1	1
«Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «Кузбасская энергосетевая компания» (ООО «КЭнК»), г. Юрга. Формуляр»	НЭ.425210.043 ФО	1

Поверка

осуществляется по документу НЭ.425210.043 Д1 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «Кузбасская энергосетевая компания» (ООО «КЭнК»), г. Юрга. Методика поверки», утвержденному ФГУП «СНИИМ» «10» сентября 2012 г.

Основное поверочное оборудование: миллитесламетр портативный ТП-2-2У, мультиметр АРРА-109, клещи токовые АТК-1001, измеритель комплексных сопротивлений электрических цепей «Вымпел», ноутбук с выходом в Интернет.

Поверка измерительных компонентов АИИС проводится в соответствии со следующими нормативными документами по поверке:

- измерительные трансформаторы тока – в соответствии с ГОСТ 8.217-2003
- измерительные трансформаторы напряжения – в соответствии с ГОСТ 8.216-88
- счетчики электрической энергии МТ85 – в соответствии с документом МИ 2158-91. «ГСИ. Счетчики электрической энергии переменного тока электронные. Методика поверки»;
- УСПД «ЭКОМ-3000М»- в соответствии с документом ПБКМ.421459.003 МП. "ГСИ. Комплекс программно-технический измерительный ЭКОМ-3000. Методика поверки", утвержденным ГЦИ СИ ФГУП "ВНИИМС" в мае 2009 г.

Сведения о методиках (методах) измерений

Методика измерений изложена в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ООО «Кузбасская энергосетевая компания» (ООО «КЭнК»), г. Юрга. Свидетельство об аттестации методики измерений № 139-01.00249-2012 от «15» сентября 2012 г.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ООО «Кузбасская энергосетевая компания» (ООО «КЭнК»), г. Юрга:

1. ГОСТ Р 8.596-2002 Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения;
2. ГОСТ 7746-2001 Трансформаторы тока. Общие технические условия;
3. ГОСТ 1983-2001 Трансформаторы напряжения. Общие технические условия;
4. ГОСТ Р 52323-05 Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S;
5. ГОСТ Р 52425-05 Статические счетчики реактивной энергии;
6. НЭ.425210.043 ФО. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «Кузбасская энергосетевая компания» (ООО «КЭнК»), г. Юрга. Технорабочий проект.

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

Осуществление торговли и товарообменных операций.

Изготовитель:

Закрытое акционерное общество «Сервисный центр Энергия»,
Почтовый адрес: 630058, г. Новосибирск, ул. Русская, д.41

Испытательный центр:

Федеральное государственное унитарное предприятие «Сибирский государственный орден Трудового Красного Знамени научно-исследовательский институт метрологии» (ФГУП «СНИИМ»).

Аттестат аккредитации № 30007-09.

Адрес: 630004 г. Новосибирск, проспект Димитрова, д. 4., тел. (383)210-08-14,
факс (383)210-1360, E-mail: director@sniim.nsk.ru

Заместитель
Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

Ф. В. Булыгин

М.п.

«___»_____ 2012 г