

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИС КУЭ) ОАО «Оборонэнергосбыт» по Костромской области (ГТП Буй-районная, Гусево, Западная, Связи ТЭЦ-1, Василево)

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИС КУЭ) ОАО «Оборонэнергосбыт» по Костромской области (ГТП Буй-районная, Гусево, Западная, Связи ТЭЦ-1, Василево) (далее по тексту – АИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, для осуществления эффективного автоматизированного коммерческого учета и контроля потребления электроэнергии и мощности потребляемой с оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ) по расчетным точкам учета, а также регистрации параметров электропотребления, формирования отчетных документов и передачи информации в ОАО «АТС», ОАО «СО ЕЭС» и прочим заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

Полученные данные и результаты измерений могут использоваться для коммерческих расчетов и оперативного управления энергопотреблением.

Описание средства измерений

АИС КУЭ, построенная на основе ИИС «Пирамида» (Госреестр № 21906-11), представляет собой многоуровневую автоматизированную измерительную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения.

Измерительно-информационные каналы (ИИК) АИС КУЭ состоят из двух уровней:

1-ый уровень – включает в себя измерительные трансформаторы напряжения (ТН), измерительные трансформаторы тока (ТТ), многофункциональные счетчики активной и реактивной электрической энергии (далее по тексту – счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных;

2-ой уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включает в себя сервер сбора данных (ССД) регионального отделения ОАО «Оборонэнергосбыт», основной и резервный серверы баз данных (СБД) ОАО «Оборонэнергосбыт», коммуникаторы GSM C-1.02, автоматизированное рабочее место (АРМ), устройство синхронизации системного времени (УССВ) УСВ-2 (Госреестр № 41681-09), а также совокупность аппаратных, канальнообразующих и программных средств, выполняющих сбор информации с нижних уровней, ее обработку и хранение.

АРМ оператора представляет собой персональный компьютер, на котором установлена клиентская часть ПО «Пирамида 2000. АРМ». АРМ по ЛВС предприятия связано с сервером, на котором установлено ПО «Пирамида 2000. Сервер». Для этого в настройках ПО «Пирамида 2000. АРМ» указывается IP-адрес сервера.

В качестве ССД используется сервер HP ProLiant DL180G6, установленный в региональном отделении ОАО «Оборонэнергосбыт». В качестве СБД используются серверы SuperMicro 6026T – NTR+ (825-7). СБД установлены в центре сбора и обработки информации (ЦСОИ) ОАО «Оборонэнергосбыт».

АИС КУЭ решает следующие задачи:

- измерение 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии;
- периодический (1 раз в 30 мин) и/или 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, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;
- передача результатов измерений в организации-участники 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 КУЭ;
- конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;
- ведение системы единого времени в АИИС КУЭ (синхронизация часов АИИС КУЭ);
- передача журналов событий счетчиков.

Принцип действия:

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по проводным линиям связи поступают на измерительные входы счетчика электроэнергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются соответствующие 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 посредством линий связи и далее через коммуникаторы GSM С-1.02 по сети Интернет поступает на ССД (в случае если отсутствует ТСР-соединение с коммуникаторами, сервер устанавливает CSD-соединение с С-1.02 и считывает данные). ССД АИИС КУЭ при помощи программного обеспечения (ПО) осуществляет обработку измерительной информации (умножение на коэффициенты трансформации, перевод измеренных значений в именованные физические величины), формирование, хранение, оформление справочных и отчетных документов и последующую передачу информации на СБД по протоколу «Пирамида» посредством межмашинного обмена через распределенную вычислительную сеть ОАО «Оборонэнергосбыт» (основной канал) либо по электронной почте путем отправки файла с данными, оформленными в соответствии с протоколом «Пирамида» (резервный канал). СБД АИИС КУЭ при помощи программного обеспечения (ПО) осуществляет хранение, оформление справочных и отчетных документов и последующую передачу информации всем заинтересованным субъектам (ОАО «АТС») в рамках согласованного регламента.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ). Коррекция текущего значения времени и даты (далее времени) часов УСВ-2 происходит от GPS-приёмника. Погрешность формирования (хранения) шкалы времени при отсутствии коррекции по сигналам проверки времени в сутки не более $\pm 1,0$ с. Установка текущих значений времени и даты в АИИС КУЭ происходит автоматически на всех уровнях системы внутренними таймерами устройств, входящих в систему. Коррекция отклонений встроенных часов осуществляется при помощи синхронизации таймеров устройств с единым временем, поддерживаемым УСВ-2.

Синхронизация времени или коррекция шкалы времени таймеров серверов происходит каждый час, коррекция текущих значений времени и даты серверов с текущими значениями времени и даты УСВ-2 осуществляется независимо от расхождении с текущими значениями времени и даты УСВ-2, т.е. серверы входят в режим подчинения устройствам точного времени и устанавливают текущие значения времени и даты с часов УСВ-2.

Сравнение текущих значений времени и даты счетчиков с текущим значением времени и даты ССД - при каждом сеансе связи, но не реже 1 раза в сутки, корректировка осуществляется при расхождении времени $\pm 1,0$ с.

Программное обеспечение

В состав ПО АИС КУЭ входит: ПО счетчиков электроэнергии, ПО ССД и СБД АИС КУЭ. Программные средства ССД и СБД АИС КУЭ содержат: базовое (системное) ПО, включающее операционную систему, программы обработки текстовой информации, сервисные программы, ПО систем управления базами данных (СУБД) и прикладное ПО ИВК «Пирамида», ПО СОЕВ.

Состав программного обеспечения АИС КУЭ приведён в таблице 1.

Таблица 1

Наименование ПО	Наименование программного модуля (идентификационное наименование ПО)	Наименование файла	Номер версии ПО	Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО
ПО «Пирамида 2000»	модуль, объединяющий драйвера счетчиков	BLD.dll	Версия 8	58a40087ad0713aaab 668df26498eff7	MD5
	драйвер кэширования ввода данных	cachect.dll		7649c987fb7603c985 3c9alll0f6009d	
	драйвер опроса счетчика СЭТ 4ТМ	Re-gEvSet4tm.dll		3f0d215fc6l7e3d889 8099991c59d967	
	драйвера кэширования и опроса данных контроллеров	caches 1.dll		b436dfc978711f46db 31bdb33f88e2bb	
		cacheS 10.dll		6802cbdeda81efea2b 17145ffl22efOO	
		sicons10.dll		4b0ea7c3e50a73099fc9908f c785cb45	
		sicons50.dll		8d26c4d519704b0bc 075e73fDlb72118	
	драйвер работы с COM-портом	comrs232.dll		bec2e3615b5f50f2f94 5abc858f54aaf	
	драйвер работы с БД	dbd.dll		fe05715defec25eO62 245268ea0916a	
	библиотеки доступа к серверу событий	ESClient_ex.dll		27c46d43bllca3920c f2434381239d5d	
		filemap.dll		C8b9bb71f9faf20774 64df5bbd2fc8e	
	библиотека проверки прав пользователя при входе	plogin.dll		40cl0e827a64895c32 7e018dl2f75181	

ПО ИВК «Пирамида» не влияет на метрологические характеристики АИС КУЭ ОАО «Оборонэнергосбыт» по Костромской области (ГТП Буй-районная, Гусево, Западная, Связь ТЭЦ-1, Василево).

Уровень защиты программного обеспечения АИС КУЭ ОАО «Оборонэнергосбыт» по Костромской области (ГТП Буй-районная, Гусево, Западная, Связь ТЭЦ-1, Василево) от не-преднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню С по МИ 3286-2010.

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительно-информационных каналов АИИС КУЭ приведен в Таблице 2.

Метрологические характеристики АИИС КУЭ приведены в Таблице 3.

Таблица 2

№ ИИК	Наименование объекта	Состав измерительно-информационных каналов				Вид электроэнергии
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счётчик электрической энергии	Сервер	
1	2	3	4	5	6	7
1	ТП №1 10/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, СШ-0,4 кВ, ввод Т1	ТШ-0,66 кл. т 0,5 Ктт = 600/5 Зав. №153270; 153291; 212970Госреестр №22657-07	—	Меркурий 233 ART-03 кл. т 0,5S/1,0 Зав. № 09301878 Госреестр №34196-10	HP Proliant DL180G6 Зав. №CZJ1490627	активная реактивная
2	КТП №2 10/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, СШ-0,4 кВ, ввод Т1	Т-0,66 кл. т 0,5 Ктт = 200/5 Зав. №005914; 005915; 005912Госреестр №47176-11	—	Меркурий 233 ART-03 кл. т 0,5S/1,0 Зав. № 09301888 Госреестр №34196-10		активная реактивная
3	КТП №3 10/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, СШ-0,4 кВ, ввод Т1	Т-0,66 кл. т 0,5 Ктт = 200/5 Зав. №005911; 005907; 005908Госреестр №47176-11	—	Меркурий 233 ART-03 кл. т 0,5S/1,0 Зав. № 09302191 Госреестр №34196-10		активная реактивная
4	КТП №1 10/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, СШ-0,4 кВ, ввод Т1	Т-0,66 кл. т 0,5 Ктт = 400/5 Зав. №004018; 003999; 003998Госреестр №47176-11	—	Меркурий 233 ART-03 кл. т 0,5S/1,0 Зав. № 09302195 Госреестр №34196-10		активная реактивная
5	КТП №2 10/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, СШ-0,4 кВ, ввод Т1	Т-0,66 кл. т 0,5 Ктт = 200/5 Зав. №005908; 005909; 005910Госреестр №47176-11	—	Меркурий 233 ART-03 кл. т 0,5S/1,0 Зав. № 09301887 Госреестр №34196-10		активная реактивная
6	ВРУ-0,4 кВ Склады КЭС, ввод 0,4 кВ	—	—	Меркурий 233 ART-02 кл. т 1,0/2,0 Зав. № 11125396 Госреестр №34196-10		активная реактивная
7	КТП-41А 6/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, Т-1, ввод 0,4 кВ	ТШ-0,66 кл. т 0,5 Ктт = 1000/5 Зав. №217482; 217340; 217337Госреестр №22657-07	—	Меркурий 233 ART-03 кл. т 0,5S/1,0 Зав. № 09302202 Госреестр №34196-10		активная реактивная
8	КТП №26 10/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, СШ-0,4 кВ, Т1 ввод 0,4 кВ	—	—	Меркурий 233 ART-02 кл. т 1,0/2,0 Зав. № 11137822 Госреестр №34196-10		активная реактивная
9	ТП №27 10/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, СШ-0,4 кВ, КЛ-0,4 кВ на Стрельбище	—	—	Меркурий 233 ART-02 кл. т 1,0/2,0 Зав. № 11137827 Госреестр №34196-10		активная реактивная
10	ПС "Западная" 110/10 кВ, РУ-10 кВ, яч. №23, Ф. 10-23	ТЛМ-10 кл. т 0,5 Ктн = 300/5 Зав. №0290; 0296Госреестр №2473-05	НТМИ-10 кл. т 0,5 Ктн = 10000/100 Зав. №41; Госреестр №831-69	Меркурий 230 ART-00 кл. т 0,5S/1,0 Зав. № 10181510 Госреестр №23345-07		активная реактивная

Таблица 3

Пределы допускаемой относительной погрешности ИИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ

Номер ИИК	$\cos\phi$	$\delta_{1(2)\%}, I_{1(2)} \leq I_{изм} < I_5 \%$	$\delta_5 \%, I_5 \leq I_{изм} < I_{20} \%$	$\delta_{20 \%}, I_{20} \leq I_{изм} < I_{100} \%$	$\delta_{100 \%}, I_{100} \leq I_{изм} \leq I_{120} \%$
1	2	3	4	5	6
1 – 5, 7 (ТТ 0,5; Сч 0,5S)	1,0	-	$\pm 2,2$	$\pm 1,6$	$\pm 1,5$
	0,9	-	$\pm 2,6$	$\pm 1,8$	$\pm 1,6$
	0,8	-	$\pm 3,1$	$\pm 2,0$	$\pm 1,7$
	0,7	-	$\pm 3,7$	$\pm 2,3$	$\pm 1,9$
	0,5	-	$\pm 5,6$	$\pm 3,1$	$\pm 2,4$
6, 8, 9 (Сч 1,0)	1,0	-	$\pm 3,7$	$\pm 2,3$	$\pm 2,0$
	0,9	-	$\pm 3,0$	$\pm 2,0$	$\pm 1,9$
	0,8	-	$\pm 2,8$	$\pm 2,0$	$\pm 1,9$
	0,7	-	$\pm 2,6$	$\pm 1,9$	$\pm 1,9$
	0,5	-	$\pm 3,7$	$\pm 2,3$	$\pm 2,0$
10 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Сч 0,5S)	1,0	-	$\pm 2,2$	$\pm 1,7$	$\pm 1,6$
	0,9	-	$\pm 2,7$	$\pm 1,9$	$\pm 1,7$
	0,8	-	$\pm 3,2$	$\pm 2,1$	$\pm 1,9$
	0,7	-	$\pm 3,8$	$\pm 2,4$	$\pm 2,1$
	0,5	-	$\pm 5,7$	$\pm 3,3$	$\pm 2,7$

Пределы допускаемой относительной погрешности ИИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ

Номер ИИК	$\cos\phi$	$\delta_{1(2)\%}, I_{1(2)} \leq I_{изм} < I_5 \%$	$\delta_5 \%, I_5 \leq I_{изм} < I_{20} \%$	$\delta_{20 \%}, I_{20} \leq I_{изм} < I_{100} \%$	$\delta_{100 \%}, I_{100} \leq I_{изм} \leq I_{120} \%$
1	2	3	4	5	6
1 – 5, 7 (ТТ 0,5; Сч 1,0)	0,9	-	$\pm 7,5$	$\pm 3,9$	$\pm 2,8$
	0,8	-	$\pm 4,9$	$\pm 2,7$	$\pm 2,2$
	0,7	-	$\pm 4,2$	$\pm 2,4$	$\pm 2,0$
	0,5	-	$\pm 3,2$	$\pm 2,1$	$\pm 1,8$
	0,9	-	$\pm 7,1$	$\pm 4,3$	$\pm 3,8$
6, 8, 9 (Сч 2,0)	0,8	-	$\pm 5,8$	$\pm 4,0$	$\pm 3,7$
	0,7	-	$\pm 5,5$	$\pm 3,9$	$\pm 3,7$
	0,5	-	$\pm 5,0$	$\pm 3,8$	$\pm 3,7$
	0,9	-	$\pm 7,8$	$\pm 4,3$	$\pm 3,3$
	0,8	-	$\pm 5,2$	$\pm 3,1$	$\pm 2,5$
10 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Сч 1,0)	0,7	-	$\pm 4,4$	$\pm 2,7$	$\pm 2,3$
	0,5	-	$\pm 3,5$	$\pm 2,3$	$\pm 2,1$

Ход часов компонентов АИИС КУЭ не превышает ± 5 с/сут.

Примечания:

- Погрешность измерений $\delta_{1(2)\%P}$ и $\delta_{1(2)\%Q}$ для $\cos\phi=1,0$ нормируется от $I_1\%$, а погрешность измерений $\delta_{1(2)\%P}$ и $\delta_{1(2)\%Q}$ для $\cos\phi<1,0$ нормируется от $I_2\%$.
- Характеристики относительной погрешности ИИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (30 мин.).
- В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.
- Нормальные условия эксплуатации компонентов АИИС КУЭ:
 - напряжение от $0,98 \cdot I_{ном}$ до $1,02 \cdot I_{ном}$;
 - сила тока от $I_{ном}$ до $1,2 \cdot I_{ном}$, $\cos\phi=0,9$ инд;

- температура окружающей среды: от 15 до 25 °C.

5. Рабочие условия эксплуатации компонентов АИИС КУЭ:

- напряжение питающей сети 0,9·Uном до 1,1·Uном,
- сила тока от 0,05 Iном до 1,2 Iном;
- температура окружающей среды:
 - для счетчиков электроэнергии от плюс 5 °C до плюс 35 °C;
 - для трансформаторов тока по ГОСТ 7746-2001;
 - для трансформаторов напряжения по ГОСТ 1983-2001.

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

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

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ измерительных компонентов:

- счетчик электроэнергии Меркурий 233 ART – среднее время наработки на отказ не менее 150000 часов;
- счетчик электроэнергии Меркурий 230 – среднее время наработки на отказ не менее 150000 часов;
- УСВ-2 – среднее время наработки на отказ не менее 35000 часов;

Среднее время восстановления, при выходе из строя оборудования:

- для счетчика $T_b \leq 2$ часа;
- для сервера $T_b \leq 1$ час;
- для компьютера АРМ $T_b \leq 1$ час;
- для модема $T_b \leq 1$ час.

Защита технических и программных средств АИИС КУЭ от несанкционированного доступа:

- клеммники вторичных цепей измерительных трансформаторов имеют устройства для пломбирования;
- панели подключения к электрическим интерфейсам счетчиков защищены механическими пломбами;
- наличие защиты на программном уровне – возможность установки многоуровневых паролей на счетчиках, УССВ, сервере, АРМ;
- организация доступа к информации ИВК посредством паролей обеспечивает идентификацию пользователей и эксплуатационного персонала;
- защита результатов измерений при передаче.

Наличие фиксации в журнале событий счетчика следующих событий

- фактов параметрирования счетчика;
- фактов пропадания напряжения;
- фактов коррекции времени.

Возможность коррекции времени в:

- счетчиках (функция автоматизирована);
- сервере (функция автоматизирована).

Глубина хранения информации:

- счетчики электроэнергии Меркурий 230, Меркурий 233 ART – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях – не менее 85 суток;

- ИВК – хранение результатов измерений и информации о состоянии средства измерений – не менее 3,5 лет.

Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится на титульные листы эксплуатационной документации АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 4

Таблица 4

Наименование	Тип	Кол.
1	2	3
Трансформатор тока	Т-0,66	12
Трансформатор тока	ТШ-0,66	6
Трансформатор тока	ТЛМ-10	2
Трансформатор напряжения	НТМИ-10	1
Электросчетчик	Меркурий 233 ART-03	6
Электросчетчик	Меркурий 233 ART-02	3
Электросчетчик	Меркурий 230 ART-00	1
Коммуникатор GSM	C-1.02	10
Сервер регионального отделения ОАО «Оборонэнергосбыт»	HP ProLiant DL180G6	1
Устройство синхронизации системного времени	УСВ-2	3
Сервер портов RS-232	Moxa NPort 5410	1
GSM Модем	Telefis RX100-R	1
Источник бесперебойного питания	APC Smart-UPS 1000 RM	1
Сервер БД ОАО «Оборонэнергосбыт»	SuperMicro 6026T-NTR+ (825-7)	2
GSM Модем	Cinterion MC35i	2
Коммутатор	3Com 2952-SFP Plus	2
Источник бесперебойного питания	APC Smart-UPS 3000 RM	2
Методика поверки	МП 1447/446-2012	1
Паспорт-формуляр	ЭССО.411711.АИИС.649 Ф	1

Проверка

осуществляется по документу МП 1447/446-2012 «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Оборонэнергосбыт» по Костромской области (ГТП Буй-районная, Гусево, Западная, Связь ТЭЦ-1, Васильево). Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФБУ «Ростест-Москва» в августе 2012 года.

Основные средства поверки:

- трансформаторов тока – по ГОСТ 8.217-2003;

- трансформаторов напряжения – по МИ 2845-2003, МИ 2925-2005 и/или по ГОСТ 8.216-88;
 - счетчиков электроэнергии Меркурий 230 - по методике поверки АВЛГ.411152.021 РЭ1 согласованной с ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» в 2007 г.;
 - счетчиков электроэнергии Меркурий 233 - по методике поверки АВЛГ.411152.030 РЭ1 согласованной с ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» в 2007 г.;
 - для ИИС «Пирамида» - по документу «Системы информационно-измерительные контроля и учета энергопотребления «Пирамида». Методика поверки» ВЛСТ 150.00.000 И1, утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2010 г.;
 - для УСВ-2 – по документу «ВЛСТ 237.00.000И1», утверждённым ГЦИ СИ ФГУП ВНИИФТРИ в 2009 г.
- Термометр по ГОСТ 28498-90, диапазон измерений от минус 40 до плюс 50°С, цена деления 1°С.

Сведения о методиках (методах) измерений

Методика измерений приведена в документах:

«Методика (метод) измерений количества электрической энергии с использованием автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Оборонэнергосбыт» по Костромской области (ГТП Буй-районная). Свидетельство об аттестации методики (метода) измерений № 0135/2012-01.00324-2011 от 25.09.2012 г.;

«Методика (метод) измерений количества электрической энергии с использованием автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Оборонэнергосбыт» по Костромской области (ГТП Гусево). Свидетельство об аттестации методики (метода) измерений № 0136/2012-01.00324-2011 от 25.09.2012 г.;

- «Методика (метод) измерений количества электрической энергии с использованием автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Оборонэнергосбыт» по Костромской области (ГТП Западная). Свидетельство об аттестации методики (метода) измерений № 0137/2012-01.00324-2011 от 26.09.2012 г.;

«Методика (метод) измерений количества электрической энергии с использованием автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Оборонэнергосбыт» по Костромской области (ГТП Связь ТЭЦ-1). Свидетельство об аттестации методики (метода) измерений № 0138/2012-01.00324-2011 от 26.09.2012 г.;

«Методика (метод) измерений количества электрической энергии с использованием автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Оборонэнергосбыт» по Костромской области (ГТП Василево). Свидетельство об аттестации методики (метода) измерений № 0139/2012-01.00324-2011 от 26.09.2012 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ ОАО «Оборонэнергосбыт» по Костромской области (ГТП Буй-районная, Гусево, Западная, Связь ТЭЦ-1, Василево)

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

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

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

4 ГОСТ 7746-2001 Трансформаторы тока. Общие технические условия.

5 ГОСТ 1983-2001 Трансформаторы напряжения. Общие технические условия.

6 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.

7 ГОСТ Р 52425-2005 Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Статические счетчики реактивной энергии.

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

Осуществление торговли и товарообменных операций.

Изготовитель

ООО «ЭнергоСнабСтройСервис»

Адрес (юридический): 121500, г. Москва, Дорога МКАД 60 км, д.4А, офис 204

Адрес (почтовый): 600021, г. Владимир, ул.Мира, д.4а, офис №3

Телефон: (4922) 33-81-51, 34-67-26

Факс: (4922) 42-44-93

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в г. Москве» (ФБУ «Ростест-Москва»).

Аттестат аккредитации № 30010-10 от 15.03.2010 года.

117418 г. Москва, Нахимовский проспект, 31

Тел.(495) 544-00-00, 668-27-40, (499) 129-19-11

Факс (499) 124-99-96

Заместитель

Руководителя Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии

Ф.В. Булыгин

М.П. «____» _____ 2012г.