

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО "Газпром энерго" КС-9 Тульское УМГ филиал ООО "Газпром трансгаз Москва"

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО "Газпром энерго" КС-9 Тульское УМГ филиал ООО "Газпром трансгаз Москва" (далее - АИИС КУЭ), предназначена для измерения активной и реактивной энергии, потребленной за установленные интервалы времени отдельными технологическими объектами ООО "Газпром энерго" КС-9 Тульское УМГ филиал ООО "Газпром трансгаз Москва", а также для автоматизированного сбора, обработки, хранения, отображения и передачи полученной информации. Выходные данные системы используются для коммерческих расчетов.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, 3х-уровневую систему, которая состоит из измерительных каналов (далее – ИК), информационно-вычислительного комплекса электроустановки (далее – ИВКЭ) и информационно-вычислительного комплекса (ИВК) с системой обеспечения единого времени (далее – СОЕВ). АИИС КУЭ установлена для коммерческого учета электрической энергии ООО "Газпром энерго" КС-9 Тульское УМГ филиал ООО "Газпром трансгаз Москва".

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

Уровень ИК, включающий измерительные трансформаторы тока (далее – ТТ) по ГОСТ 7746-2001, измерительные трансформаторы напряжения (далее – ТН) по ГОСТ 1983-2001 и счетчики активной и реактивной электроэнергии типа СЭТ-4ТМ-03 класса точности 0,5S в части активной электроэнергии и класса точности 1,0 в части реактивной электроэнергии и типа СЭТ-4ТМ-03М по ГОСТ Р 52323-2005 (в части активной электроэнергии), и по ГОСТ Р 52425-2005 (в части реактивной электроэнергии); вторичные электрические цепи; технические средства каналов передачи данных. Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблицах 2-4.

Уровень ИВКЭ – информационно-вычислительный комплекс электроустановки, включающий в себя устройство сбора и передачи данных (далее – УСПД) типа RTU-327, устройство синхронизации системного времени (далее – УССВ) и автоматизированное рабочее место (АРМ) диспетчера, программное обеспечение (далее – ПО).

Уровень ИВК – информационно-вычислительный комплекс АИИС КУЭ, включающий в себя каналобразующую аппаратуру, сервер баз данных (БД) АИИС КУЭ, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ) и ПО «АльфаЦЕНТР».

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 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 проводным линиям связи поступает на выходы УСПД, где выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, осуществляется ее хранение, накопление и передача накопленных данных на уровень ИВК через основной спутниковый канал и резервные каналы передачи данных; GSM-модем и коммутируемый модем.

На верхнем – третьем уровне системы выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности, формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов. Передача информации в организации–участники оптового рынка электроэнергии осуществляется от сервера БД по коммутируемым телефонным линиям или сотовой связи через интернет-провайдера.

Программное обеспечение (ПО) АИИС КУЭ на базе программного комплекса (ПК) «АльфаЦЕНТР», версия 11.02.02 функционирует на нескольких уровнях:

- программное обеспечение ИВКЭ;
- программное обеспечение ИВК.

ПО предназначено для автоматического сбора, обработки и хранения данных, получаемых со счетчиков электроэнергии, отображения полученной информации в удобном для анализа и отчетности виде, взаимодействии со смежными системами. ПО обеспечивает защиту измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое ПО.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает уровень счетчиков, УСПД и ИВК (сервера БД). АИИС КУЭ оснащена устройством синхронизации системного времени на основе УССВ-35HVS, синхронизирующего собственное время по сигналам поверки времени, получаемым от GPS-приемника, входящего в состав УССВ-35HVS. Время УСПД синхронизировано с временем GPS-приемника, сличение ежесекундное, погрешность синхронизации не более 16 мс, корректировка времени выполняется при расхождении времени более чем на ± 2 с. УСПД осуществляет коррекцию времени счетчиков. Сличение времени счетчиков типа СЭТ-4ТМ-03 и СЭТ-4ТМ-03.М с временем УСПД выполняется каждые 30 мин. При сеансе связи УСПД со счетчиком, и корректировка времени осуществляется УСПД автоматически при обнаружении рассогласования времени УСПД и счетчиком более чем на ± 2 с, но не чаще чем раз в сутки. Погрешность системного времени не более ± 5 с.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программный комплекс (ПК) «АльфаЦЕНТР» версии 11.02.02, в состав которого входят программные модули, указанные в таблице 1. ПК «АльфаЦЕНТР» обеспечивают защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПК «АльфаЦЕНТР».

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения (ПО)
 «Альфа-ЦЕНТР»

Наименование программного обеспечения	Наименование программного модуля (идентификационное наименование программного обеспечения)	Наименование файла	Номер версии программного обеспечения	Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения
ПО «Альфа-ЦЕНТР»	Программа – планировщик опроса и передачи данных	Amrserver.exe	11.02.02	582b756b2098a6dabbe52eae57e3e239	MD5
	Драйвер ручного опроса счетчиков и УСПД	Amrc.exe		b3bf6e3e5100c068b9647d2f9bfde8dd	MD5
	Драйвер автоматического опроса счетчиков и УСПД	Amra.exe		764bbe1ed87851a0154dba8844f3bb6b	MD5
	Драйвер работы с БД	Cdbora2.dll		7dfc3b73d1d1f209cc4727c965a92f3b	MD5
	Библиотека шифрования пароля счетчиков А1700, А1140	encryptdll.dll		0939ce05295fbcbbba400eeae8d0572c	MD5
	Библиотека сообщений планировщика опросов	alphamess.dll		b8c331abb5e34444170eee9317d635cd	MD5

ПО на базе «АльфаЦЕНТР» внесено в Госреестр СИ РФ в составе комплекса измерительно-вычислительного для учета электрической энергии «АльфаЦЕНТР», № 44595-10;

Предел допускаемой дополнительной абсолютной погрешности ИВК «АльфаЦЕНТР», получаемой за счет математической обработки измерительной информации, составляет 1 единицу младшего разряда измеренного (учтенного) значения;

Пределы допускаемых относительных погрешностей по активной и реактивной электроэнергии не зависят от способов передачи измерительной информации и способов организации измерительных каналов ИВК «АльфаЦЕНТР»;

Защита ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «С» по МИ 3286-2010.

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов и их метрологические характеристики приведены в таблицах 2 – 4

Таблица 2 – Состав измерительных каналов

№ п/п	Номер точки измерений	Наименование объекта	Состав измерительного канала				Вид электроэнергии
			ТТ	ТН	Счетчик	УСПД	
1	1	ПС 110/6 кВ № 096 КС-9, Секция I, Ячейка 47	ТОЛ-10 Кл. т. 0,5 3000/5 Зав. № 7151 Зав. № 7150 Зав. № 7193	ЗНОЛ.06-6 Кл. т. 0,5 6000/√3/100/√3 Зав. № 2369 Зав. № 2388 Зав. № 2387	СЭТ-4ТМ-03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 0107081707	RTU-327, Зав. № 001102	актив- ная, реактив- ная
2	2	ПС 110/6 кВ № 096 КС-9, Секция I, Ячейка 48 ШАР	ТПЛ-10 Госреестр Кл. т. 0,5 300/5 Зав. № 8406 - Зав. № 8389	ЗНОЛ.06-6 Кл. т. 0,5 6000/√3/100/√3 Зав. № 2369 Зав. № 2388 Зав. № 2387	СЭТ-4ТМ-03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 107082575		актив- ная, реактив- ная
3	3	ПС 110/6 кВ № 096 КС-9, Секция I, Ячейка 78 Минерал	ТВЛМ-10 Кл. т. 0,5 200/5 Зав. № 29159 - Зав. № 29090	ЗНОЛ.06-6 Кл. т. 0,5 6000/√3/100/√3 Зав. № 2369 Зав. № 2388 Зав. № 2387	СЭТ-4ТМ-03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 107082297		актив- ная, реактив- ная
4	4	ПС 110/6 кВ № 096 КС-9, Секция I, Ячейка 52 Тульские автоматы	ТПЛМ-10 Кл. т. 0,5 100/5 Зав. № б/н - Зав. № б/н	ЗНОЛ.06-6 Кл. т. 0,5 6000/√3/100/√3 Зав. № 2369 Зав. № 2388 Зав. № 2387	СЭТ-4ТМ-03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 107082419		актив- ная, реактив- ная
5	5	ПС 110/6 кВ № 096 КС-9, Секция II, Ячейка 57	ТОЛ-10 Кл. т. 0,5 3000/5 Зав. № 6976 Зав. № 6978 Зав. № 7153	ЗНОЛ.06-6 Кл. т. 0,5 6000/√3/100/√3 Зав. № 2240 Зав. № 2243 Зав. № 2235	СЭТ-4ТМ-03М Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 812104515		актив- ная, реактив- ная
6	6	ПС 110/6 кВ № 096 КС-9, Секция II, Ячейка 6 Щёкинская горсеть	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5S 300/5 Зав. № 2854 Зав. № 2855 Зав. № 1560	ЗНОЛ.06-6 Кл. т. 0,5 6000/√3/100/√3 Зав. № 2240 Зав. № 2243 Зав. № 2235	СЭТ-4ТМ-03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 107082510		актив- ная, реактив- ная

Окончание таблицы 2

№ п/п	Номер точки измерений	Наименование объекта	Состав измерительного канала				Вид электроэнергии
			ТТ	ТН	Счетчик	УСПД	
7	7	ПС 110/6 кВ № 096 КС-9, Секция II, Ячейка 2	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5S 100/5 Зав. № 2866 Зав. № 2954 Зав. № 2952	ЗНОЛ.06-6 Кл. т. 0,5 6000/√3/100/√3 Зав. № 2240 Зав. № 2243 Зав. № 2235	СЭТ-4ТМ-03М Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0812104852	RTU-327, Зав. № 001102	актив- ная, реактив- ная
8	8	ПС 110/6 кВ № 096 КС-9, Секция II, Ячейка 8	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5S 300/5 Зав. № 1566 Зав. № 2212 Зав. № 2209	ЗНОЛ.06-6 Кл. т. 0,5 6000/√3/100/√3 Зав. № 2240 Зав. № 2243 Зав. № 2235	СЭТ-4ТМ-03М Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0812104527		актив- ная, реактив- ная
9	9	ПС 110/6 кВ № 096 КС-9, Секция I, Ячейка 40	ТОЛ-10 Кл. т. 0,5S 300/5 Зав. № 17009 Зав. № 17010 Зав. № 17011	ЗНОЛ.06-6 Кл. т. 0,5 6000/√3/100/√3 Зав. № 2369 Зав. № 2388 Зав. № 2387	СЭТ-4ТМ-03М Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 812104873		актив- ная, реактив- ная

Таблица 3 – Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ (активная энергия)

Доверительные границы относительной погрешности результата измерений количества учтённой активной электрической энергии при доверительной вероятности P=0,95:									
Номер ИК	диапазон тока	Основная погрешность ИК, ±%				Погрешность ИК в рабочих условиях эксплуатации, ±%			
		cos φ = 1,0	cos φ = 0,87	cos φ = 0,8	cos φ = 0,5	cos φ = 1,0	cos φ = 0,87	cos φ = 0,8	cos φ = 0,5
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1-4	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	1,8	2,5	2,9	5,5	2,2	2,8	3,2	5,6
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	1,2	1,5	1,7	3,0	1,6	1,9	2,1	3,2
	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	1,0	1,2	1,3	2,3	1,5	1,7	1,8	2,6
5	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	1,8	2,4	2,8	5,4	1,9	2,5	2,9	5,5
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	1,1	1,4	1,6	2,9	1,2	1,5	1,7	3,0
	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	0,9	1,1	1,2	2,2	1,0	1,2	1,4	2,3
6	$0,02I_{H1} \leq I_1 < 0,05I_{H1}$	1,9	2,4	2,7	4,9	2,2	2,7	3,0	5,0
	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	1,2	1,5	1,7	3,1	1,6	1,9	2,1	3,4
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	1,0	1,2	1,3	2,3	1,5	1,7	1,8	2,6
	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	1,0	1,2	1,3	2,3	1,5	1,7	1,8	2,6
7-9	$0,02I_{H1} \leq I_1 < 0,05I_{H1}$	1,6	2,2	2,5	4,8	1,7	2,3	2,6	4,8
	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	1,1	1,4	1,6	3,0	1,2	1,5	1,7	3,0
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	0,9	1,1	1,2	2,2	1,0	1,2	1,4	2,3
	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	0,9	1,1	1,2	2,2	1,0	1,2	1,4	2,3

Таблица 4 – Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ (реактивная энергия)

Доверительные границы относительной погрешности результата измерений количества учтённой реактивной электрической энергии при доверительной вероятности P=0,95:							
Номер ИК	диапазон тока	Основная погрешность ИК, ±%			Погрешность ИК в рабочих условиях эксплуатации, ±%		
		cos φ = 0,87 (sin φ = 0,5)	cos φ = 0,8 (sin φ = 0,6)	cos φ = 0,5 (sin φ = 0,87)	cos φ = 0,87 (sin φ = 0,5)	cos φ = 0,8 (sin φ = 0,6)	cos φ = 0,5 (sin φ = 0,87)
1	2	3	4	5	6	7	8
1-4	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	5,8	4,7	2,9	6,2	5,1	3,4
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	3,2	2,6	1,8	3,5	2,9	2,2
	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	2,5	2,1	1,5	2,7	2,4	2,0
5	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	5,6	4,4	2,5	5,7	4,6	2,8
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	3,0	2,4	1,5	3,3	2,7	1,9
	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	2,3	1,9	1,2	2,6	2,2	1,7
6	$0,02I_{H1} \leq I_1 < 0,05I_{H1}$	6,0	4,9	3,2	7,1	5,9	4,2
	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	3,6	3,0	2,1	4,2	3,6	2,7
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	2,5	2,1	1,6	2,9	2,5	2,0
	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	2,5	2,1	1,5	2,7	2,4	2,0
7-9	$0,02I_{H1} \leq I_1 < 0,05I_{H1}$	5,0	4,0	2,4	5,1	4,1	2,7
	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	3,2	2,5	1,5	3,4	2,8	1,9
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	2,3	1,9	1,2	2,6	2,2	1,7
	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	2,3	1,9	1,2	2,6	2,2	1,7

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: диапазон напряжения $(0,98 \div 1,02)$ Уном; диапазон силы тока $(1 \div 1,2)$ Iном, коэффициент мощности $\cos\varphi$ ($\sin\varphi = 0,87$ (0,5) инд.); частота $(50 \pm 0,15)$ Гц;

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

4. Рабочие условия:

для ТТ и ТН:

- параметры сети: диапазон первичного напряжения $(0,9 \div 1,1)$ Уном; диапазон силы первичного тока $(0,05$ (0,02) $\div 1,2)$ Iном₁; коэффициент мощности $\cos\varphi$ ($\sin\varphi$) - $0,5 \div 1,0$ ($0,5 \div 0,87$); частота - $(50 \pm 0,4)$ Гц;

- температура окружающего воздуха - от -40 °С до $+50$ °С.

Для электросчетчиков:

- параметры сети: диапазон вторичного напряжения - $(0,9 \div 1,1)U_{н2}$; диапазон силы вторичного тока - $(0,05 \div 1,2)I_{н2}$; коэффициент мощности $\cos\varphi$ ($\sin\varphi$) - $0,5 \div 1,0$ ($0,5 \div 0,87$); частота - $(50 \pm 0,4)$ Гц;

- температура окружающего воздуха - от $+15$ °С до $+30$ °С;

- магнитная индукция внешнего происхождения, не более - $0,5$ мТл.

Для аппаратуры передачи и обработки данных:

- параметры питающей сети: напряжение - (220 ± 10) В; частота - $(50 \pm 0,5)$ Гц;

- температура окружающего воздуха - от $+10$ °С до $+35$ °С.

- относительная влажность воздуха - (70 ± 5) %;

- атмосферное давление - (100 ± 4) кПа.

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

6. Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные (см. п. 5 Примечаний) утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2. Замена оформляется актом в установленном на ООО "Газпром энерго" КС-9 Тульское УМГ филиал ООО "Газпром трансгаз Москва" порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Оценка надежности АИИС КУЭ в целом:

$K_{Г_АИИС} = 0,99$ – коэффициент готовности;

$T_{О_ИК(АИИС)} = 5599$ ч – среднее время наработки на отказ.

Надежность применяемых в системе компонентов:

– в качестве показателей надежности измерительных трансформаторов тока и напряжения, в соответствии с ГОСТ 1983-2001 и ГОСТ 7746-2001, определены средний срок службы и средняя наработка на отказ;

– электросчётчик СЭТ-4ТМ.03М – среднее время наработки на отказ не менее $T = 140\,000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_{в} = 2$ ч;

– электросчетчик СЭТ-4ТМ.03 – среднее время наработки на отказ не менее $T = 90\,000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_{в} = 2$ ч;

– УСПД – среднее время наработки на отказ не менее $T = 40\,000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_{в} = 2$ ч;

– сервер – среднее время наработки на отказ не менее $T = 100\,000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_{в} = 1$ ч.

Надежность системных решений:

- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации-участники оптового рынка электроэнергии по электронной почте;
- Стойкость к электромагнитным воздействиям;
- Ремонтпригодность;
- Программное обеспечение отвечает требованиям ISO 9001;
- Функции контроля процесса работы и средства диагностики системы;
- Резервирование электропитания оборудования системы.

Регистрация событий:

- журнал событий счетчика:
 - параметрирование;
 - пропадание напряжения;
 - коррекция времени в счетчике.
- журнал событий ИВКЭ:
 - параметрирование;
 - пропадание напряжения;
 - коррекция времени в УСПД.
- журнал событий ИВК:
 - даты начала регистрации измерений;
 - перерывы электропитания;
 - программные и аппаратные перезапуски;
 - установка и корректировка времени;
 - переход на летнее/зимнее время;
 - нарушение защиты ИВК;
 - отсутствие/довосстановление данных с указанием точки измерений и соответствующего интервала времени.

Защищенность применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - электросчетчиков;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательных коробок;
 - УСПД;
 - сервера БД;
- защита информации на программном уровне:
 - результатов измерений при передаче информации (возможность использования цифровой подписи);
 - установка пароля на счетчик;
 - установка пароля на промконтроллер (УСПД);
 - установка пароля на сервер БД.

Глубина хранения информации:

- электросчетчик – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях – не менее 30 дней; при отключении питания – не менее 35 суток;
- ИВКЭ – суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу – не менее 35

дней; при отключении питания – не менее 35 суток;

- ИВК – хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений – не менее 3,5 лет.

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО "Газпром энерго" КС-9 Тульское УМГ филиал ООО "Газпром трансгаз Москва" типографским способом.

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 Комплектность АИИС КУЭ ООО "Газпром энерго" КС-9 Тульское УМГ филиал ООО "Газпром трансгаз Москва"

Наименование	Количество
Измерительные трансформаторы тока ТОЛ-10; ТПЛ-10; ТВЛМ-10; ТПЛМ-10; ТПОЛ-10;	24 шт.
Измерительные трансформаторы напряжения ЗНОЛ.06-6	6 шт.
Счетчик электрической энергии многофункциональный СЭТ-4ТМ-03.М и СЭТ-4ТМ-03	9 шт.
УСПД RTU-327	1 шт.
ПК «АльфаЦЕНТР»»	1 шт.
Методика поверки	1 шт.
Руководство по эксплуатации	1 шт.
Формуляр	1 шт.

Поверка

осуществляется по документу «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО "Газпром энерго" КС-9 Тульское УМГ филиал ООО "Газпром трансгаз Москва". Измерительные каналы. Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в июле 2011 г.

Средства поверки – по НД на измерительные компоненты:

- ТТ – по ГОСТ 8.217-2003 «Государственная система обеспечения единства измерений. Трансформаторы тока. Методика поверки»;
- ТН – по МИ 2845-2003 «ГСИ Измерительные трансформаторы напряжения $6\sqrt{3}...35$ кВ. Методика проверки на месте эксплуатации» и/или по ГОСТ 8.216-88 «Государственная система обеспечения единства измерений. Трансформаторы напряжения. Методика поверки»;
- Счетчики типа СЭТ-4ТМ.03 – в соответствии с методикой поверки ИЛГШ.411152.124 РЭ1, являющейся приложением к руководству по эксплуата-

ции ИЛГШ.411152.124 РЭ. Методика поверки согласована с руководителем ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 10 сентября 2004 года;

- Счетчики типа СЭТ-4ТМ.03М – в соответствии с методикой поверки ИЛГШ.411152.145РЭ1, являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.145РЭ. Методика поверки согласована с руководителем ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 04 декабря 2007 года;
- УСПД RTU-327 – по документу «Комплексы аппаратно-программных средств для учета электроэнергии на основе УСПД серии RTU-300. Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ВНИИМС в 2003 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 со счетчиками системы и с ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-01

Сведения о методиках (методах) измерений

Метод измерений изложен в документе «Руководство по эксплуатации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО "Газпром энерго" КС-9 Тульское УМГ филиал ООО "Газпром трансгаз Москва".

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО "Газпром энерго" КС-9 Тульское УМГ филиал ООО "Газпром трансгаз Москва"

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

ГОСТ 1983-2001 «Трансформаторы напряжения. Общие технические условия».

ГОСТ 7746-2001 «Трансформаторы тока. Общие технические условия».

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

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

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

Руководство по эксплуатации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО "Газпром энерго" КС-9 Тульское УМГ филиал ООО "Газпром трансгаз Москва".

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

Осуществление торговли и товарообменных операций.

Изготовитель

Оренбургский филиал ООО «Газпром энерго»

Юридический адрес: 117939, г. Москва, ул. Строителей, дом 8, корп. 1

Тел.: (495) 719-83-73

Заявитель

ООО «Сервис-Метрология»

Юридический адрес: 119119, г. Москва, Ленинский пр-т, 42, 1-2-3

Почтовый адрес: 119119, г. Москва, Ленинский пр-т, 42, 25-35

Тел. (499) 755-63-32

Испытательный центр

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

Юридический адрес:

119361, г. Москва

ул. Озерная, д. 46

тел./факс: 8(495)437-55-77

Аттестат аккредитации государственного центра испытаний № 30004-08 от 27.06.2008 г.

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

Е.Р.Петросян

м.п. «_____» _____ 2011 г.