



ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО
ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

СВИДЕТЕЛЬСТВО

об утверждении типа средств измерений

RU.E.34.048.A № 44642

Срок действия бессрочный

НАИМЕНОВАНИЕ ТИПА СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ

**Система автоматизированная информационно-измерительная
коммерческого учета электроэнергии (мощности) (АИИС КУЭ) ПС 500 кВ
Красноармейская**

ЗАВОДСКОЙ НОМЕР 149

ИЗГОТОВИТЕЛЬ

**Общество с ограниченной ответственностью "Корпорация
"ЭнергоСнабСтройСервис", (ООО "Корпорация "ЭССС"), г. Москва**

РЕГИСТРАЦИОННЫЙ № 48377-11

ДОКУМЕНТ НА ПОВЕРКУ

МП 48377-11

ИНТЕРВАЛ МЕЖДУ ПОВЕРКАМИ 4 года

Тип средств измерений утвержден приказом Федерального агентства по
техническому регулированию и метрологии от **06 декабря 2011 г. № 6360**

Описание типа средств измерений является обязательным приложением
к настоящему свидетельству.

Заместитель Руководителя
Федерального агентства

Е.Р.Петросян

"....." 2011 г.

Серия СИ

№ 002648

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (мощности) (АИИС КУЭ) ПС 500 кВ Красноармейская.

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (мощности) (АИИС КУЭ) ПС 500 кВ Красноармейская (далее по тексту - АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, потребленной за установленные интервалы времени, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, многоуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределённой функцией измерения.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-ый уровень включает в себя трансформаторы тока (далее – ТТ) по ГОСТ 7746-2011, трансформаторы напряжения (далее – ТН) по ГОСТ 1983-2001 и счетчики активной и реактивной электроэнергии по ГОСТ Р 52323-2005, в режиме измерений активной электроэнергии и по ГОСТ 26035-83 в режиме измерений реактивной электроэнергии, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных. Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблице 2.

2-ой уровень – измерительно-вычислительный комплекс АИИС КУЭ, включающий в себя устройство сбора и передачи данных RTU-325H (далее – УСПД), каналобразующую аппаратуру, устройство синхронизации системного времени НКУ МС-225 и программное обеспечение (далее – ПО).

3-ий уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя каналобразующую аппаратуру, сервер баз данных (БД) АИИС КУЭ, коммуникационный сервер, устройство синхронизации системного времени UCS Garmin 35, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ) и ПО.

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 поступает на входы УСПД, где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных на верхний уровень системы, а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам.

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 ИВК АИИС КУЭ с использованием протоколов передачи данных ТСР/IP.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), включающей в себя приемники сигналов точного времени от спутников глобальной системы позиционирования (GPS). Синхронизация времени на сервере БД происходит от УССВ Garmin 35, установленного в шкафу сервера в МЭС Волги. Сличение времени с цикличностью 1 час. Коррекция при расхождении времени сервера с временем УССВ – ± 500 мс. Синхронизация времени на коммуникационном сервере происходит от сервера БД. Сличение времени с цикличностью 1 час. Коррекция при расхождении времени сервера с временем сервера БД – ± 1 с. Синхронизация времени на УСПД RTU-325H происходит от УССВ МС-225, устанавливаемого в помещении ОПУ ПС Красноармейская. Сличение времени с цикличностью 1 час. Коррекция при расхождении времени УСПД с временем УССВ – ± 500 мс. Сличение времени счетчиков с временем УСПД происходит при каждом обращении к счетчику, но не реже 1 раза в 30 минут. Корректировка времени осуществляется при расхождении счетчиков с временем УСПД ± 1 с. Погрешность системного времени не превышает ± 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 предшествующий корректировке.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ ПС 500 кВ Красноармейская используется программное обеспечение (далее – ПО) на базе «Альфа Центр», которое функционирует на нескольких уровнях:

- программное обеспечение счетчика;
- программное обеспечение УСПД;
- программное обеспечение АРМ;
- программное обеспечение сервера БД.

ПО предназначено для автоматического сбора, обработки и хранения данных, получаемых со счетчиков электроэнергии и УСПД, 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.

Таблица 1 - Идентификационные данные ПО

Наименование программного обеспечения	Идентификационное наименование программного обеспечения	Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения
Программное обеспечение АЛЬФА ЦЕНТР однопользовательская версия АС_РЕ-20 (до 20 счетчиков)	ПО «Альфа Центр»	v.11.04.01	-	-

Таблица 2 - Метрологические значимые модули ПО

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	v.11.04.01	582b756b2098a6dabbе52eae57e3e239	MD5
	драйвер ручного опроса счетчиков и УСПД	amrc.exe		b3bf6e3e5100c068b9647d2f9bfde8dd	
	драйвер автоматического опроса счетчиков и УСПД	amra.exe		764bbe1ed87851a0154dba8844f3bb6b	
	драйвер работы с БД	cdbora2.dll		7dfc3b73d1d1f209cc4727c965a92f3b	
	библиотека шифрования пароля счетчиков	encryptdll.dll		0939ce05295fbcbbba400eeae8d0572c	
	библиотека сообщений планировщика опросов	alphamess.dll		b8c331abb5e34444170eee9317d635cd	

Комплексы измерительно-вычислительные для учета электрической энергии «Альфа-Центр», в состав которых входит ПО «Альфа Центр», внесены в Госреестр СИ РФ № 44595-10;

Предел допускаемой дополнительной абсолютной погрешности ИВК «Альфа-Центр», 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 «Альфа-Центр»;

Оценка влияния ПО на метрологические характеристики СИ – метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 3, нормированы с учетом ПО.

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

Метрологические и технические характеристики

Таблица 3 - Состав измерительных каналов АИИС КУЭ

Но- мер точки изме- рений	Наимено- вание точки из- мерений	Состав измерительного канала				Вид электро энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД		Основ- ная по- греш- ность, %	Погреш- ность в рабочих услови- ях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	ВЛ 500 кВ Бала- ковская АЭС (2 цепь) W5C	IOSK 550 Кл. т. 0,2S 2000/1 Зав. № 2091673 Зав. № 2091670 Зав. № 2091674	НАМИ-500 УХЛ1 Кл. т. 0,2 500000:√3/1 00:√3 Зав. № 81 Зав. № 82 Зав. № 75	A1802RAL XQV- P4GB-DW4 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 01209137	RTU- 325H Зав.№ 00552 0	Актив- ная Реак- тивная	±0,6 ±1,2	±1,5 ±2,8
2	ВЛ 500 кВ Куйбы- шевская (2 цепь) W2C	IOSK 550 Кл. т. 0,2S 2000/1 Зав. № 2091672 Зав. № 2091675 Зав. № 2091698	НАМИ-500 УХЛ1 Кл. т. 0,2 500000:√3/1 00:√3 Зав. № 78 Зав. № 79 Зав. № 80	A1802RAL XQV- P4GB-DW4 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 01209133		Актив- ная Реак- тивная	±0,6 ±1,2	±1,5 ±2,8
3	Ввод 500 кВ АТ-1	IOSK 550 Кл. т. 0,2S 2000/1 Зав. № 2091667 Зав. № 2091669 Зав. № 2091671	НАМИ-500 УХЛ1 Кл. т. 0,2 500000:√3/1 00:√3 Зав. № 81 Зав. № 82 Зав. № 75 TEMP 550 Кл. т. 0,2 500000:√3/1 00:√3 Зав. № T09096503 Зав. № T09096506 Зав. № T09096509	A1802RAL XQV- P4GB-DW4 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 01209131		Актив- ная Реак- тивная	±0,6 ±1,2	±1,5 ±2,8

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6	7	8	9
4	ВЛ 220 кВ Новокуйбышевская W1E	IOSK 245 Кл. т. 0,2S 2000/1 Зав. № 2091697 Зав. № 2091699 Зав. № 2091694	НАМИ-220 УХЛ1 Кл. т. 0,2 220000:√3/1 00:√3 Зав. № 1495 Зав. № 1497 Зав. № 1492 НАМИ-220 УХЛ1 Кл. т. 0,2 220000:√3/1 00:√3 Зав. № 1496 Зав. № 1484 Зав. № 1489	A1802RAL XQV- P4GB-DW4 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 01209135	RTU- 325H Зав.№ 00552 0	Актив- ная Реак- тивная	±0,6 ±1,2	±1,5 ±2,8
5	ВЛ 220 кВ Орловская W2E	IOSK 245 Кл. т. 0,2S 2000/1 Зав. № 2091693 Зав. № 2091700 Зав. № 2091695	НАМИ-220 УХЛ1 Кл. т. 0,2 220000:√3/1 00:√3 Зав. № 1495 Зав. № 1497 Зав. № 1492 НАМИ-220 УХЛ1 Кл. т. 0,2 220000:√3/1 00:√3 Зав. № 1496 Зав. № 1484 Зав. № 1489	A1802RAL XQV- P4GB-DW4 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 01209129		Актив- ная Реак- тивная	±0,6 ±1,2	±1,5 ±2,8

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6	7	8	9
6	ВЛ 220 кВ Юж- ная W3E	IOSK 245 Кл. т. 0,2S 2000/1 Зав. № 2091701 Зав. № 2091696 Зав. № 2091691	НАМИ-220 УХЛ1 Кл. т. 0,2 220000:√3/1 00:√3 Зав. № 1495 Зав. № 1497 Зав. № 1492 НАМИ-220 УХЛ1 Кл. т. 0,2 220000:√3/1 00:√3 Зав. № 1496 Зав. № 1484 Зав. № 1489	A1802RAL XQV- P4GB-DW4 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 01209136	RTU- 325H Зав.№ 00552 0	Актив- ная Реак- тивная	±0,6 ±1,2	±1,5 ±2,8
7	ВЛ 220 кВ Го- ловная W4E	IOSK 245 Кл. т. 0,2S 2000/1 Зав. № 2091698 Зав. № 2091692 Зав. № 2091702	НАМИ-220 УХЛ1 Кл. т. 0,2 220000:√3/1 00:√3 Зав. № 1495 Зав. № 1497 Зав. № 1492 НАМИ-220 УХЛ1 Кл. т. 0,2 220000:√3/1 00:√3 Зав. № 1496 Зав. № 1484 Зав. № 1489	A1802RAL XQV- P4GB-DW4 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 01209134		Актив- ная Реак- тивная	±0,6 ±1,2	±1,5 ±2,8

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6	7	8	9
8	ШСВ-220 кВ	IOSK 245 Кл. т. 0,2S 3000/1 Зав. № 2091689 Зав. № 2091685 Зав. № 2091690	НАМИ-220 УХЛ1 Кл. т. 0,2 220000:√3/1 00:√3 Зав. № 1495 Зав. № 1497 Зав. № 1492 НАМИ-220 УХЛ1 Кл. т. 0,2 220000:√3/1 00:√3 Зав. № 1496 Зав. № 1484 Зав. № 1489	A1802RAL XQV- P4GB-DW4 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 01209132		Актив- ная Реак- тивная	±0,6 ±1,2	±1,5 ±2,8
9	Ввод 220 кВ АТ-1	IOSK 245 Кл. т. 0,2S 3000/1 Зав. № 2091687 Зав. № 2091688 Зав. № 2091686	НАМИ-220 УХЛ1 Кл. т. 0,2 220000:√3/1 00:√3 Зав. № 1495 Зав. № 1497 Зав. № 1492 НАМИ-220 УХЛ1 Кл. т. 0,2 220000:√3/1 00:√3 Зав. № 1496 Зав. № 1484 Зав. № 1489	A1802RAL XQV- P4GB-DW4 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 01209130	RTU- 325H Зав.№ 00552 0	Актив- ная Реак- тивная	±0,6 ±1,2	±1,5 ±2,8
10	Ввод 35 кВ TN1 (яч. 102)	TPU7 Кл. т. 0,2S 300/5 Зав. № 1VLT51090440 13 Зав. № 1VLT51090440 14 Зав. № 1VLT51090440 15	TJP7 Кл. т. 0,5 35000:√3/10 0:√3 Зав. № 1VLT52090 19142 Зав. № 1VLT52090 19143 Зав. № 1VLT52090 19144	A1802RAL XQV- P4GB-DW4 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 01214891		Актив- ная Реак- тивная	±0,8 ±1,8	±1,6 ±2,9

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6	7	8	9
11	Ввод 35 кВ TN3 (яч. 103)	ТПУ7 Кл. т. 0,2S 300/5 Зав. № 1VLT51090440 16 Зав. № 1VLT51090440 17 Зав. № 1VLT51090440 18	ТJP7 Кл. т. 0,5 35000:√3/10 0:√3 Зав. № 1VLT52090 19142 Зав. № 1VLT52090 19143 Зав. № 1VLT52090 19144	A1802RAL XQV- P4GB-DW4 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 01214890	RTU- 325H Зав.№ 00552 0	Актив- ная	±0,8	±1,6
						Реак- тивная	±1,8	±2,9
12	Ввод 35 кВ АТ-1 (яч. 104)	ТПУ 7 Кл. т. 0,2S 1250/5 Зав. № 1VLT51090440 19 Зав. № 1VLT51090440 20 Зав. № 1VLT51090440 21	ТJP7 Кл. т. 0,5 35000:√3/10 0:√3 Зав. № 1VLT52090 19142 Зав. № 1VLT52090 19143 Зав. № 1VLT52090 19144	A1802RAL XQV- P4GB-DW4 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 01214889		Актив- ная	±0,8	±1,6
						Реак- тивная	±1,8	±2,9
13	Ввод 0,4 кВ TN1 (яч. 102)	EASK Кл. т. 0,5S 1500/5 Зав. № 10/84607 Зав. № 10/84608 Зав. № 10/84609	-	A1805RAL XQV- P4GB-DW4 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 01214892		Актив- ная	±1,0	±3,3
					Реак- тивная	±2,4	±6,1	
14	Ввод 0,4 кВ TN2 (TR1) (от ПС Колдыбань ф. №2 10 кВ)	EASK Кл. т. 0,5S 1500/5 Зав. № 10/84613 Зав. № 10/84614 Зав. № 10/84615	-	A1805RAL XQV- P4GB-DW4 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 01214894	Актив- ная	±1,0	±3,3	
					Реак- тивная	±2,4	±6,1	
15	Ввод 0,4 кВ TN3 (яч. 103)	ТТИ-60 Кл. т. 0,5S 800/5 Зав. № 58150 Зав. № 58151 Зав. № 58152	-	A1805RAL XQV- P4GB-DW4 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 01214893	Актив- ная	±1,0	±3,3	
					Реак- тивная	±2,4	±6,1	

Примечания:

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

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

3. Нормальные условия эксплуатации:

- параметры сети: напряжение $(0,98 \div 1,02)$ Уном; ток $(1 \div 1,2)$ Ином, частота - $(50 \pm 0,15)$ Гц; $\cos\phi = 0,9$ инд.;
- температура окружающей среды: ТТ и ТН - от минус 40°C до $+50^\circ\text{C}$; счетчиков - от $+18^\circ\text{C}$ до $+25^\circ\text{C}$; УСПД - от $+10^\circ\text{C}$ до $+30^\circ\text{C}$; ИВК - от $+10^\circ\text{C}$ до $+30^\circ\text{C}$;
- магнитная индукция внешнего происхождения, не более $0,05$ мТл.

4. Рабочие условия эксплуатации:

- для ТТ и ТН:

- параметры сети: диапазон первичного напряжения - $(0,9 \div 1,1)$ Ун₁; диапазон силы первичного тока - $(0,01 \div 1,2)$ Ин₁; коэффициент мощности $\cos\phi(\sin\phi)$ $0,5 \div 1,0$ ($0,87 \div 0,5$); частота - $(50 \pm 0,4)$ Гц;

- температура окружающего воздуха - для счётчиков электроэнергии Альфа А1800 от минус 40°C до плюс 65°C ;

- для счетчиков электроэнергии Альфа А1800:

- параметры сети: диапазон вторичного напряжения - $(0,9 \div 1,1)$ Ун₂; диапазон силы вторичного тока - $(0,02 \div 1,2)$ Ин₂; коэффициент мощности $\cos\phi(\sin\phi)$ - $0,5 \div 1,0$ ($0,87 \div 0,5$); частота - $(50 \pm 0,4)$ Гц;

- температура окружающего воздуха - от 0°C до $+40^\circ\text{C}$;

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

5. Погрешность в рабочих условиях указана для $\cos\phi = 0,8$ инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от 0°C до $+40^\circ\text{C}$;

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 26035-83;

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 3. Замена оформляется актом в установленном порядке в филиале ОАО «ФСК ЕЭС» МЭС Волги . Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ измерительных компонентов:

- счетчик Альфа А1800 – среднее время наработки на отказ не менее 120000 часов, среднее время восстановления работоспособности 2 часа;

- УСПД – среднее время наработки на отказ не менее 55000 часов, среднее время восстановления работоспособности 1 час;

- сервер БД – среднее время наработки на отказ не менее 256000 часов, среднее время восстановления работоспособности 30 мин.

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания сервера и УСПД с помощью источника бесперебойного питания;

- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации–участники оптового рынка электроэнергии 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;

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - электросчётчика;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - УСПД;
 - сервера;

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

- электросчетчика;
- УСПД;
- сервера.

Возможность коррекции времени в:

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

Возможность сбора информации:

- о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

- измерений 30 мин (функция автоматизирована);
- сбора 30 мин (функция автоматизирована).

Глубина хранения информации:

- электросчетчик - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 100 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 (функция автоматизирована); сохранение информации при отключении питания – 3 года;
- ИВК - хранение результатов измерений, состояний средств измерений – не менее 3,5 лет (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учёта электроэнергии (мощности) (АИИС КУЭ) ПС 500 кВ Красноармейская типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ определяется проектной документацией на систему. В комплект поставки входит техническая документация на систему и на комплектующие средства измерений.

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 3.

Таблица 3 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Тип	Количество, шт.
Трансформатор тока	IOSK 550	9
Трансформатор тока	IOSK 245	18
Трансформатор тока	TPU7	9
Трансформатор тока	EASK	6
Трансформатор тока	ТТИ-60	3

Наименование	Тип	Количество, шт.
Трансформатор напряжения	НАМИ-500 УХЛ1	6
Трансформатор напряжения	ТЕМР 550	3
Трансформатор напряжения	НАМИ-220 УХЛ1	6
Трансформатор напряжения	ТЈР7	3
Счётчик электрической энергии	A1802RALXQV-P4GB-DW4	12
Счётчик электрической энергии	A1805RALXQV-P4GB-DW4	3
Контроллер УСПД	RTU-325H	1
Устройство синхронизации системного времени	НКУ Метроника МС-225	1
Сервер коммуникационный	HP ProLiant ML350	1
Сервер БД	HP ProLiant ML370	1
Устройство синхронизации системного времени	УСВ Garmin 35	1
Методика поверки	-	1
Формуляр	-	1
Руководство по эксплуатации	-	1

Поверка

осуществляется по документу МП 48377-11 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (мощности) (АИИС КУЭ) ПС 500 кВ Красноармейская. Измерительные каналы. Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФБУ «Курский ЦСМ» в августе 2011 г.

Средства поверки – по НД на измерительные компоненты:

- Трансформаторы тока – в соответствии с ГОСТ 8.217-2003 "ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки";
- Трансформаторы напряжения – в соответствии с ГОСТ 8.216-88 "ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки" и/или МИ 2925-2005 "Измерительные трансформаторы напряжения 35...330/ $\sqrt{3}$ кВ. Методика поверки на месте эксплуатации с помощью эталонного делителя", МИ 2982-2006 «Измерительные трансформаторы напряжения 500/ $\sqrt{3}$...750/ $\sqrt{3}$ кВ. Методика поверки на месте эксплуатации»;
- Альфа А1800 - по документу МП 2203-0042-2006 "Счётчики электрической энергии трёхфазные многофункциональные Альфа А;800. Методика поверки".
- УСПД RTU-325H – по документу "Комплексы аппаратно-программных средств для учета электроэнергии на основе УСПД серии RTU-325H. Методика поверки";
- Комплексы измерительно-вычислительные для учета электрической энергии "Альфа-Центр" - по документу "Комплексы измерительно-вычислительные для учета электрической энергии "Альфа-Центр". Методика поверки", ДЯ-ИМ.466453.06МП, утвержденной ГЦИ СИ ВНИИМС в 2005 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 с счетчиками системы и с ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-01.

Сведения о методиках (методах) измерений

Методика измерений изложена в документе «Руководство по эксплуатации системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (мощности) ПС 500 кВ Красноармейская».

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (мощности) (АИИС КУЭ) ПС 500 кВ Красноармейская

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

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

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

ГОСТ 7746–2001. Трансформаторы тока. Общие технические условия

ГОСТ 1983–2001. Трансформаторы напряжения. Общие технические условия.

ГОСТ Р 52323-2005 (МЭК 62053-22:2003). Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 22. Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S.

МИ 3000-2006 "Рекомендация. ГСИ. Системы автоматизированные информационно-измерительные коммерческого учета электрической энергии. Типовая методика поверки".

«Руководство по эксплуатации системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета ПС 500 кВ Красноармейская».

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

Осуществление торговли и товарообменных операций.

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Корпорация «ЭнергоСнабСтройСервис»

ООО «Корпорация «ЭССС»

Юридический адрес: 121500, г. Москва, Дорога МКАД 60 км, д. 40А, офис 204

Почтовый адрес: 600021, г. Владимир, ул. Мира, д. 4а, офис №3

Тел.: (4922) 34-67-26, 42-46-09, Факс: (4922) 42-44-93

E-mail: ess@esssp.vladinfo.ru www.ESSS.ru

Заявитель

Общество с ограниченной ответственностью «Техносоюз» ООО «Техносоюз»

Юридический адрес: 105122 г. Москва, Щелковское шоссе, д. 9

Почтовый адрес: 119270, г. Москва, Лужнецкая набережная, д.2/4, строение 37, 1 этаж

Тел.: (495) 639–91–50, Факс: (495) 639–91–52

E-mail: info@t-souz.ru www.t-souz.ru

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Курский Центр Стандартизации, Метрологии и Сертификации» (ФБУ «Курский ЦСМ»)

305029, г. Курск, Южный пер., д. 6а

тел./факс: (4712) 53–67–74, E-mail: kcsms@sovtest.ru

Аттестат аккредитации № 30048-08 действителен до 01 декабря 2011 года

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

Е.Р. Петросян