

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 330 кВ «Мончегорск»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 330 кВ «Мончегорск» (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Полученные данные и результаты измерений могут использоваться для оперативного управления энергопотреблением на ПС 330 кВ «Мончегорск» ОАО «ФСК ЕЭС».

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-ый уровень - включает в себя измерительные трансформаторы тока (далее по тексту – ТТ) по ГОСТ 7746-2001, измерительные трансформаторы напряжения (далее по тексту – ТН) по ГОСТ 1983-2001, счетчики активной и реактивной электроэнергии (далее по тексту – Сч или Счетчики) в части активной электроэнергии по ГОСТ 30206-94, ГОСТ Р 52323-2005 и в части реактивной электроэнергии по ГОСТ 26035-83, ГОСТ Р 52425-2005, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных;

2-ой уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя устройство сбора и передачи данных (УСПД) RTU-325 (Госреестр № 37288-08), коммутационное оборудование;

3-ий уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК). Этот уровень обеспечивает выполнение следующих функций:

- синхронизацию шкалы времени ИВК;
- сбор информации (результаты измерений, журнал событий);
- обработку данных и их архивирование;
- хранение информации в базе данных сервера филиала ОАО «Федеральная Сетевая Компания Единой Энергетической Системы» – МЭС Северо-Запада (филиала ОАО «ФСК ЕЭС» – МЭС Северо-Запада) не менее 3,5 лет;
- доступ к информации и ее передачу в организации-участники оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ).

ИВК включает в себя: сервер коммуникационный, сервер архивов и сервер баз данных; устройство синхронизации системного времени на базе приемника GPS; автоматизированные рабочие места (АРМ) на базе персонального компьютера (далее по тексту – ПК); каналообразующую аппаратуру; средства связи и передачи данных.

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по проводным линиям связи поступают на измерительные входы счетчиков электроэнергии. В счетчиках мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессорах счетчиков вычисляются соответствующие мгновенные значения активной, реактивной и полной мощности, которые усредняются за 0,02 с. Средняя за период реактивная мощность вычисляется по средним за период значениям активной и полной мощности.

Средняя активная (реактивная) электрическая мощность вычисляется как среднее значение вычисленных мгновенных значений мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на входы УСПД, где производится обработка измерительной информации (умножение на коэффициенты трансформации), сбор и хранение результатов измерений. Далее информация поступает на ИВК Центра сбора данных АИИС КУЭ.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ). Для синхронизации времени в системе в состав ИВК входит устройство синхронизации системного времени (УССВ) со встроенным GPS-приемником, обеспечивающем синхронизацию часов сервера, при превышении порога ± 1 с происходит коррекция часов сервера. Часы УСПД синхронизируются при каждом сеансе связи УСПД - сервер, коррекция проводится при расхождении часов УСПД и сервера на значение, превышающее ± 1 с. Часы счетчиков синхронизируются от часов УСПД с периодичностью 1 раз в 30 минут, коррекция часов счетчиков проводится при расхождении часов счетчика и УСПД более чем на ± 1 с. Взаимодействие между уровнями АИИС КУЭ осуществляется по протоколу NTP по оптоволоконной связи, задержками в линиях связи пренебрегаем ввиду малости значений. Поправка часов счетчиков согласно описанию типа $\pm 0,5$ с, а с учетом температурной составляющей – $\pm 1,5$ с.

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

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение (далее по тексту – ПО) «АльфаЦЕНТР». 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 АИИС КУЭ.

ПО обеспечивает защиту измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами.

Таблица 1 - Сведения о программном обеспечении

Идентификационное наименование ПО	Номер версии (идентификационный номер) ПО	Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	Идентификационное наименование файла ПО	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО
1	2	3	4	5
"АльфаЦЕНТР"	v. 11.07.01.01	e357189aea0466e98b0221dee68d1e12	amrserver.exe	MD5
		745dc940a67cfeb3a1b6f5e4b17ab436	amrc.exe	
		ed44f810b77a6782abdaa6789b8c90b9	amra.exe	
		0ad7e99fa26724e65102e215750c655a	cdbora2.dll	
		0939ce05295fbcbbba400eeae8d0572c	encryptdll.dll	
		b8c331abb5e34444170eee9317d635cd	alphamess.dll	

Предел допускаемой дополнительной абсолютной погрешности, получаемой за счет математической обработки измерительной информации, составляет 1 единицу младшего разряда измеренного (учтенного) значения.

Метрологические характеристики ИИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 3, нормированы с учетом ПО.

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений – уровень «С» по МИ 3286-2010.

Метрологические и технические характеристики

Состав 1-го и 2-го уровней ИИК АИИС КУЭ приведен в таблице 2.

Таблица 2 - Состав 1-го и 2-го уровней ИИК АИИС КУЭ

№ ИИК	Диспетчерское наименование точки учёта	Состав 1-го и 2-го уровней ИИК			
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счётчик электрической энергии	ИВКЭ (УСПД)
1	2	3	4	5	6
1	ПС 330 кВ «Мончегорск», ОРУ 35 кВ В-35 кВ АТ-3,4 (ЛК-53)	ТВ35-III кл.т 0,5 Ктт = 1000/5 Зав. № 11891-А; 11891-В; 11891-С Госреестр №19720-00	ЗНОМ-35-65 кл.т 0,5 Ктт = $(35000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Зав. № 997423; 997277; 997375 Госреестр № 912-70	ЕА05РАL-В-4 кл.т 0,5S/1,0 Зав. № 01117923 Госреестр № 16666-97	RTU-325L зав. № 001172 Госреестр № 37288-08
2	ПС 330 кВ «Мончегорск», ОРУ 35 кВ В-35 кВ АТ-1,2 (ЛК-54)	ТВ35-III кл.т 0,5 Ктт = 1000/5 Зав. № 11892А; 11892В; 11892С Госреестр №19720-00	ЗНОМ-35-65 кл.т 0,5 Ктт = $(35000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Зав. № 1158247; 1158030; 1158246 Госреестр № 912-70	ЕА05РАL-В-4 кл.т 0,5S/1,0 Зав. № 01117924 Госреестр № 16666-97	RTU-325L зав. № 001172 Госреестр № 37288-08
3	ПС 330 кВ «Мончегорск», КРУН 10 кВ яч. №1 КЛ 10 кВ Ф-1 КТП-1 ПРБ	ТВЛМ-10 кл.т 0,5 Ктт = 300/5 Зав. № 68907; 58924 Госреестр № 1856-63	НТМИ-10-66 кл.т 0,5 Ктт = 10000/100 Зав. № 265 Госреестр № 831-69	ЕА05РАL-В-4 кл.т 0,5S/1,0 Зав. № 01117922 Госреестр № 16666-97	RTU-325L зав. № 001172 Госреестр № 37288-08
4	ПС 330 кВ «Мончегорск», КРУН 10 кВ яч. №4 КЛ 10 кВ Ф-4 ПС-11А (ф-52)	ТВЛМ-10 кл.т 0,5 Ктт = 600/5 Зав. № 885; 428 Госреестр № 1856-63	НТМИ-10-66 кл.т 0,5 Ктт = 10000/100 Зав. № 265 Госреестр № 831-69	ЕА05РАL-В-4 кл.т 0,5S/1,0 Зав. № 01117925 Госреестр № 16666-97	RTU-325L зав. № 001172 Госреестр № 37288-08
5	ПС 330 кВ «Мончегорск», КРУН 10 кВ яч. №5 КЛ 10 кВ Ф-5 ПС-25А	ТВЛМ-10 кл.т 0,5 Ктт = 600/5 Зав. № 15338; 15527 Госреестр № 1856-63	НТМИ-10-66 кл.т 0,5 Ктт = 10000/100 Зав. № 265 Госреестр № 831-69	ЕА05РАL-В-4 кл.т 0,5S/1,0 Зав. № 01117928 Госреестр № 16666-97	RTU-325L зав. № 001172 Госреестр № 37288-08

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
6	ПС 330 кВ «Мончегорск», 2с-0,4 кВ СН, КЛ 0,4 кВ "Маслоаппарат"	ТК кл.т 0,5 Ктт = 100/5 Зав. № 10256; 72281; 18530 Госреестр № 1407-60	-	СА4У-И672М кл.т 2,0 Зав. № 145285 Госреестр № 1090-62	RTU-325L зав. № 001172 Госреестр № 37288- 08
7	ПС 330 кВ «Мончегорск», ВЛ 150 кВ Мончегорск - ПС-87 (Л-203)	ТФНД-220-1 кл.т 0,5 Ктт = 2000/5 Зав. № 111/5553; 112/5527; 113/5275 Госреестр № 3694-73	НКФ-220-58 У1 кл.т 0,5 Ктт = (150000/√3)/(100/√3) Зав. № 55928; 53931; 53861 Госреестр № 14626-95	ЕА05RAL-В-4 кл.т 0,5S/1,0 Зав. № 1117926 Госреестр № 16666-97	RTU-325L зав. № 001172 Госреестр № 37288- 08
8	ПС 330 кВ «Мончегорск», ОВ-150 ПС 150 кВ Мончегорск 87 (ПС-87)	ТФНД-1501 кл.т 0,5 Ктт = 1200/5 Зав. № 221; 222; 223 Госреестр № 5313-76	НКФ-220-58 У1 кл.т 0,5 Ктт = (150000/√3)/(100/√3) Зав. № 1150926; 1148350; 1148355 Госреестр № 14626-95	ЕА05RAL-В-4 кл.т 0,5S/1,0 Зав. № 1117952 Госреестр № 16666-97	RTU-325L зав. № 001172 Госреестр № 37288- 08
9	ПС 330 кВ «Мончегорск», ВЛ 150 кВ Мончегорск - ПС-11А (Л-204)	ТФНД-220-1 кл.т 0,5 Ктт = 2000/5 Зав. № 5270; 5484; 5486; 3043; 5483; 5267 Госреестр № 3694-73	НКФ-220-58 У1 кл.т 0,5 Ктт = (150000/√3)/(100/√3) Зав. № 1491118; 1491117; 1491115 Госреестр № 14626-95	ЕА05RAL-В-4 кл.т 0,5S/1,0 Зав. № 1117927 Госреестр № 16666-97	RTU-325L зав. № 001172 Госреестр № 37288- 08
10	ПС 330 кВ «Мончегорск», ОВ-150 ПС 150 кВ Мончегорск 11А (ПС-11А)	ТФНД-220-1 кл.т 0,5 Ктт = 1200/5 Зав. № 895; 896; 889 Госреестр № 3694-73	НКФ-220-58 У1 кл.т 1 Ктт = (150000/√3)/(100/√3) Зав. № 752048; 772122; 772118 Госреестр № 14626-95	ЕА05RAL-В-4 кл.т 0,5S/1,0 Зав. № 1117930 Госреестр № 16666-97	RTU-325L зав. № 001172 Госреестр № 37288- 08

Таблица 3 - Метрологические характеристики ИИК АИИС КУЭ

Номер ИИК	cosφ	Пределы допускаемой относительной погрешности ИИК при измерении активной электрической энергии в нормальных условиях эксплуатации АИИС КУЭ			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_5 \%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{1(2)} \leq I_{изм} < I_{5\%}$	$I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1 – 5, 7 – 9 (Сч. 0,5S; ТТ 0,5; ТН 0,5)	1,0	-	±1,8	±1,2	±1,0
	0,9	-	±2,4	±1,4	±1,2
	0,8	-	±2,9	±1,7	±1,3
	0,7	-	±3,6	±2,0	±1,6
	0,5	-	±5,5	±3,0	±2,3
6 (Сч. 2,0; ТТ 0,5)	1,0	-	±3,2	±2,3	±2,3
	0,9	-	±3,5	±2,4	±2,3
	0,8	-	±3,9	±2,6	±2,4
	0,7	-	±4,4	±2,8	±2,5
	0,5	-	±6,0	±3,4	±2,8
10 (Сч. 0,5S; ТТ 0,5; ТН 1,0)	1,0	-	±2,1	±1,5	±1,4
	0,9	-	±2,6	±1,8	±1,6
	0,8	-	±3,2	±2,1	±1,8
	0,7	-	±3,9	±2,5	±2,1
	0,5	-	±5,9	±3,7	±3,1

Продолжение таблицы 3

Номер ИИК	cosφ	Пределы допускаемой относительной погрешности ИИК при измерении реактивной электрической энергии в нормальных условиях эксплуатации АИИС КУЭ			
		$\delta_{1(2)\%}$	$\delta_5 \%$	$\delta_{20\%}$	$\delta_{100\%}$
		$I_{1(2)} \leq I_{изм} < I_{5\%}$	$I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1 – 5, 7 – 9 (Сч. 1,0; ТТ 0,5; ТН 0,5)	0,9	-	±6,6	±3,6	±2,7
	0,8	-	±4,6	±2,6	±2,1
	0,7	-	±3,7	±2,2	±1,8
	0,5	-	±2,9	±1,8	±1,5
10 (Сч. 1,0; ТТ 0,5; ТН 1,0)	0,9	-	±7,1	±4,4	±3,7
	0,8	-	±5,0	±3,1	±2,7
	0,7	-	±4,0	±2,6	±2,3
	0,5	-	±3,1	±2,1	±1,9
Номер ИИК	cosφ	Пределы допускаемой относительной погрешности ИИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ			
		$\delta_{1(2)\%}$	$\delta_5 \%$	$\delta_{20\%}$	$\delta_{100\%}$
		$I_{1(2)} \leq I_{изм} < I_{5\%}$	$I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1 – 5, 7 – 9 (Сч. 0,5S; ТТ 0,5; ТН 0,5)	1,0	-	±2,2	±1,7	±1,5
	0,9	-	±2,6	±1,8	±1,7
	0,8	-	±3,2	±2,1	±1,8
	0,7	-	±3,8	±2,4	±2,0
	0,5	-	±5,7	±3,3	±2,6
6 (Сч. 2,0; ТТ 0,5)	1,0	-	±6,6	±5,7	±5,6
	0,9	-	±7,2	±5,9	±5,9
	0,8	-	±7,8	±6,3	±6,2
	0,7	-	±8,5	±6,6	±6,5
	0,5	-	±10,2	±7,4	±7,2
10 (Сч. 0,5S; ТТ 0,5; ТН 1,0)	1,0	-	±2,4	±1,9	±1,8
	0,9	-	±2,9	±2,1	±2,0
	0,8	-	±3,4	±2,4	±2,2
	0,7	-	±4,1	±2,8	±2,5
	0,5	-	±6,1	±3,9	±3,4
Номер ИИК	cosφ	Пределы допускаемой относительной погрешности ИИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ			
		$\delta_{1(2)\%}$	$\delta_5 \%$	$\delta_{20\%}$	$\delta_{100\%}$
		$I_{1(2)} \leq I_{изм} < I_{5\%}$	$I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1 – 5, 7 – 9 (Сч. 1,0; ТТ 0,5; ТН 0,5)	0,9	-	±7,2	±4,0	±3,1
	0,8	-	±5,2	±3,1	±2,6
	0,7	-	±4,3	±2,7	±2,3
	0,5	-	±3,5	±2,3	±2,1
10 (Сч. 1,0; ТТ 0,5; ТН 1,0)	0,9	-	±7,6	±4,7	±4,0
	0,8	-	±5,5	±3,5	±3,1
	0,7	-	±4,6	±3,0	±2,7
	0,5	-	±3,7	±2,6	±2,4

Примечания:

1. Погрешность измерений $\delta_{1(2)\%P}$ и $\delta_{1(2)\%Q}$ для $\cos\varphi=1,0$ нормируется от $I_{1\%}$, а погрешность измерений $\delta_{1(2)\%P}$ и $\delta_{1(2)\%Q}$ для $\cos\varphi<1,0$ нормируется от $I_{2\%}$;
2. Характеристики погрешности ИИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (получасовой);
3. Нормальные условия эксплуатации :

Параметры сети:

- диапазон напряжения - от $0,99 \cdot U_n$ до $1,01 \cdot U_n$;
- диапазон силы тока - от $0,01 \cdot I_n$ до $1,2 \cdot I_n$;
- температура окружающего воздуха: ТТ и ТН - от минус 40 °С до 50 °С; счетчиков -от 18 °С до 25 °С; УСПД - от 10 °С до 30 °С; ИВК - от 10 °С до 30 °С;
- частота - $(50 \pm 0,15)$ Гц;
- магнитная индукция внешнего происхождения, не более 0,05 мТл.

4. Рабочие условия эксплуатации:

Для ТТ и ТН:

- параметры сети: диапазон первичного напряжения от $0,9 \cdot U_{n1}$ до $1,1 \cdot U_{n1}$; диапазон силы первичного тока - от $0,01 \cdot I_{n1}$ до $1,2 \cdot I_{n1}$; частота - $(50 \pm 0,4)$ Гц;
- температура окружающего воздуха - от минус 30 °С до 35 °С.

Для счетчиков электроэнергии:

- параметры сети: диапазон вторичного напряжения - от $0,9 \cdot U_{n2}$ до $1,1 \cdot U_{n2}$; диапазон силы вторичного тока - от $0,01 \cdot I_{n2}$ до $1,2 \cdot I_{n2}$; частота - $(50 \pm 0,4)$ Гц;
- температура окружающего воздуха - от 10 °С до 30 °С;
- магнитная индукция внешнего происхождения, не более - 0,5 мТл.

5. Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2.
6. Виды измеряемой электроэнергии для всех ИИК, перечисленных в таблице 2 – активная, реактивная.

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ измерительных 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;
- счетчики электроэнергии ЕвроАЛЬФА – среднее время наработки на отказ не менее 50000 часов;
- счетчики СА4У-И672М – среднее время наработки на отказ не менее 71000 часов,
- УСПД – среднее время наработки на отказ не менее 100000 часов.

Надежность системных решений:

- резервирование питания УСПД с помощью источника бесперебойного питания и устройства АВР;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться с помощью электронной почты и сотовой связи;
- в журналах событий счетчиков и УСПД фиксируются факты:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекция времени.

Защищенность применяемых компонентов:

- наличие механической защиты от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - счетчиков;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;

- испытательной коробки;
- УСПД.
- наличие защиты на программном уровне:
 - пароль на счетчиках;
 - пароль на УСПД;
 - пароли на сервере, предусматривающие разграничение прав доступа к измерительным данным для различных групп пользователей.

Возможность коррекции времени в:

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

Глубина хранения информации:

- электросчетчики – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях при отключении питания – до 5 лет;
- ИВК – суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу - не менее 35 суток; при отключении питания – не менее 3 лет.

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4

Таблица 4 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование СИ	Тип	Кол-во, шт.
1	2	3
1. ТТ	ТВ35-III	6
2. ТТ	ТВЛМ-10	6
3. ТТ	ТК	3
4. ТТ	ТФНД-220-1	15
5. ТТ	ТФНД-1501	3
6. ТН	ЗНОМ-35-65	6
7. ТН	НТМИ-10-66	1
8. ТН	НКФ-220-58 У1	12
9. Счетчик	ЕА05РАL-В-4	9
10. Счетчик	СА4У-И672М	1
11. УСПД	RTU-325L	1
12. Методика поверки	1744/500-2013	1
13. Паспорт – формуляр	АУВП.411711.ФСК.020.01.ПС-ФО	1

Поверка

осуществляется по документу МП 1744/500-2013 "Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 330 кВ «Мончегорск». Методика поверки", утвержденному ГЦИ СИ ФБУ "Ростест-Москва" 17.09.2013 г.

Перечень основных средств поверки:

- для трансформаторов тока – по ГОСТ 8.217-2003 "ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки";
- для трансформаторов напряжения – в соответствии с ГОСТ 8.216-2011 "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";
- для УСПД RTU-325 – по документу «Устройства сбора и передачи данных серии RTU -325 и RTU-325L. Методика поверки. ДЯИМ.466.453.005МП.», утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2008 г.;
- для счетчиков ЕвроАЛЬФА – по методике поверки, утвержденной ГЦИ СИ ФГУ «Ростест-Москва» в 2003г.;
- для счётчика СА4У-И672М – по методике поверки ГОСТ 8.259-2004 «ГСИ. Счетчики электрические индукционные активной и реактивной энергии. Методика поверки»;
- 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;
- средства измерений для проверки нагрузки на вторичные цепи ТТ и ТН и падения напряжения в линии связи между вторичной обмоткой ТН и счетчиком – по МИ 3000-2006.

Сведения о методиках (методах) измерений

Методика измерений приведена в документе: "Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 330 кВ «Мончегорск»

Свидетельство об аттестации методики измерений 01.00252/084-2013 от 18.09.2013 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 330 кВ «Мончегорск»

1. ГОСТ 22261-94 с изм. "Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия".
2. ГОСТ 34.601-90 "Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания".
3. ГОСТ Р 8.596-2002 "ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения".

4. ГОСТ 7746–2001 "Трансформаторы тока. Общие технические условия".
5. ГОСТ 1983–2001 "Трансформаторы напряжения. Общие технические условия".
6. 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".
7. ГОСТ Р 52425-2005 (МЭК 62053-23:2003) "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

- при осуществлении торговли и товарообменных операций.

Изготовитель

Открытое акционерное общество "Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы" (ОАО "ФСК ЕЭС")
Юридический адрес: 117630, г. Москва, ул. Академика Челомея, 5А
Тел.: +7 (495) 710-93-33
Факс: +7 (495) 710-96-55

Заявитель

Общество с ограниченной ответственностью "Инженерный центр "ЭНЕРГОАУДИТКОНТРОЛЬ" (ООО «ИЦ ЭАК»)
Юридический адрес: 123007, г. Москва, ул. 1-ая Магистральная, д. 17/1, стр. 4
Тел.: +7 (495) 620-08-38
Факс: +7 (495) 620-08-48

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в г. Москве» (ФБУ «Ростест-Москва»)
Адрес: 117418 г. Москва, Нахимовский проспект, 31
Тел.: +7 (495) 544-00-00
Аттестат аккредитации ГЦИ СИ ФБУ «Ростест-Москва» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30010-10 от 15.03.2010 года.

Заместитель
Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

Ф.В. Булыгин

М.п. "_____" 2013 г.