

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

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

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 330 кВ «Старорусская» (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 «Старорусская» 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 (ИБКЭ), включающий в себя устройство сбора и передачи данных (УСПД) RTU-325 (Госреестр № 37288-08), коммутационное оборудование;

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

- синхронизацию шкалы времени ИБК;
- 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).

ИБК 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	
		0939ce05295fbcbbb400eeae8d0572c	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 «Старорусская», ВЛ 110 кВ Старорусская - Русса, Л.Старорусская	ТФЗМ 110Б-IV У1 кл.т 0,2 Ктт = 1000/1 Зав. № 8683; 8590; 8684 Госреестр № 26422-04	НКФ110-83У1 кл.т 0,5 Ктт = (110000/√3)/(100/√3) Зав. № 61491; 61459; 61474 Госреестр № 1188-84	ЕА02РАL-Р3С-4 кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 01047609 Госреестр № 16666-97	RTU-325 зав. № 000650 Госреестр № 37288-08
2	ПС 330 кВ «Старорусская», ВЛ 110 кВ Старорусская - Шимск с отпайками на ПС Вороново, Солобко, Коростынь, Л.Шимская-1	ТФЗМ 110-IV У1 ТФЗМ 110Б-IV У1 ТФНД-110М кл.т 0,2 Ктт = 1000/1 Зав. № 8682; 8681; 8618 Свидетельства о поверке № 204764/446, 204765/446, 204766/446	НКФ110-83У1 кл.т 0,5 Ктт = (110000/√3)/(100/√3) Зав. № 61483; 61486; 61480 Госреестр № 1188-84	ЕА02РАL-Р3С-4 кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 01047612 Госреестр № 16666-97	RTU-325 зав. № 000650 Госреестр № 37288-08
3	ПС 330 кВ «Старорусская», ВЛ 110 кВ Старорусская - Медниково, Л.Медниковская	ТФЗМ 110Б-IV У1 кл.т 0,2 Ктт = 1000/1 Зав. № 8659; 8632; 8644 Госреестр № 26422-04	НКФ110-83У1 кл.т 0,5 Ктт = (110000/√3)/(100/√3) Зав. № 61483; 61486; 61480 Госреестр № 1188-84	ЕА02РАL-Р3С-4 кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 01050160 Госреестр № 16666-97	RTU-325 зав. № 000650 Госреестр № 37288-08
4	ПС 330 кВ «Старорусская», ВЛ 110 кВ Пола - Старорусская с отпайкой на ПС Парфино, Л.Парфинская-1	ТФЗМ 110Б-IV У1 кл.т 0,2 Ктт = 1000/1 Зав. № 8608; 8653; 8669 Госреестр № 26422-04	НКФ110-83У1 кл.т 0,5 Ктт = (110000/√3)/(100/√3) Зав. № 61491; 61459; 61474 Госреестр № 1188-84	ЕА02РАL-Р4В-4 кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 01100390 Госреестр № 16666-97	RTU-325 зав. № 000650 Госреестр № 37288-08
5	ПС 330 кВ «Старорусская», ВЛ 110 кВ Старорусская - Залучье, Л.Залучская-1	ТФЗМ 110Б-IV У1 кл.т 0,2 Ктт = 1000/1 Зав. № 8692; 8680; 8676 Госреестр № 26422-04	НКФ110-83У1 кл.т 0,5 Ктт = (110000/√3)/(100/√3) Зав. № 61491; 61459; 61474 Госреестр № 1188-84	ЕА02РАL-Р4В-4 кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 01100392 Госреестр № 16666-97	RTU-325 зав. № 000650 Госреестр № 37288-08

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
6	ПС 330 кВ «Старорусская», ОРУ 110 кВ ОВ-110 кВ	ТФЗМ 110Б-IV У1 кл.т 0,2 Ктт = 1000/1 Зав. № 8679; 8633; 8642 Госреестр № 26422-04	НКФ110-83У1 кл.т 0,5 Ктт = (110000/v3)/(100/v3) Зав. № 61483; 61486; 61480 Госреестр № 1188-84	EA02RAL-P3C-4 кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 01050158 Госреестр № 16666-97	RTU-325 зав. № 000650 Госреестр № 37288-08
7	ПС 330 кВ «Старорусская», ЗРУ 10 кВ ТСН-4 0,4 кВ	ТШ-0,66 кл.т 0,5 Ктт = 1500/5 Зав. № 29803; 73882; 45279 Госреестр № 22657-02	-	EA02RAL-P4B-4 кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 01126580 Госреестр № 16666-97	RTU-325 зав. № 000650 Госреестр № 37288-08
8	ПС 330 кВ «Старорусская», ЗРУ 10 кВ ТСН-1 0,4 кВ	Т-0,66 кл.т 0,5 Ктт = 1500/5 Зав. № 46610; 86451; 86450 Госреестр № 22656-02	-	EA02RAL-P4B-4 кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 01126672 Госреестр № 16666-97	RTU-325 зав. № 000650 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 – 3, 6 (Сч. 0,2S; ТТ 0,2; ТН 0,5)	1,0	-	±1,1	±0,8	±0,7
	0,9	-	±1,2	±0,9	±0,8
	0,8	-	±1,4	±1,0	±0,9
	0,7	-	±1,6	±1,1	±1,0
	0,5	-	±2,3	±1,6	±1,4
4 – 5 (Сч. 0,5S; ТТ 0,2; ТН 0,5)	1,0	-	±1,2	±0,9	±0,9
	0,9	-	±1,3	±1,0	±0,9
	0,8	-	±1,5	±1,1	±1,0
	0,7	-	±1,8	±1,3	±1,2
	0,5	-	±2,5	±1,7	±1,5
7 (Сч. 0,5S; ТТ 0,5)	1,0	-	±1,7	±1,0	±0,8
	0,9	-	±2,3	±1,2	±0,9
	0,8	-	±2,8	±1,5	±1,1
	0,7	-	±3,5	±1,8	±1,3
	0,5	-	±5,4	±2,7	±1,9
8 (Сч. 0,2S; ТТ 0,5)	1,0	-	±1,7	±0,9	±0,6
	0,9	-	±2,2	±1,1	±0,8
	0,8	-	±2,7	±1,4	±0,9
	0,7	-	±3,4	±1,7	±1,2
	0,5	-	±5,3	±2,6	±1,8

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 – 3, 6 (Сч. 0,5; ТТ 0,2; ТН 0,5)	0,9	-	±2,8	±1,9	±1,7
	0,8	-	±2,0	±1,4	±1,3
	0,7	-	±1,7	±1,2	±1,1
	0,5	-	±1,4	±1,0	±0,9
4 – 5 (Сч. 1,0; ТТ 0,2; ТН 0,5)	0,9	-	±3,3	±2,2	±2,0
	0,8	-	±2,5	±1,7	±1,6
	0,7	-	±2,2	±1,6	±1,5
	0,5	-	±1,9	±1,4	±1,3
7 (Сч. 1,0; ТТ 0,5)	0,9	-	±6,5	±3,3	±2,3
	0,8	-	±4,5	±2,4	±1,8
	0,7	-	±3,6	±2,0	±1,5
	0,5	-	±2,8	±1,6	±1,3
8 (Сч. 0,5; ТТ 0,5)	0,9	-	±6,2	±3,1	±2,1
	0,8	-	±4,3	±2,2	±1,5
	0,7	-	±3,4	±1,7	±1,2
	0,5	-	±2,5	±1,3	±1,0
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 – 3, 6 (Сч. 0,2S; ТТ 0,2; ТН 0,5)	1,0	-	±1,2	±1,0	±0,9
	0,9	-	±1,3	±1,0	±1,0
	0,8	-	±1,5	±1,1	±1,1
	0,7	-	±1,7	±1,3	±1,2
	0,5	-	±2,4	±1,7	±1,6
4 – 5 (Сч. 0,5S; ТТ 0,2; ТН 0,5)	1,0	-	±1,7	±1,5	±1,5
	0,9	-	±1,8	±1,6	±1,5
	0,8	-	±2,0	±1,6	±1,6
	0,7	-	±2,2	±1,8	±1,7
	0,5	-	±2,9	±2,1	±2,0
7 (Сч. 0,5S; ТТ 0,5)	1,0	-	±2,1	±1,5	±1,4
	0,9	-	±2,6	±1,7	±1,5
	0,8	-	±3,1	±1,9	±1,6
	0,7	-	±3,7	±2,2	±1,8
	0,5	-	±5,6	±3,0	±2,3
8 (Сч. 0,2S; ТТ 0,5)	1,0	-	±1,8	±1,0	±0,8
	0,9	-	±2,2	±1,2	±1,0
	0,8	-	±2,8	±1,5	±1,1
	0,7	-	±3,4	±1,8	±1,3
	0,5	-	±5,3	±2,7	±1,9

Продолжение таблицы 3

Номер ИИК	$\cos\varphi$	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 – 3, 6 (Сч. 0,5; ТТ 0,2; ТН 0,5)	0,9	-	$\pm 3,1$	$\pm 2,1$	$\pm 1,9$
	0,8	-	$\pm 2,3$	$\pm 1,6$	$\pm 1,5$
	0,7	-	$\pm 2,0$	$\pm 1,4$	$\pm 1,3$
	0,5	-	$\pm 1,8$	$\pm 1,3$	$\pm 1,2$
4 – 5 (Сч. 1,0; ТТ 0,2; ТН 0,5)	0,9	-	$\pm 4,3$	$\pm 2,8$	$\pm 2,5$
	0,8	-	$\pm 3,5$	$\pm 2,4$	$\pm 2,2$
	0,7	-	$\pm 3,1$	$\pm 2,2$	$\pm 2,1$
	0,5	-	$\pm 2,8$	$\pm 2,1$	$\pm 2,0$
7 (Сч. 1,0; ТТ 0,5)	0,9	-	$\pm 7,0$	$\pm 3,7$	$\pm 2,8$
	0,8	-	$\pm 5,1$	$\pm 2,9$	$\pm 2,3$
	0,7	-	$\pm 4,3$	$\pm 2,5$	$\pm 2,2$
	0,5	-	$\pm 3,5$	$\pm 2,2$	$\pm 2,0$
8 (Сч. 0,5; ТТ 0,5)	0,9	-	$\pm 6,4$	$\pm 3,2$	$\pm 2,3$
	0,8	-	$\pm 4,4$	$\pm 2,3$	$\pm 1,7$
	0,7	-	$\pm 3,5$	$\pm 1,9$	$\pm 1,4$
	0,5	-	$\pm 2,7$	$\pm 1,5$	$\pm 1,2$

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°C до 50°C ; счетчиков -от 18°C до 25°C ; УСПД - от 10°C до 30°C ; ИВК - от 10°C до 30°C ;
- 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°C до 35°C .

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°C до 30°C ;
- 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;
- 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	ТФЗМ 110Б	17
2. ТТ	ТФНД-110М	1
3. ТТ	ТШ-0,66	3
4. ТТ	Т-0,66	3
5. ТН	НКФ-110-83	6
6. Счетчик	ЕА02РАL-Р3С-4	4
7. Счетчик	ЕА02РАL-Р4В-4	4
8. УСПД	RTU-325	1
9. Методика поверки	1749/500-2013	1
10. Паспорт – формуляр	АУВП.411711.ФСК.020.09.ПС-ФО	1

Поверка

осуществляется по документу МП 1749/500-2013 "Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 330 кВ «Старорусская». 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/√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.;
- 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 «Старорусская»

Свидетельство об аттестации методики измерений 01.00252/078-2013 от 17.09.2013 г.

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

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.