

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

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

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 330 кВ «Армавир» (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 «Армавир» ПАО «ФСК ЕЭС».

Описание средства измерений

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

Измерительные каналы (далее по тексту - ИК) АИИС КУЭ включают в себя следующие уровни:

Первый уровень - включает в себя измерительные трансформаторы тока (далее по тексту – ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (далее по тексту – ТН), счетчики активной и реактивной электроэнергии (далее по тексту – Счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных;

Второй уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя устройство сбора и передачи данных (УСПД), систему обеспечения единого времени (СОЕВ), технические средства приема-передачи данных, каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы, коммутационное оборудование;

Третий 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 Центра сбора и обработки данных (далее по тексту – ЦСОД) ПАО «ФСК ЕЭС» 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; 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 сбор и хранение результатов измерений. Далее информация поступает на ИВК Центра сбора данных АИИС КУЭ.

УСПД автоматически проводит сбор результатов измерений и состояния средств измерений со счетчиков электрической энергии (один раз в 30 минут) по проводным линиям связи (интерфейс RS-485).

Коммуникационный сервер опроса ИВК АИИС КУЭ единой национальной (общероссийской) электрической сети (далее по тексту – ЕНЭС) «Метроскоп» автоматически опрашивает УСПД ИВКЭ. Опрос УСПД выполняется с помощью выделенного канала (основной канал связи). При отказе основного канала связи опрос УСПД выполняется по резервному каналу связи.

По окончании опроса коммуникационный сервер автоматически производит обработку измерительной информации (умножение на коэффициенты трансформации) и передает полученные данные в базу данных (БД) сервера ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС «Метроскоп». В сервере БД ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС «Метроскоп» информация о результатах измерений приращений потребленной электрической энергии автоматически формируется в архивы и сохраняется на глубину не менее 3,5 лет по каждому параметру. Сформированные архивные файлы автоматически сохраняются на «жестком» диске.

Один раз в сутки коммуникационный сервер ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС «Метроскоп» автоматически формирует файл отчета с результатами измерений, в формате XML, и автоматически передает его в интегрированную автоматизированную систему управления коммерческим учетом (ИАСУ КУ) ОАО «АТС» и в ОАО «СО ЕЭС».

Каналы связи не вносят дополнительных погрешностей в измеренные значения энергии и мощности, которые передаются от счетчиков в ИВК, поскольку используется цифровой метод передачи данных.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ). Для синхронизации шкалы времени в системе в состав ИВК входит устройство синхронизации системного времени (УССВ). Устройство синхронизации системного времени обеспечивает автоматическую синхронизацию часов сервера, при превышении порога ± 1 с происходит коррекция часов сервера. Синхронизация часов УСПД выполняется автоматически с помощью приемника точного времени, принимающего сигналы точного времени от навигационной спутниковой системы GPS, коррекция проводится при расхождении часов УСПД и приемника точного времени 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 ± 2 с. Взаимодействие между уровнями АИИС КУЭ осуществляется по оптоволоконной связи или по сети Ethernet, задержками в линиях связи пренебрегаем ввиду малости значений.

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

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется специализированное программное обеспечение Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии ЕНЭС «Метроскоп» (далее по тексту – СПО АИИС КУЭ ЕНЭС «Метроскоп»). СПО АИИС КУЭ ЕНЭС «Метроскоп» используется при коммерческом учете электрической энергии и обеспечивает обработку, организацию учета и хранения результатов измерения, а также их отображение, распечатку с помощью принтера и передачу в форматах, предусмотренных регламентом оптового рынка электроэнергии.

Идентификационные данные СПО АИИС КУЭ ЕНЭС «Метроскоп», установленного в ИВК, указаны в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
1	2
Идентификационное наименование ПО	СПО ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС «Метроскоп»
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.00
Цифровой идентификатор ПО	D233ED6393702747769A45DE8E67B57E
Другие идентификационные данные, если имеются	-

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

СПО ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС «Метроскоп» не влияет на метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 3.

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «высокий» согласно Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

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

Метрологические характеристики АИИС КУЭ приведены в таблице 3.

Таблица 2 – Состав 1-го и 2-го уровней ИК АИИС КУЭ

№ ИК	Диспетчерское наименование точки учёта	Состав 1-го и 2-го уровней ИК			
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счётчик электрической энергии	ИВКЭ (УСПД)
1	2	3	4	5	6
1	ВЛ-110 кВ Армавир - Шовгеновская	ТФЗМ 110Б-III УЗ кл.т 0,5 Ктт = 750/1 Зав. № 402; 401 Госреестр № 26421-04 ТФНД-110-МП кл.т 0,5 Ктт = 750/1 Зав. № 61 Св.№ СП 0505023	НКФ110-83 У1 кл.т 0,5 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Зав. № 42129; 41615; 42117 Госреестр № 1188-84	A1R-4-AL-C29-T кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 01003546 Госреестр № 14555-95	RTU-325 зав. № 000565 Госреестр № 37288-08
2	ВЛ 110кВ Армавир- Андрее- Дмитриевская	ТФНД-110МП кл.т 0,5 Ктт = 750/1 Зав. № 302; 290; 298 Св.№ СП 0502702; СП 0502703; СП 0502704	НКФ110-83 У1 кл.т 0,5 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Зав. № 439; 466; 455 Госреестр № 1188-84	A1R-4-AL-C29-T кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 01003542 Госреестр № 14555-95	RTU-325 зав. № 000565 Госреестр № 37288-08

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
3	ВЛ-110 кВ Армавир - Кубанская тяговая	ТФНД-110МП кл.т 0,5 К _{ТТ} = 750/1 Зав. № 59; 54; 780 Св.№ СП 0504792; СП 0504793; СП 0504794	НКФ110-83 У1 кл.т 0,5 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) Зав. № 42129; 41615; 42117 Госреестр № 1188-84	A1R-4-AL-C29-T кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 01010330 Госреестр № 14555-95	RTU-325 зав. № 000565 Госреестр № 37288-08
4	ВЛ-110 кВ Армавир - Связная с отпайкой на ПС 110 кВ "Восток"	TG 145 кл.т 0,5S К _{ТТ} = 750/1 Зав. № 04640; 04639; 04630 Госреестр № 15651-06	НКФ110-83 У1 кл.т 0,5 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) Зав. № 439; 466; 455 Госреестр № 1188-84	A1R-4-AL-C29-T кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 01003550 Госреестр № 14555-95	RTU-325 зав. № 000565 Госреестр № 37288-08
5	ВЛ-110 кВ Армавир - Армавирская ТЭЦ - I цепь	ТФНД-110МП кл.т 0,5 К _{ТТ} = 750/1 Зав. № 68; 56; 28 Св.№ СП 0503088; СП 0503089; СП 0503090	НКФ110-83 У1 кл.т 0,5 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) Зав. № 42129; 41615; 42117 Госреестр № 1188-84	A1R-4-AL-C29-T кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 01003200 Госреестр № 14555-95	RTU-325 зав. № 000565 Госреестр № 37288-08
6	ВЛ-110 кВ Армавир - Армавирская ТЭЦ - II цепь	ТФНД-110МП кл.т 0,5 К _{ТТ} = 750/1 Зав. № 60; 55; 890 Св. № 07.003199.14; 07.003200.14; 07.003201.14	НКФ110-83 У1 кл.т 0,5 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) Зав. № 439; 466; 455 Госреестр № 1188-84	A1R-4-AL-C29-T кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 0110538 Госреестр № 14555-95	RTU-325 зав. № 000565 Госреестр № 37288-08
7	ВЛ 110 кВ Армавир- КНИИТИМ	ТФНД-110МП кл.т 0,5 К _{ТТ} = 750/1 Зав. № 1441; 1407; 2279 Св. № 07.002955.14; 07.002956.14; 07.002957.14	НКФ110-83 У1 кл.т 0,5 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) Зав. № 439; 466; 455 Госреестр № 1188-84	A1R-4-AL-C29-T кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 01003460 Госреестр № 14555-95	RTU-325 зав. № 000565 Госреестр № 37288-08
8	ВЛ-110 кВ Армавир - Советская с отпайкой на ПС 110 кВ "Восток"	ТФНД-110МП кл.т 0,5 К _{ТТ} = 750/1 Зав. № 300; 7264; 299 Св. № 07.003145.14; 07.003146.14; 07.003147.14;	НКФ110-83 У1 кл.т 0,5 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) Зав. № 42129; 41615; 42117 Госреестр № 1188-84	A1R-4-AL-C29-T кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 01003548 Госреестр № 14555-95	RTU-325 зав. № 000565 Госреестр № 37288-08

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
9	ВЛ 110 кВ Армавир-3ТВС	ТФНД-110МП кл.т 0,5 К _{ТТ} = 750/1 Зав. № 63; 2262; 880 Св. № СП 050525; СП 050526; СП 050527	НКФ110-83 У1 кл.т 0,5 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) Зав. № 439; 466; 455 Госреестр № 1188-84	A1R-4-AL-C29-T кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 01003457 Госреестр № 14555-95	RTU-325 зав. № 000565 Госреестр № 37288-08
10	ОВВ-110 кВ	ТФЗМ 110Б-ПУ1 кл.т 0,5 К _{ТТ} = 1000/1 Зав. № 9447; 9508 Госреестр № 2793-88	НКФ110-83 У1 кл.т 0,5 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) Зав. № 42129; 41615; 42117 Госреестр № 1188-84	A1R-4-AL-C29-T кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 01010316 Госреестр № 14555-95	RTU-325 зав. № 000565 Госреестр № 37288-08
11	ВЛ 330 кВ Невинномысская ГРЭС - Армавир	ТФУМ 330А-У1 кл.т 0,5 К _{ТТ} = 2000/1 Зав. № 3143; 3095; 3134; 3146; 2637; 2831 Госреестр № 26447-08	НКФ-330 кл.т 1 К _{ТН} = (330000/√3)/(100/√3) Зав. № 1019933; 1015799; 1015791 Госреестр № 1443-61	A1R-4-AL-C29-T кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 01003202 Госреестр № 14555-95	RTU-325 зав. № 000565 Госреестр № 37288-08
12	ВЛ 330 кВ Ставропольская ГРЭС – Армавир I цепь (Л-330-14)	ТФУМ 330А-У1 кл.т 0,5 К _{ТТ} = 2000/1 Зав. № 3067; 3063; 3068 Госреестр № 26447-08 ТФРМ 330Б-У1 кл.т 0,5 К _{ТТ} = 2000/1 Зав. № 3892; 3909; 3917 Госреестр № 26444-08	НКФ-330-73 кл.т 1 К _{ТН} = (330000/√3)/(100/√3) Зав. № 1034085 Госреестр № 1443-03 НКФ-М-330 I У1 кл.т 0,5 К _{ТН} = (330000/√3)/(100/√3) Зав. № 4393; 4396 Госреестр № 26454-08	A1R-4-AL-C29-T кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 01003207 Госреестр № 14555-95	RTU-325 зав. № 000565 Госреестр № 37288-08

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
13	ВЛ 330 кВ Ставропольская ГРЭС – Армавир II цепь (Л-330-15)	ТФМ-330-II-УХЛ1 кл.т 0,5 КТТ = 2000/1 Зав. № 771593; 771594; 771592 Госреестр № 22741-02 ТФУМ 330А-У1 кл.т 0,5 КТТ = 2000/1 Зав. № 3142; 3145; 3148 Госреестр № 26447-08	НКФ-330 кл.т 1 КТН = (330000/√3)/(100/√3) Зав. № 1044218; 2896; 1019352 Госреестр № 1443-03	A1R-4-AL-C29-T кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 01003206 Госреестр № 14555-95	RTU-325 зав. № 000565 Госреестр № 37288-08

Таблица 3 - Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	cosφ	Пределы допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ (d), %			
		d _{1(2)%} ,	d _{5 %} ,	d _{20 %} ,	d _{100 %} ,
		I _{1(2)%} £ I _{изм} < I _{5 %}	I _{5 %} £ I _{изм} < I _{20 %}	I _{20 %} £ I _{изм} < I _{100%}	I _{100 %} £ I _{изм} £ I _{120%}
1	2	3	4	5	6
1 – 3, 5 – 10 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5; ТН 0,5)	1,0	-	±1,9	±1,2	±1,0
	0,9	-	±2,4	±1,4	±1,2
	0,8	-	±2,9	±1,7	±1,4
	0,7	-	±3,6	±2,0	±1,6
	0,5	-	±5,5	±3,0	±2,3
4 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	1,0	±1,9	±1,2	±1,0	±1,0
	0,9	±2,1	±1,4	±1,2	±1,2
	0,8	±2,6	±1,7	±1,4	±1,4
	0,7	±3,2	±2,0	±1,6	±1,6
	0,5	±4,8	±3,0	±2,3	±2,3
11 – 13 (Счетчик 0,2S; 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	±1,9
	0,7	-	±3,8	±2,5	±2,2
	0,5	-	±5,9	±3,7	±3,1

Продолжение таблицы 3

Номер ИК	cosφ	Пределы допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ (d), %			
		$d_{1(2)\%}$	$d_5\%$	$d_{20\%}$	$d_{100\%}$
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} < I_{120\%}$
1	2	3	4	5	6
1 – 3, 5 – 10 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,5)	0,9	-	±6,5	±3,6	±2,7
	0,8	-	±4,5	±2,5	±1,9
	0,7	-	±3,6	±2,1	±1,6
	0,5	-	±2,7	±1,6	±1,4
4 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,9	±6,3	±3,8	±2,7	±2,7
	0,8	±4,5	±2,7	±2,0	±1,9
	0,7	±3,7	±2,3	±1,7	±1,6
	0,5	±2,9	±1,8	±1,4	±1,4
11 – 13 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5; ТН 1,0)	0,9	-	±7,0	±4,3	±3,6
	0,8	-	±4,9	±3,1	±2,6
	0,7	-	±3,9	±2,5	±2,2
	0,5	-	±3,0	±2,0	±1,8

Примечания:

1 Погрешность измерений $d_{1(2)\%P}$ и $d_{1(2)\%Q}$ для $\cos j = 1,0$ нормируется от $I_1\%$, а погрешность измерений $d_{1(2)\%P}$ и $d_{1(2)\%Q}$ для $\cos j < 1,0$ нормируется от $I_2\%$;

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

3 В качестве характеристик погрешности ИК установлены пределы допускаемой относительной погрешности ИК при доверительной вероятности, равной 0,95;

4 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 до 50 °С; счетчиков - от 18 до 25 °С; УСПД - от 10 до 30 °С; ИВК - от 10 до 30 °С;
- частота - $(50 \pm 0,15)$ Гц.

5 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 40 до 50 °С.

Для счетчиков электроэнергии:

- параметры сети: диапазон вторичного напряжения - от $0,8 \cdot U_{n2}$ до $1,15 \cdot U_{n2}$; диапазон силы вторичного тока - от $0,01 \cdot I_{n2}$ до $2 \cdot I_{n2}$;
- частота - $(50 \pm 0,4)$ Гц;
- температура окружающего воздуха - от 10 до 30 °С.

6 Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2.

7 Виды измеряемой электроэнергии для всех ИК, 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 «АЛЬФА» – среднее время наработки на отказ не менее 80000 часов;

- УСПД – среднее время наработки на отказ не менее 100 000 часов, среднее время восстановления работоспособности 1 час.

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 шкалы времени.

Защищенность применяемых компонентов:

- наличие механической защиты от несанкционированного доступа и пломбирование:

- счетчиков электроэнергии;

- промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;

- испытательной коробки;

- УСПД.

- наличие защиты на программном уровне:

- пароль на счетчиках электроэнергии;

- пароль на УСПД;

- пароли на сервере, предусматривающие разграничение прав доступа к измерительным данным для различных групп пользователей.

Возможность коррекции шкалы времени в:

- счетчиках электроэнергии (функция автоматизирована);

- УСПД (функция автоматизирована).

Глубина хранения информации:

- электросчетчики – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 35 суток; при отключении питания – не менее 5 лет;

- ИВКЭ – 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 5 лет.

- ИВК – суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу - не менее 3,5 лет.

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист Паспорта-формуляра АИИС КУЭ типографским способом.

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	Тип	Кол-во, шт.
1	2	3
Трансформатор тока	ТФЗМ 110Б-III УЗ	2
Трансформатор тока	ТФНД-110-МП	22
Трансформатор тока	TG 145	3
Трансформатор тока	ТФЗМ 110Б-II У1	2
Трансформатор тока	ТФУМ 330А-У1	12
Трансформатор тока	ТФРМ 330Б-У1	3
Трансформатор тока	ТФМ-330-II-УХЛ1	3
Трансформатор напряжения	НКФ110-83 У1	6
Трансформатор напряжения	НКФ-330	6
Трансформатор напряжения	НКФ-330-73	1
Трансформатор напряжения	НКФ-М-330 I У1	2
Счетчик электрической энергии многофункциональный	A1R-4-AL-C29-T	13
Устройство сбора и передачи данных	RTU-325	1
Методика поверки	РТ-МП-3097-500-2016	1
Паспорт – формуляр	АУВП.411711.ФСК.063.03.ПФ	1

Поверка

осуществляется по документу РТ-МП-3097-500-2016 «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 330 кВ «Армавир». Методика поверки», утвержденному ФБУ «Ростест-Москва» 02.02.2016 г.

Знак поверки, в виде оттиска поверительного клейма, наносится на свидетельство о поверке.

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 счетчиков электроэнергии «АЛЬФА» - по методике поверки «Многофункциональные счетчики электрической энергии типа АЛЬФА. Методика поверки», согласованной ГЦИ СИ «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева» в 2002 г.;

- для УСПД RTU-325 – по документу ДЯИМ.466.453.005МП «Устройства сбора и передачи данных RTU-325 и RTU-325L. Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2008 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;

- 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 «Армавир». Свидетельство об аттестации методики (методов) измерений RA.RU.311298/046-2016 от 29.02.2016 г.

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

- 1 ГОСТ 22261-94 «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».

Изготовитель

Публичное акционерное общество «Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы» (ПАО «ФСК ЕЭС»)

ИНН 4716016979

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 ФБУ «Ростест-Москва» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа RA RU.310639 от 16.04.2015 г.

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п.

« ____ » _____ 2016 г.