

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

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

Назначение средства измерений

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

Описание средства измерений

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

Измерительно-информационные каналы (далее по тексту - ИИК) АИИС КУЭ включают 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 Р 52323-2005 и в части реактивной электроэнергии по ГОСТ 26035-83, 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) ЭКОМ-3000 (Госреестр № 17049-09), систему обеспечения единого времени (СОЕВ) с GPS-приемником, входящим в состав УСПД, технические средства приема-передачи данных, каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы, 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 Юга (филиала ОАО «ФСК ЕЭС» – МЭС Юга) 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); каналобразующую 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.

УСПД автоматически проводит сбор результатов измерений и состояние 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, организованному на базе сотовой сети связи стандарта GSM.

По окончании опроса коммуникационный сервер автоматически 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. Между центром сбора и обработки данных (далее по тексту – ЦСОД) ОАО «ФСК ЕЭС» и ЦСОД филиала ОАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Юга происходит автоматическая репликация данных по сетям единой цифровой сети связи электроэнергетики (ЕТССЭ).

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 времени в системе в состав ИВК входит радиосервер точного времени типа РСТВ-01 (Госреестр № 40586-09). Радиосервер точного времени обеспечивает автоматическую 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 специализированное программное обеспечение (далее по тексту – СПО) Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии ЕНЭС (Метроскоп) (далее по тексту – 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 электроэнергетики.

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

Таблица 1 - Сведения о программном обеспечении

Идентификационное наименование программного обеспечения	Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода)	Идентификационное наименование файла программного обеспечения	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения
1	2	3	4	5
СПО ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)	№ 1.00	D233ED6393702747769 A45DE8E67B57E	ПО АИИС КУЭ ПС 330 кВ «Махачкала»	MD5

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 ИИК АИИС КУЭ, указанные в таблицах 3, 4.

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 "Махачкала", ВЛ 330 кВ Ирганайская ГЭС-Махачкала, В-322	ТФУМ 330А-У1 кл.т 0,5 Ктт = 1000/1 Зав. № 3353; 3355; 2899 Госреестр № 4059-74 СА 362 кл.т 0,2S Ктт = 1000/1 Зав. № 0912129/2; 0912129/3; 0912129/1 Госреестр № 23747-02	НКФ-330-73 кл.т 0,5 Ктн = (330000/√3)/100/√3 Зав. № 1041227; 1041237; 1041255 Госреестр № 1443-61	A1802RALQ-P4GB-DW-4 кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 06386647 Госреестр № 31857-06	ЭКОМ-3000 зав. № 3081953 Госреестр № 17049-09

2	ПС 330 кВ "Махачкала", Ввод ВЛ 110 кВ Махачкала – Манас- тяговая (ВЛ-110-142)	ТФНД-110М кл.т 0,5 Ктт = 1000/1 Зав. № 2738; 2729; 2733 Госреестр № 2793-71	НКФ-110-57 У1 кл.т 0,5 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/100/\sqrt{3}$ Зав. № 1041082; 1041098; 1041099 Госреестр № 14205-94	A1802RALQ-P4GB-DW-4 кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 06386649 Госреестр № 31857-06	ЭКОМ-3000 зав. № 3081953 Госреестр № 17049-09
---	--	---	--	---	---

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
3	ПС 330 кВ "Махачкала", ОВ-110	ТФНД-110М кл.т 0,5 Ктт = 2000/1 Зав. № 1218; 1202; 1224 Госреестр № 2793-71	НКФ-110-57 У1 кл.т 0,5 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/100/\sqrt{3}$ Зав. № 1041102; 1041085; 1041080 Госреестр № 14205-94	A1802RALQ-P4GB-DW-4 кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 06386659 Госреестр № 31857-06	ЭКОМ-3000 зав. № 3081953 Госреестр № 17049-09
4	ПС 330 кВ "Махачкала", Ввод ВЛ 110 кВ Махачкала – ГПП (ВЛ- 110-144)	ТФНД-110М кл.т 0,5 Ктт = 1000/1 Зав. № 4081; 4087; 4090 Госреестр № 2793-71	НКФ-110-57 У1 кл.т 0,5 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/100/\sqrt{3}$ Зав. № 1041102; 1041085; 1041080 Госреестр № 14205-94	A1802RALQ-P4GB-DW-4 кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 06386399 Госреестр № 31857-06	ЭКОМ-3000 зав. № 3081953 Госреестр № 17049-09
5	ПС 330 кВ "Махачкала", Ввод ВЛ 110 кВ Махачкала – КТЭЦ (ВЛ- 110-125)	ТФНД-110М кл.т 0,5 Ктт = 1000/1 Зав. № 1231; 1259; 1258 Госреестр № 2793-71	НКФ-110-57 У1 кл.т 0,5 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/100/\sqrt{3}$ Зав. № 1041102; 1041085; 1041080 Госреестр № 14205-94	A1802RALQ-P4GB-DW-4 кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 06386401 Госреестр № 31857-06	ЭКОМ-3000 зав. № 3081953 Госреестр № 17049-09
6	ПС 330 кВ "Махачкала", Ввод ВЛ 110 кВ Махачкала – КТЭЦ (ВЛ- 110-126)	ТФНД-110М кл.т 0,5 Ктт = 1000/1 Зав. № 2736; 2761 Госреестр № 2793-71 ТФЗМ-110Б-ШУ1 кл.т 0,5 Ктт = 1000/1 Зав. № 9108 Госреестр № 2793-71	НКФ-110-57 У1 кл.т 0,5 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/100/\sqrt{3}$ Зав. № 1041102; 1041085; 1041080 Госреестр № 14205-94	A1802RALQ-P4GB-DW-4 кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 06386400 Госреестр № 31857-06	ЭКОМ-3000 зав. № 3081953 Госреестр № 17049-09
7	ПС 330 кВ "Махачкала", Ввод ВЛ 110 кВ Махачкала – Восточная (ВЛ-110-173)	ТФЗМ-110Б кл.т 0,2S Ктт = 1000/1 Зав. № 15181; 15182; 15180 Госреестр № 2793-71	НКФ-110-57 У1 кл.т 0,5 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/100/\sqrt{3}$ Зав. № 1041102; 1041085; 1041080 Госреестр № 14205-94	A1802RALQ-P4GB-DW-4 кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 06386460 Госреестр № 31857-06	ЭКОМ-3000 зав. № 3081953 Госреестр № 17049-09
8	ПС 330 кВ "Махачкала", Ввод ВЛ 110 кВ Махачкала – ГПП (ВЛ- 110-145)	ТФНД-110М кл.т 0,5 Ктт = 1000/1 Зав. № 3997; 4006; 4022 Госреестр № 2793-71	НКФ-110-57 У1 кл.т 0,5 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/100/\sqrt{3}$ Зав. № 1041102; 1041085; 1041080 Госреестр № 14205-94	A1802RALQ-P4GB-DW-4 кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 06386461 Госреестр № 31857-06	ЭКОМ-3000 зав. № 3081953 Госреестр № 17049-09
9	ПС 330 кВ "Махачкала", ввод ВЛ 110 кВ Махачкала – Изберг- северная (ВЛ-110-113)	ТФНД-110М кл.т 0,5 Ктт = 1000/1 Зав. № 1221; 1240; 1222 Госреестр № 2793-71	НКФ-110-57 У1 кл.т 0,5 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/100/\sqrt{3}$ Зав. № 1041082; 1041098; 1041099 Госреестр № 14205-94	A1802RALQ-P4GB-DW-4 кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 06386646 Госреестр № 31857-06	ЭКОМ-3000 зав. № 3081953 Госреестр № 17049-09
10	ПС 330 кВ "Махачкала", яч. КЛ-10 кВ №1	ТЛМ-10 кл.т 0,5 Ктт = 600/5 Зав. № 6883; 6188 Госреестр № 2473-69	НАМИ-10 кл.т 0,2 Ктн = 10000/100 Зав. № 599 Госреестр № 11094-87	A1802RALQ-P4GB-DW-4 кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 06386458 Госреестр № 31857-06	ЭКОМ-3000 зав. № 3081953 Госреестр № 17049-09

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
11	ПС 330 кВ "Махачкала", яч. КЛ-10 кВ №2	ТЛМ-10 кл.т 0,5 Ктт = 100/5 Зав. № 3892; 6656 Госреестр № 2473-69	НАМИ-10 кл.т 0,2 Ктн = 10000/100 Зав. № 599 Госреестр № 11094-87	A1802RALQ-P4GB-DW-4 кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 06386648 Госреестр № 31857-06	ЭКОМ-3000 зав. № 3081953 Госреестр № 17049-09
12	ПС 330 кВ "Махачкала", яч. КЛ-10 кВ №5	ТЛМ-10 кл.т 0,5 Ктт = 600/5 Зав. № 1068; 1355 Госреестр № 2473-69	НАМИ-10 кл.т 0,2 Ктн = 10000/100 Зав. № 5766 Госреестр № 11094-87	A1802RALQ-P4GB-DW-4 кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 06386459 Госреестр № 31857-06	ЭКОМ-3000 зав. № 3081953 Госреестр № 17049-09
13	ПС 330 кВ "Махачкала", ВЛ-6 кВ «Насосная-1»	ТК-20 кл.т 0,5 Ктт = 600/5 Зав. № 876708 Госреестр № 1407-60 ТШ-20 кл.т 0,5 Ктт = 600/5 Зав. № 816389; 846493 Госреестр № 1407-60	-	A1802RALQ-P4GB-DW-4 кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 01157366 Госреестр № 31857-06	ЭКОМ-3000 зав. № 3081953 Госреестр № 17049-09
14	ПС 330 кВ "Махачкала", яч. КЛ-10 кВ №3	ТЛМ-10 кл.т 0,5 Ктт = 200/5 Зав. № 1743; 1471 Госреестр № 2473-69	НАМИ-10 кл.т 0,2 Ктн = 10000/100 Зав. № 599 Госреестр № 11094-87	A1802RALQ-P4GB-DW-4 кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 06386305 Госреестр № 31857-06	ЭКОМ-3000 зав. № 3081953 Госреестр № 17049-09
15	ПС 330 кВ "Махачкала", КЛ-10 кВ №7	ТЛМ-10 кл.т 0,5 Ктт = 200/5 Зав. № 6351; 7157 Госреестр № 2473-69	НАМИ-10 кл.т 0,2 Ктн = 10000/100 Зав. № 5766 Госреестр № 11094-87	A1802RALQ-P4GB-DW-4 кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 06386398 Госреестр № 31857-06	ЭКОМ-3000 зав. № 3081953 Госреестр № 17049-09
16	ПС 330 кВ "Махачкала", яч. КЛ-10 кВ №4	ТЛМ-10 кл.т 0,5 Ктт = 200/5 Зав. № 2035; 1374 Госреестр № 2473-69	НАМИ-10 кл.т 0,2 Ктн = 10000/100 Зав. № 599 Госреестр № 11094-87	A1802RALQ-P4GB-DW-4 кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 06386304 Госреестр № 31857-06	ЭКОМ-3000 зав. № 3081953 Госреестр № 17049-09
17	ПС 330 кВ "Махачкала", яч. КЛ-10 кВ №6	ТЛМ-10 кл.т 0,5 Ктт = 150/5 Зав. № 3469; 4917 Госреестр № 2473-69	НАМИ-10 кл.т 0,2 Ктн = 10000/100 Зав. № 5766 Госреестр № 11094-87	A1802RALQ-P4GB-DW-4 кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 01189054 Госреестр № 31857-06	ЭКОМ-3000 зав. № 3081953 Госреестр № 17049-09

Таблица 3 - Метрологические характеристики ИИК АИИС КУЭ

Номер ИК	cosφ	Пределы допускаемой относительной погрешности ИК 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 – 6, 8, 9, (Сч. 0,2S; ТТ 0,5; ТН 0,5)	1,0	-	±1,8	±1,1	±0,9
	0,9	-	±2,3	±1,3	±1,0
	0,8	-	±2,8	±1,6	±1,2
	0,7	-	±3,5	±1,9	±1,5
	0,5	-	±5,4	±2,9	±2,2
7 (Сч. 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	1,0	±1,1	±0,8	±0,7	±0,7
	0,9	±1,3	±0,9	±0,8	±0,8
	0,8	±1,4	±1,0	±0,9	±0,9
	0,7	±1,6	±1,2	±1,0	±1,0
	0,5	±2,3	±1,7	±1,4	±1,4
10 – 12, 14 – 17 (Сч. 0,2S; ТТ 0,5; ТН 0,2)	1,0	-	±1,7	±0,9	±0,7
	0,9	-	±2,2	±1,2	±0,8
	0,8	-	±2,8	±1,4	±1,0
	0,7	-	±3,4	±1,8	±1,3
	0,5	-	±5,3	±2,7	±1,9
13 (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
Номер ИК	cosφ	Пределы допускаемой относительной погрешности ИК 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 – 6, 8, 9, (Сч. 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,5)	0,9	-	±6,3	±3,4	±2,5
	0,8	-	±4,3	±2,3	±1,7
	0,7	-	±3,4	±1,9	±1,4
	0,5	-	±2,4	±1,4	±1,1
7 (Сч. 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	0,9	±2,6	±1,8	±1,6	±1,6
	0,8	±1,8	±1,3	±1,1	±1,1
	0,7	±1,5	±1,1	±1,0	±1,0
	0,5	±1,2	±0,9	±0,8	±0,8
10 – 12, 14 – 17 (Сч. 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,2)	0,9	-	±6,2	±3,2	±2,2
	0,8	-	±4,2	±2,2	±1,5
	0,7	-	±3,3	±1,7	±1,2
	0,5	-	±2,4	±1,2	±0,9
13 (Сч. 0,5; ТТ 0,5)	0,9	-	±6,2	±3,1	±2,1
	0,8	-	±4,2	±2,1	±1,4
	0,7	-	±3,3	±1,6	±1,1
	0,5	-	±2,3	±1,2	±0,8

Продолжение таблицы 3

Номер ИК	cosφ	Пределы допускаемой относительной погрешности ИК 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 – 6, 8, 9, (Сч. 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
7 (Сч. 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	1,0	±1,3	±1,0	±0,9	±0,9
	0,9	±1,4	±1,0	±1,0	±1,0
	0,8	±1,5	±1,2	±1,1	±1,1
	0,7	±1,7	±1,3	±1,2	±1,2
	0,5	±2,4	±1,8	±1,6	±1,6
10 – 12, 14 – 17 (Сч. 0,2S; ТТ 0,5; ТН 0,2)	1,0	-	±1,8	±1,1	±0,9
	0,9	-	±2,3	±1,3	±1,0
	0,8	-	±2,8	±1,6	±1,2
	0,7	-	±3,5	±1,9	±1,4
	0,5	-	±5,3	±2,8	±2,0
13 (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
Номер ИК	cosφ	Пределы допускаемой относительной погрешности ИК 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 – 6, 8, 9, (Сч. 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,5)	0,9	-	±6,3	±3,4	±2,5
	0,8	-	±4,3	±2,3	±1,7
	0,7	-	±3,4	±1,9	±1,4
	0,5	-	±2,4	±1,4	±1,1
7 (Сч. 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	0,9	±2,6	±1,8	±1,6	±1,6
	0,8	±1,8	±1,3	±1,1	±1,1
	0,7	±1,5	±1,1	±1,0	±1,0
	0,5	±1,2	±0,9	±0,8	±0,8
10 – 12, 14 – 17 (Сч. 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,2)	0,9	-	±6,2	±3,2	±2,2
	0,8	-	±4,2	±2,2	±1,5
	0,7	-	±3,3	±1,7	±1,2
	0,5	-	±2,4	±1,2	±0,9
13 (Сч. 0,5; ТТ 0,5)	0,9	-	±6,2	±3,1	±2,1
	0,8	-	±4,2	±2,1	±1,4
	0,7	-	±3,3	±1,6	±1,1
	0,5	-	±2,3	±1,2	±0,8

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.

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 .

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;

- счетчик электроэнергии "Альфа А1800" – среднее время наработки на отказ не менее 120000 часов;

- УСПД – среднее время наработки на отказ не менее 55000 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 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	ТФУМ 330А-У1	3
2 ТТ	СА 362	3
3 ТТ	ТФНД-110М	20
4 ТТ	ТФЗМ-110Б-ШУ1	1
5 ТТ	ТФЗМ-110Б	3
6 ТТ	ТЛМ-10	14
7 ТТ	ТК-20	1
8 ТТ	ТШ-20	2
9 ТН	НКФ-330-73	3
10 ТН	НКФ-110-57 У1	6
11 ТН	НАМИ-10	2
12 Счетчик	A1802RALQ-P4GB-DW-4	17
13 УСПД	ЭКОМ-3000	1
14 Методика поверки	МП 1826/500-2014	1
15 Паспорт – формуляр	АУВП.411711.ФСК.065.05.ПС-ФО	1

Поверка

осуществляется по документу МП 1826/500-2014 "ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС

330 кВ «Махачкала». Методика поверки", утвержденному ГЦИ СИ ФБУ "Ростест-Москва" 03.03.2014 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 счетчиков «Альфа А1800» - по методике поверки МП-2203-0042-2006 утверждённой ГЦИ СИ «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева» в мае 2006 г.;
- для УСПД ЭКОМ-3000 – в соответствии с методикой "ГСИ. Комплекс программно-технический измерительный ЭКОМ-3000. Методика поверки. ПБКМ.421459.003 МП", утвержденной ГЦИ СИ ФГУП "ВНИИМС" в мае 2009 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 «Махачкала»

Свидетельство об аттестации методики измерений 01.00252/005-2014 от 19.03.2014 г.

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

- 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 31819.22-2012 Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 22. Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S.
- 7 ГОСТ 31819.23-2012 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. " ____ " _____ 2014 г.