

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 330 кВ №200 Выходной

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 330 кВ №200 Выходной (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 №200 Выходной 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 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 зав. № 973), коммутационное оборудование;

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

- 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 передаче 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.

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).

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, обеспечивающим 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.

Идентификационные данные ПО "АльфаЦЕНТР", установленного в ИВК, указаны в таблице 1.

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	

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5
"АльфаЦЕНТР"	v. 11.07.01.01	0ad7e99fa26724e65102e215750c655a	cdbora2.dll	MD5
		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

№ ИК	Наименование ИК	Состав 1-го и 2-го уровня измерительных каналов			
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счётчик электрической энергии	УСПД
1	2	3	4	5	6
1	ПС 330 кВ "Выходной", ВЛ 150 кВ Выходной - Никель (Л-403)	ТФЗМ 150А-1У1 кл.т 0,5 Ктт = 1200/5 Зав. № 1641; 1623; 1642 Госреестр № 5313-76	ДФК 245 кл.т 0,5 $K_{тн} = (150000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Зав. № 0911147/4; 0911147/5; 0911147/6 Госреестр № 23743-02	ЕА05РАL-B-4 кл.т 0,5S/1,0 Зав. № 01117903 Госреестр № 16666-97	RTU-325 зав. № 973 Госреестр № 37288-08
2	ПС 330 кВ "Выходной", ВЛ 150 кВ Выходной - Мурманск №1 с отпайкой на Пригородный (Л-171)	ТФНД-1501 кл.т 0,5 Ктт = 1200/5 Зав. № 570; 572; 575 Госреестр № 5313-76	ДФК 245 кл.т 0,5 $K_{тн} = (150000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Зав. № 0911147/1; 0911147/2; 0911147/3 Госреестр № 23743-02	ЕА05РАL-B-4 кл.т 0,5S/1,0 Зав. № 01117897 Госреестр № 16666-97	RTU-325 зав. № 973 Госреестр № 37288-08
3	ПС 330 кВ "Выходной", ВЛ 150 кВ Выходной - Мурманск №2 с отпайкой на Пригородный (Л-172)	ТФНД-1501 кл.т 0,5 Ктт = 1200/5 Зав. № 75; 71; 134 Госреестр № 5313-76	ДФК 245 кл.т 0,5 $K_{тн} = (150000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Зав. № 0911147/4; 0911147/5; 0911147/6 Госреестр № 23743-02	ЕА05РАL-B-4 кл.т 0,5S/1,0 Зав. № 01117898 Госреестр № 16666-97	RTU-325 зав. № 973 Госреестр № 37288-08
4	ПС 330 кВ "Выходной", ВЛ 150 кВ Мончегорск (ПС 11А) - Выходной №1 с отпайкой на Оленегорск (ПС 30) (Л-153)	ТФНД-1501 кл.т 0,5 Ктт = 600/5 Зав. № 582; 589; 583 Госреестр № 5313-76	ДФК 245 кл.т 0,5 $K_{тн} = (150000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Зав. № 0911147/1; 0911147/2; 0911147/3 Госреестр № 23743-02	ЕА05РАL-B-4 кл.т 0,5S/1,0 Зав. № 01117894 Госреестр № 16666-97	RTU-325 зав. № 973 Госреестр № 37288-08
5	ПС 330 кВ "Выходной", ВЛ 150 кВ Мончегорск (ПС 11А) - Выходной №2 с отпайкой на Оленегорск (ПС 30) (Л-154)	ТФНД-1501 кл.т 0,5 Ктт = 600/5 Зав. № 592; 587; 615 Госреестр № 5313-76	ДФК 245 кл.т 0,5 $K_{тн} = (150000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Зав. № 0911147/4; 0911147/5; 0911147/6 Госреестр № 23743-02	ЕА05РАL-B-4 кл.т 0,5S/1,0 Зав. № 01117895 Госреестр № 16666-97	RTU-325 зав. № 973 Госреестр № 37288-08

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
6	ПС 330 кВ "Выходной", ВЛ 150 кВ Нижне- Туломская ГЭС-13 - Выходной №1 (Л-173)	ТФНД-1501 кл.т 0,5 Ктт = 1200/5 Зав. № 604; 593 Госреестр № 5313-76 ТФЗМ 150Б-1У1 кл.т 0,5 Ктт = 1200/5 Зав. № 4895 Госреестр № 5313-76	ДФК 245 кл.т 0,5 Ктн = (150000/√3)/(100/√3) Зав. № 0911147/1; 0911147/2; 0911147/3 Госреестр № 23743-02	ЕА05РАL-B-4 кл.т 0,5S/1,0 Зав. № 01117899 Госреестр № 16666-97	RTU-325 зав. № 973 Госреестр № 37288-08
7	ПС 330 кВ "Выходной", ВЛ 150 кВ Нижне- Туломская ГЭС-13 - Выходной №2 (Л-174)	ТФНД-1501 кл.т 0,5 Ктт = 1200/5 Зав. № 581; 590; 594 Госреестр № 5313-76	ДФК 245 кл.т 0,5 Ктн = (150000/√3)/(100/√3) Зав. № 0911147/4; 0911147/5; 0911147/6 Госреестр № 23743-02	ЕА05РАL-B-4 кл.т 0,5S/1,0 Зав. № 01117900 Госреестр № 16666-97	RTU-325 зав. № 973 Госреестр № 37288-08
8	ПС 330 кВ "Выходной", ВЛ 150 кВ Выходной - П.ф. Снежная (Л-219)	ТФНД-1501 кл.т 0,5 Ктт = 1200/5 Зав. № 486; 481; 488 Госреестр № 5313-76	ДФК 245 кл.т 0,5 Ктн = (150000/√3)/(100/√3) Зав. № 0911147/4; 0911147/5; 0911147/6 Госреестр № 23743-02	ЕА05РАL-B-4 кл.т 0,5S/1,0 Зав. № 01117902 Госреестр № 16666-97	RTU-325 зав. № 973 Госреестр № 37288-08
9	ПС 330 кВ "Выходной", ВЛ 150 кВ Выходной - Снежногорск с отпайками (Л-170)	ТФНД-1501 кл.т 0,5 Ктт = 1200/5 Зав. № 1477; 1475; 1481 Госреестр № 5313-76	ДФК 245 кл.т 0,5 Ктн = (150000/√3)/(100/√3) Зав. № 0911147/1; 0911147/2; 0911147/3 Госреестр № 23743-02	ЕА05РАL-B-4 кл.т 0,5S/1,0 Зав. № 01117896 Госреестр № 16666-97	RTU-325 зав. № 973 Госреестр № 37288-08
10	ПС 330 кВ "Выходной", ВЛ 150 кВ Выходной - Мурманск №3 с отпайкой на Долину Уюта (Л-179)	ТФЗМ 150А-1У1 кл.т 0,5 Ктт = 1200/5 Зав. № 2822; 2820; 2819 Госреестр № 5313-76	ДФК 245 кл.т 0,5 Ктн = (150000/√3)/(100/√3) Зав. № 0911147/1; 0911147/2; 0911147/3 Госреестр № 23743-02	ЕА05РАL-B-4 кл.т 0,5S/1,0 Зав. № 01117901 Госреестр № 16666-97	RTU-325 зав. № 973 Госреестр № 37288-08
11	ПС 330 кВ "Выходной", ВО-150	ТФНД-1501 кл.т 0,5 Ктт = 1200/5 Зав. № 598; 588; 150-С Госреестр № 5313-76	ДФК 245 кл.т 0,5 Ктн = (150000/√3)/(100/√3) Зав. № 0911147/1; 0911147/2; 0911147/3 Госреестр № 23743-02	ЕА05РАL-B-4 кл.т 0,5S/1,0 Зав. № 01117904 Госреестр № 16666-97	RTU-325 зав. № 973 Госреестр № 37288-08
12	ПС 330 кВ "Выходной", ВЛ 6 кВ Ф-26	ТВЛМ-10 кл.т 0,5 Ктт = 300/5 Зав. № 11045; 11098 Госреестр № 1856-63	НТМИ-6 кл.т 0,5 Ктн = 6000/100 Зав. № 70 Госреестр № 831-53	ЕА05РАL-B-4 кл.т 0,5S/1,0 Зав. № 01117959 Госреестр № 16666-97	RTU-325 зав. № 973 Госреестр № 37288-08
13	ПС 330 кВ "Выходной", ВЛ 6 кВ Ф-15	ТВЛМ-10 кл.т 0,5 Ктт = 150/5 Зав. № 28575; 25597 Госреестр № 1856-63	НТМИ-6 кл.т 0,5 Ктн = 6000/100 Зав. № 2069 Госреестр № 831-53	ЕА05РАL-B-4 кл.т 0,5S/1,0 Зав. № 01117955 Госреестр № 16666-97	RTU-325 зав. № 973 Госреестр № 37288-08
14	ПС 330 кВ "Выходной", ВЛ 6 кВ Ф-21	ТВЛМ-10 кл.т 0,5 Ктт = 300/5 Зав. № 28573; 28566 Госреестр № 1856-63	НТМИ-6 кл.т 0,5 Ктн = 6000/100 Зав. № 70 Госреестр № 831-53	ЕА05РАL-B-4 кл.т 0,5S/1,0 Зав. № 01117957 Госреестр № 16666-97	RTU-325 зав. № 973 Госреестр № 37288-08
15	ПС 330 кВ "Выходной", ВЛ 6 кВ Ф-24	ТПЛ-10 кл.т 0,5 Ктт = 400/5 Зав. № 26534; 27141 Госреестр № 1276-59	НТМИ-6 кл.т 0,5 Ктн = 6000/100 Зав. № 2069 Госреестр № 831-53	ЕА05РАL-B-4 кл.т 0,5S/1,0 Зав. № 01117958 Госреестр № 16666-97	RTU-325 зав. № 973 Госреестр № 37288-08

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
16	ПС 330 кВ "Выходной", ВЛ 6 кВ Ф-28	ТПЛ-10У3 кл.т 0,5 Ктт = 300/5 Зав. № 29793; 2171 Госреестр № 1276-59	НТМИ-6 кл.т 0,5 Ктн = 6000/100 Зав. № 2069 Госреестр № 831-53	ЕА05RAL-B-4 кл.т 0,5S/1,0 Зав. № 01117960 Госреестр № 16666-97	RTU-325 зав. № 973 Госреестр № 37288-08
17	ПС 330 кВ "Выходной", ВЛ 6 кВ Ф-17	ТВЛМ-10 кл.т 0,5 Ктт = 300/5 Зав. № 26554; 33126 Госреестр № 1856-63	НТМИ-6 кл.т 0,5 Ктн = 6000/100 Зав. № 70 Госреестр № 831-53	ЕА05RAL-B-4 кл.т 0,5S/1,0 Зав. № 01117956 Госреестр № 16666-97	RTU-325 зав. № 973 Госреестр № 37288-08
18	ПС 330 кВ "Выходной", ВЛ 6 кВ Ф-25	ТВЛМ-10 кл.т 0,5 Ктт = 150/5 Зав. № 09415; 09414 Госреестр № 1856-63	НТМИ-6 кл.т 0,5 Ктн = 6000/100 Зав. № 70 Госреестр № 831-53	ЕА02RAL-P4B-4W кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 01176465 Госреестр № 16666-07	RTU-325 зав. № 973 Госреестр № 37288-08
19	ПС 330 кВ "Выходной", КЛ 6 кВ Ф-13 Мурманскводоканал	ТВЛМ-10 кл.т 0,5 Ктт = 300/5 Зав. № 33125; 26578 Госреестр № 1856-63	НТМИ-6 кл.т 0,5 Ктн = 6000/100 Зав. № 2069 Госреестр № 831-53	ЕА02RAL-P4B-4W кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 01176401 Госреестр № 16666-07	RTU-325 зав. № 973 Госреестр № 37288-08
20	ПС 330 кВ "Выходной", КЛ 6 кВ Ф-14 Мурманскводоканал	ТВЛМ-10 кл.т 0,5 Ктт = 300/5 Зав. № 26568; 25555 Госреестр № 1856-63	НТМИ-6 кл.т 0,5 Ктн = 6000/100 Зав. № 2069 Госреестр № 831-53	ЕА02RAL-P4B-4W кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 01176435 Госреестр № 16666-07	RTU-325 зав. № 973 Госреестр № 37288-08
21	ПС 330 кВ "Выходной", КЛ 6 кВ Ф-16 Мурманскводоканал	ТВЛМ-10 кл.т 0,5 Ктт = 300/5 Зав. № 33116; 33122 Госреестр № 1856-63	НТМИ-6 кл.т 0,5 Ктн = 6000/100 Зав. № 2069 Госреестр № 831-53	ЕА02RAL-P4B-4W кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 01176436 Госреестр № 16666-07	RTU-325 зав. № 973 Госреестр № 37288-08
22	ПС 330 кВ "Выходной", ВЛ 6 кВ Ф-27 Радиоцентр	ТВЛМ-10 кл.т 0,5 Ктт = 150/5 Зав. № 35493; 35451 Госреестр № 1856-63	НТМИ-6 кл.т 0,5 Ктн = 6000/100 Зав. № 70 Госреестр № 831-53	ЕА02RAL-P4B-4W кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 01176479 Госреестр № 16666-07	RTU-325 зав. № 973 Госреестр № 37288-08
23	ПС 330 кВ "Выходной", ввод Т-1 6 кВ	ТПШЛ-10 кл.т 0,5 Ктт = 2000/5 Зав. № 1259; 1198 Госреестр № 1423-60	НТМИ-6 кл.т 0,5 Ктн = 6000/100 Зав. № 2069 Госреестр № 831-53	ЕА05RAL-B-4 кл.т 0,5S/1,0 Зав. № 01117946 Госреестр № 16666-97	RTU-325 зав. № 973 Госреестр № 37288-08
24	ПС 330 кВ "Выходной", ввод Т-2 6 кВ	ТПШЛ-10 кл.т 0,5 Ктт = 2000/5 Зав. № 1606; 1323 Госреестр № 1423-60	НТМИ-6 кл.т 0,5 Ктн = 6000/100 Зав. № 70 Госреестр № 831-53	ЕА05RAL-B-4 кл.т 0,5S/1,0 Зав. № 01117947 Госреестр № 16666-97	RTU-325 зав. № 973 Госреестр № 37288-08

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		
		$\delta_5 \%$,	$\delta_{20} \%$,	$\delta_{100} \%$,
		$I_5 \% \leq I_{изм} < I_{20} \%$	$I_{20} \% \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100} \% \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1 – 17, 23, 24, (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
18 – 22 (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
Номер ИК	cosφ	Пределы допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в нормальных условиях эксплуатации АИИС КУЭ		
		$\delta_5 \%$,	$\delta_{20} \%$,	$\delta_{100} \%$,
		$I_5 \% \leq I_{изм} < I_{20} \%$	$I_{20} \% \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100} \% \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1 – 17, 23, 24, (Сч. 1,0; ТТ 0,5; ТН 0,5)	0,9	±6,5	±3,8	±2,7
	0,8	±4,6	±2,6	±2,1
	0,7	±3,8	±2,2	±1,8
	0,5	±2,9	±1,8	±1,5
18 – 22 (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
Номер ИК	cosφ	Пределы допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ		
		$\delta_5 \%$,	$\delta_{20} \%$,	$\delta_{100} \%$,
		$I_5 \% \leq I_{изм} < I_{20} \%$	$I_{20} \% \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100} \% \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1 – 17, 23, 24, (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
18 – 22 (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

Продолжение таблицы 3

Номер ИК	cosφ	Пределы допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ		
		$\delta_5 \%$,	$\delta_{20} \%$,	$\delta_{100} \%$,
		$I_5 \% \leq I_{изм} < I_{20} \%$	$I_{20} \% \leq I_{изм} < I_{100} \%$	$I_{100} \% \leq I_{изм} \leq I_{120} \%$
1 – 17, 23, 24, (Сч. 1,0; ТТ 0,5; ТН 0,5)	0,9	$\pm 7,4$	$\pm 5,2$	$\pm 4,2$
	0,8	$\pm 5,7$	$\pm 4,1$	$\pm 3,8$
	0,7	$\pm 5,0$	$\pm 3,8$	$\pm 3,6$
	0,5	$\pm 4,4$	$\pm 3,5$	$\pm 3,4$
18 – 22 (Сч. 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,5)	0,9	$\pm 6,3$	$\pm 3,4$	$\pm 2,5$
	0,8	$\pm 4,3$	$\pm 2,3$	$\pm 1,7$
	0,7	$\pm 3,4$	$\pm 1,9$	$\pm 1,4$
	0,5	$\pm 2,4$	$\pm 1,4$	$\pm 1,1$

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;
- 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	Тип	Кол-во, шт.
1	2	3
1 ТТ	ТФЗМ 150А-1У1	6
2 ТТ	ТФНД-1501	26
3 ТТ	ТФЗМ 150Б-1У1	1
4 ТТ	ТВЛМ-10	18
5 ТТ	ТПЛ-10	2
6 ТТ	ТПЛ-10УЗ	2

Продолжение таблицы 4

1	2	3
7 ТТ	ТПШЛ-10	4
8 ТН	ДФК 245	6
9 ТН	НТМИ-6	2
10 Счетчик	ЕА05РАL-B-4	19
11 Счетчик	ЕА02РАL-P4В-4W	5
12 УСПД	RTU-325	1
13 Методика поверки	МП 1814/500-2014	1
14 Паспорт – формуляр	АУВП.411711.ФСК.020.04.ПМИ.ПС-ФО	1

Поверка

осуществляется по документу МП 1814/500-2014 "ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 330 кВ №200 Выходной. 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/√3 кВ. Методика поверки на месте эксплуатации с помощью эталонного делителя";
- для счетчиков ЕвроАЛЬФА – по методике поверки, утвержденной ГЦИ СИ ФГУ «Ростест-Москва» в 2003 г.;
- 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.;
- 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 №200 Выходной

Свидетельство об аттестации методики измерений 01.00252/008-2014 от 21.03.2014 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 330 кВ №200 Выходной

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.