

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

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

Назначение средства измерений

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

Описание средства измерений

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

Измерительный комплекс (далее по тексту - ИК) АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й 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), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных;

2-й 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;

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

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

ИВК включает в себя: сервер коммуникационный, сервер архивов и сервер баз данных; устройство синхронизации системного времени; 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 канала сотовой связи стандарта GSM (основной канал связи). При отказе основного канала связи осуществляется ручной сбор.

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 Северо-Запада происходит автоматическая репликация данных по сетям единой цифровой сети связи электроэнергетики (ЕЦССЭ).

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 с помощью УССВ (в составе УСПД), коррекция проводится при расхождении часов УСПД 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. 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 электроэнергии.

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 «Талашкино»	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 ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 3.

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 ИК АИИС КУЭ приведен в таблице 2.

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	ОРУ 110 кВ ВЛ 110 кВ Талашкино - НПС-3 №1	ТГФМ-110 II* кл.т 0,2S Ктт = 600/5 Зав. № 5594; 5593; 5591 Госреестр № 36672-08	НКФ-110-57 У1 кл.т 0,5 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) Зав. № 995348; 995352; 994039 Госреестр № 14205-94	A1802RALXQ-P4GB-DW-4 кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 01222997 Госреестр № 31857-11	RTU-325 зав. № 000591 Госреестр № 37288-08

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
2	ОРУ 110 кВ ВЛ 110 кВ Талашкино - НПС-3 №2	ТГФМ-110 П* кл.т 0,2S Ктт = 600/5 Зав. № 5595; 5592; 5590 Госреестр № 36672-08	НКФ-110-57 У1 кл.т 0,5 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) Зав. № 998928; 994046; 988707 Госреестр № 14205-94	A1802RALXQ-P4GB-DW-4 кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 01222998 Госреестр № 31857-11	RTU-325 зав. № 000591 Госреестр № 37288-08
3	ОРУ 110 кВ ОВ 110 кВ	ТФНД-110М кл.т 0,5 Ктт = 1000/5 Зав. № 926; 907; 916 Госреестр № 2793-71	НКФ-110-57 У1 кл.т 0,5 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) Зав. № 998928; 994046; 988707 Госреестр № 14205-94	EA05RAL-P3C-4 кл.т 0,5S/1,0 Зав. № 01053683 Госреестр № 16666-97	RTU-325 зав. № 000591 Госреестр № 37288-08
4	ВЛ 330 кВ Талашкино- Витебск	ТФУМ кл.т 0,5 Ктт = 2000/1 Зав. № 3082; 2318; 2601 Госреестр № 26447-04	НКФ-330 кл.т 1,0 Ктн = (330000/√3)/(100/√3) Зав. № 971472; 971473; 971474 Госреестр № 2939-72	EA02RAL-P3C-4 кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 01053670 Госреестр № 16666-97	RTU-325 зав. № 000591 Госреестр № 37288-08
5	ВЛ 220 кВ Смоленская ГРЭС -Талашкино с отпайкой на ПС Литейная 1 цепь	ТФНД-220 кл.т 0,5 Ктт = 1000/5 Зав. № 1397; 1391; 1389 Госреестр № 3694-73	НКФ-220-58 У1 кл.т 0,5 Ктн = (220000/√3)/(100/√3) Зав. № 1054508; 1042755; 1879562 Госреестр № 14626-95	EA02RAL-P3C-4 кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 01053675 Госреестр № 16666-97	RTU-325 зав. № 000591 Госреестр № 37288-08
6	ВЛ 220 кВ Смоленская ГРЭС -Талашкино с отпайкой на ПС Литейная II цепь	ТФНД-220 кл.т 0,5 Ктт = 1000/5 Зав. № 3530; 6020; 3541 Госреестр № 3694-73	НКФ-220-58 У1 кл.т 0,5 Ктн = (220000/√3)/(100/√3) Зав. № 1042738; 1054500; 1042756 Госреестр № 14626-95	EA02RAL-P3C-4 кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 01050197 Госреестр № 16666-97	RTU-325 зав. № 000591 Госреестр № 37288-08
7	ВЛ 220 кВ Дорогобужская ТЭЦ - Талашкино	ТФНД-220 кл.т 0,5 Ктт = 1000/5 Зав. № 2701; 2740; 2736 Госреестр № 3694-73	НКФ-220-58 У1 кл.т 0,5 Ктн = (220000/√3)/(100/√3) Зав. № 1054508; 1042755; 1879562 Госреестр № 14626-95	EA02RAL-P3C-4 кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 01053682 Госреестр № 16666-97	RTU-325 зав. № 000591 Госреестр № 37288-08
8	ВЛ 110 кВ Талашкино - Монастырщина с отпайками (ВЛ-155)	ТФНД-110М кл.т 0,5 Ктт = 600/5 Зав. № 4917; 4925; 4751 Госреестр № 2793-71	НКФ-110-57 У1 кл.т 0,5 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) Зав. № 995348; 995352; 994039 Госреестр № 14205-94	EA02RAL-P4B-4 кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 01090506 Госреестр № 16666-97	RTU-325 зав. № 000591 Госреестр № 37288-08
9	ВЛ 110 кВ Талашкино - Починок на с отпайкой на ПС Карьерная (ВЛ-124)	ТФНД-110М кл.т 0,5 Ктт = 600/5 Зав. № 668; 652; 3883 Госреестр № 2793-71	НКФ-110-57 У1 кл.т 0,5 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) Зав. № 998928; 994046; 988707 Госреестр № 14205-94	EA02RAL-P4B-4W кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 01090376 Госреестр № 16666-97	RTU-325 зав. № 000591 Госреестр № 37288-08
10	ВЛ Смоленск-1 - Талашкино 1 цепь (ВЛ- 105)	ТФНД-110М кл.т 0,5 Ктт = 600/5 Зав. № 396; 765; 781 Госреестр № 2793-71	НКФ-110-57 У1 кл.т 0,5 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) Зав. № 995348; 995352; 994039 Госреестр № 14205-94	EA02RAL-P4B-4W кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 01090487 Госреестр № 16666-97	RTU-325 зав. № 000591 Госреестр № 37288-08

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
11	ВЛ Смоленск-1 - Талашкино II цепь (ВЛ-113)	ТФНД-110М кл.т 0,5 Ктт = 600/5 Зав. № 727; 381; 723 Госреестр № 2793-71	НКФ-110-57 У1 кл.т 0,5 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) Зав. № 998928; 994046; 988707 Госреестр № 14205-94	EA02RAL-P4B-4W кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 01090367 Госреестр № 16666-97	RTU-325 зав. № 000591 Госреестр № 37288-08
12	ВЛ 110 кВ Талашкино - Голынки с отпайками №1 (ВЛ-123)	ТФНД-110М кл.т 0,5 Ктт = 600/5 Зав. № 775; 649; 2065 Госреестр № 2793-71	НКФ-110-57 У1 кл.т 0,5 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) Зав. № 995348; 995352; 994039 Госреестр № 14205-94	EA02RAL-P4B-4W кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 01090540 Госреестр № 16666-97	RTU-325 зав. № 000591 Госреестр № 37288-08
13	ВЛ 110 кВ Талашкино - Голынки с отпайками №2 (ВЛ-146)	ТФНД-110М кл.т 0,5 Ктт = 600/5 Зав. № 1457; 1458; 1286 Госреестр № 2793-71	НКФ-110-57 У1 кл.т 0,5 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) Зав. № 998928; 994046; 988707 Госреестр № 14205-94	EA02RAL-P4B-4W кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 01090534 Госреестр № 16666-97	RTU-325 зав. № 000591 Госреестр № 37288-08
14	ВЛ 110 кВ Талашкино - Красный с отпайкой на ПС Мерлино (ВЛ-189)	ТФЗМ-110Б кл.т 0,5S Ктт = 600/5 Зав. № 14228; 14227; 14229 Госреестр № 2793-88	НКФ-110-57 У1 кл.т 0,5 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) Зав. № 995348; 995352; 994039 Госреестр № 14205-94	EA02RAL-P4B-4W кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 01090304 Госреестр № 16666-97	RTU-325 зав. № 000591 Госреестр № 37288-08
15	ВЛ 110 кВ Талашкино - КС-3-2 с отпайкой на ПС Ракитное (ВЛ-175)	ТФНД-110М кл.т 0,5 Ктт = 600/5 Зав. № 10440; 8916; 10385 Госреестр № 2793-71	НКФ-110-57 У1 кл.т 0,5 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) Зав. № 995348; 995352; 994039 Госреестр № 14205-94	EA02RAL-P4B-4 кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 01090369 Госреестр № 16666-97	RTU-325 зав. № 000591 Госреестр № 37288-08
16	ВЛ 110 кВ Талашкино - КС-3-1 с отпайкой на ПС Ракитное (ВЛ-178)	ТФНД-110М кл.т 0,5 Ктт = 600/5 Зав. № 10502; 10485; 10443 Госреестр № 2793-71	НКФ-110-57 У1 кл.т 0,5 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) Зав. № 998928; 994046; 988707 Госреестр № 14205-94	EA02RAL-P4B-4W кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 01090493 Госреестр № 16666-97	RTU-325 зав. № 000591 Госреестр № 37288-08
17	ВЛ 10 кВ Л-1001	ТВЛМ кл.т 0,5 Ктт = 200/5 Зав. № 44570; 44575 Госреестр № 45040-10	НТМИ-10-66 кл.т 0,5 Ктн = 10000/100 Зав. № 492 Госреестр № 831-69	EA02RAL-P4B-4W кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 01090496 Госреестр № 16666-97	RTU-325 зав. № 000591 Госреестр № 37288-08
18	ВЛ 10 кВ Л-1006	ТВЛМ кл.т 0,5 Ктт = 200/5 Зав. № 38577; 44589 Госреестр № 45040-10	НТМИ-10-66 кл.т 0,5 Ктн = 10000/100 Зав. № 1296 Госреестр № 831-69	EA02RAL-P4B-4W кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 01090478 Госреестр № 16666-97	RTU-325 зав. № 000591 Госреестр № 37288-08
19	ОВ 220 кВ	ТФНД-220-1 кл.т 0,5 Ктт = 1000/5 Зав. № 374; 341 Госреестр № 3694-73 IMB245 кл.т 0,5 Ктт = 1000/5 Зав. № 8672288 Госреестр № 32002-06	НКФ-220-58 У1 кл.т 0,5 Ктн = (220000/√3)/(100/√3) Зав. № 1054508; 1042755; 1879562 Госреестр № 14626-95	EA02RAL-P3C-4 кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 01053681 Госреестр № 16666-97	RTU-325 зав. № 000591 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, 2, (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
3 (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
4 (Сч. 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
5 – 13, 15 – 19 (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
14 (Сч. 0,2S; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	1,0	±1,9	±1,2	±1,0	±1,0
	0,9	±2,4	±1,4	±1,2	±1,2
	0,8	±2,9	±1,7	±1,4	±1,4
	0,7	±3,6	±2,0	±1,6	±1,6
	0,5	±5,5	±3,0	±2,3	±2,3

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)%} ≤ 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, 2, (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
3 (Сч. 1,0; ТТ 0,5; ТН 0,5)	0,9	-	±7,4	±5,2	±4,2
	0,8	-	±5,7	±4,1	±3,8
	0,7	-	±5,0	±3,8	±3,6
	0,5	-	±4,4	±3,5	±3,4
4 (Сч. 0,5; ТТ 0,5; ТН 1,0)	0,9	-	±6,8	±4,2	±3,5
	0,8	-	±4,6	±2,9	±2,5
	0,7	-	±3,7	±2,3	±2,0
	0,5	-	±2,7	±1,8	±1,6
5 – 13, 15 – 19 (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
14 (Сч. 0,5; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,9	±6,3	±3,4	±2,5	±2,5
	0,8	±4,3	±2,3	±1,7	±1,7
	0,7	±3,4	±1,9	±1,4	±1,4
	0,5	±2,4	±1,4	±1,1	±1,1

Примечания:

1 Погрешность измерений d_{1(2)%P} и d_{1(2)%Q} для cosj =1,0 нормируется от I_{1%}, а погрешность измерений d_{1(2)%P} и d_{1(2)%Q} для cosj <1,0 нормируется от I_{2%};

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

3 Нормальные условия эксплуатации :

Параметры сети:

- диапазон напряжения - от 0,99·U_н до 1,01·U_н;
- диапазон силы тока - от 0,01·I_н до 1,2·I_н;
- температура окружающего воздуха: ТТ и ТН - от минус 40 °С до 50 °С; счетчиков - от 18 °С до 25 °С; УСПД - от 10 °С до 30 °С; ИВК - от 10 °С до 30 °С;
- частота - (50 ± 0,15) Гц.

4 Рабочие условия эксплуатации:

Для ТТ и ТН:

- параметры сети: диапазон первичного напряжения от $0,9 \cdot U_{н1}$ до $1,1 \cdot U_{н1}$; диапазон силы первичного тока - от $0,01 \cdot I_{н1}$ до $1,2 \cdot I_{н1}$;
- 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 $0,9 \cdot U_{н2}$ до $1,1 \cdot U_{н2}$; диапазон силы вторичного тока - от $0,01 \cdot I_{н2}$ до $1,2 \cdot I_{н2}$;
- 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 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 ЕвроАЛЬФА – среднее время наработки на отказ не менее 50000 часов;
- счетчики электроэнергии "Альфа А1800" – среднее время наработки на отказ не менее 120000 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 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 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
1 Трансформатор тока	ТГФМ-110 П*	6
2 Трансформатор тока измерительный	ТФНД-110М	27
3 Трансформатор тока	ТФУМ	3
4 Трансформатор тока	ТФНД-220	9
5 Трансформатор тока	ТФЗМ-110Б	3
6 Трансформатор тока	ТВЛМ	4
7 Трансформатор тока	ТФНД-220-1	2
8 Трансформатор тока	IMB245	1
9 Трансформатор напряжения	НКФ-110-57 У1	6
10 Трансформатор	НКФ-330	3
11 Трансформатор напряжения	НКФ-220-58 У1	6
12 Трансформатор напряжения	НТМИ-10-66	2
13 Счетчик электрической энергии трехфазный многофункциональный	A1802RALXQ-P4GB-DW-4	2
14 Счетчик электрической энергии трехфазный многофункциональный	EA05RAL-P3C-4	1
15 Счетчик электрической энергии трехфазный многофункциональный	EA02RAL-P3C-4	5
16 Счетчик электрической энергии трехфазный многофункциональный	EA02RAL-P4B-4	2
17 Счетчик электрической энергии трехфазный многофункциональный	EA02RAL-P4B-4W	9
18 Устройство сбора и передачи данных для автоматизации измерений и учета энергоресурсов	RTU-325	1
19 Методика поверки	МП 1946/500-2014	1
20 Паспорт – формуляр	П.411711.ФСК.016.01.ПС-ФО	1

Поверка

осуществляется по документу МП 1946/500-2014 "ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 330 кВ «Талашкино». Методика поверки", утвержденному ГЦИ СИ ФБУ "Ростест-Москва" в октябре 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 электроэнергии ЕвроАЛЬФА – по методике поверки, утвержденной ГЦИ СИ ФГУ «Ростест-Москва» в 2003 г.;
- для счетчиков электроэнергии «Альфа А1800» - по методике поверки МП-2203-0042-2006 утверждённой ГЦИ СИ «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева» в мае 2006 г.;
- для УСПД RTU-325 – по документу «Устройства сбора и передачи данных 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 «Талашкино».

Свидетельство об аттестации методики (методов) измерений 01.00252/108-2014 от 25.09.2014 г.

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

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".

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

- при осуществлении торговли.

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

Государственный центр испытаний средств измерений

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.