

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 220 кВ Дальняя

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 220 кВ Дальняя (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную 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), коммутационное оборудование, в состав которого входят шлюзы E-422, сетевые концентраторы, технические средства приема-передачи данных, каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы;

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); каналобразующую аппаратуру; средства связи и передачи данных.

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по измерительным линиям связи поступают на выходы счетчика электроэнергии, где производится измерение мгновенных и средних значений активной и реактивной мощности. На основании средних значений мощности измеряются приращения электроэнергии за интервал времени 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) 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. В сервере БД ИВК 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 автоматизированно формирует файл отчета с результатами измерений, в формате XML, и автоматизированно передает его в программно-аппаратный комплекс (ПАК) АО «АТС» и в АО «СО ЕЭС».

Полученные данные и результаты измерений могут использоваться для оперативного управления энергопотреблением на ПС 220 кВ Дальняя ПАО «ФСК 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 УССВ ИВКЭ, коррекция проводится при расхождении часов УСПД и УССВ 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.

Погрешность измерения системного времени 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 АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.00
Цифровой идентификатор ПО	D233ED6393702747769A45DE8E67B57E

СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) не влияет на метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 3.

Уровень защиты программного обеспечения «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Состав первого и второго уровней ИК АИИС КУЭ приведен в таблице 2.

Метрологические характеристики АИИС КУЭ приведены в таблице 3.

Таблица 2 – Состав первого и второго уровней ИК АИИС КУЭ

№ ИК	Диспетчерское наименование точки учёта	Состав первого и второго уровней ИК			
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счётчик электрической энергии	ИВКЭ (УСПД)
1	2	3	4	5	6
1	ПС 220/110/35/6 кВ Дальняя, ОРУ-220 кВ, 3 СШ 220 кВ, ввод ВЛ 220 кВ ГРЭС-3 - Дальняя (ВЛ 220 кВ Классон - Дальняя)	ТГФМ-220 кл.т 0,2S Ктт = 500/5 Зав. № 1767; 1768; 1769 Госреестр № 52260-12	НКФ-220-58 У1 кл.т 0,5 Ктн = (220000/√3)/(100/√3) Зав. № 20817; 20785; 20768 Госреестр № 14626-95	ZMD402CT41.0467 S2 кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 94980667 Госреестр № 22422-07	TK16L зав. № 102 Госреестр № 36643-07
2	ПС 220/110/35/6 кВ «Дальняя», ОРУ-110 кВ, 1 с.ш. 110 кВ, ВЛ 110 кВ Черноголовка-Дальняя 1 цепь с отпайками (ВЛ 110 кВ Черноголовка-Дальняя 1 с отпайками)	ТГФМ-110 кл.т 0,2S Ктт = 300/5 Зав. № 10574; 10575; 10576 Госреестр № 52261-12	НКФ-110-57 кл.т 0,5 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) Зав. № 20519; 20498; 20325 Госреестр № 14205-94	ZMD402CT41.0467 S2 кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 93946784 Госреестр № 22422-07	TK16L зав. № 102 Госреестр № 36643-07
3	ПС 220/110/35/6 кВ «Дальняя», ОРУ-110 кВ, 2 с.ш. 110 кВ, ВЛ 110 кВ Черноголовка-Дальняя 2 цепь с отпайками (ВЛ 110 кВ Черноголовка-Дальняя 2 с отпайками)	ТГФМ-110 кл.т 0,2S Ктт = 300/5 Зав. № 10577; 10578; 10579 Госреестр № 52261-12	НКФ-110-57 кл.т 0,5 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) Зав. № 20541; 20529; 20544 Госреестр № 14205-94	ZMD402CT41.0467 S2 кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 93947040 Госреестр № 22422-07	TK16L зав. № 102 Госреестр № 36643-07
4	ПС 220 кВ «Дальняя», ОРУ-35 кВ, 1 с.ш. 35 кВ, КЛ 35 кВ Дивная I	ТГМ-35 кл.т 0,2S Ктт = 600/5 Зав. № 388; 390; 398 Госреестр № 59982-15	ЗНОМ-35 кл.т 0,5 Ктн = (350000/√3)/(100/√3) Зав. № 913846; 913844; 913820 Госреестр № 912-54	ZMD402CT41.0467 S2 кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 93946299 Госреестр № 22422-07	TK16L зав. № 102 Госреестр № 36643-07

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
5	ПС 220 кВ «Дальняя», ОРУ-35 кВ, 2 с.ш. 35 кВ, КЛ 35 кВ Дивная II	ТГМ-35 кл.т 0,2S Ктт = 600/5 Зав. № 400; 401; 403 Госреестр № 59982-15	ЗНОМ-35 кл.т 0,5 Ктн = (350000/√3)/(100/√3) Зав. № 794957; 795264; 784145 Госреестр № 912-54	ZMD402CT41.0467 S2 кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 93947339 Госреестр № 22422-07	TK16L зав. № 102 Госреестр № 36643-07
6	ПС 220 кВ «Дальняя», ОРУ-35 кВ, 1 с.ш. 35 кВ, КЛ 35 кВ Демино I	ТГМ-35 кл.т 0,2S Ктт = 600/5 Зав. № 380; 381; 382 Госреестр № 59982-15	ЗНОМ-35 кл.т 0,5 Ктн = (350000/√3)/(100/√3) Зав. № 913846; 913844; 913820 Госреестр № 912-54	ZMD402CT41.0467 S2 кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 93947022 Госреестр № 22422-07	TK16L зав. № 102 Госреестр № 36643-07
7	ПС 220 кВ «Дальняя», ОРУ-35 кВ, 2 с.ш. 35 кВ, КЛ 35 кВ Демино II	ТГМ-35 кл.т 0,2S Ктт = 600/5 Зав. № 383; 384; 386 Госреестр № 59982-15	ЗНОМ-35 кл.т 0,5 Ктн = (350000/√3)/(100/√3) Зав. № 794957; 795264; 784145 Госреестр № 912-54	ZMD402CT41.0467 S2 кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 93947191 Госреестр № 22422-07	TK16L зав. № 102 Госреестр № 36643-07
8	ПС 220 кВ «Дальняя», КРУ-6 кВ, 1 с. 6 кВ, КЛ 6 кВ фидер П-11/271	ТВЛМ-10 кл.т 0,5 Ктт = 400/5 Зав. № 1397; 1568 Госреестр № 1856-63	НАМИ-10-95 УХЛ2 кл.т 0,5 Ктн = 6000/100 Зав. № 9408 Госреестр № 20186-05	ZMD402CT41.0467 S2 кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 93947043 Госреестр № 22422-07	TK16L зав. № 102 Госреестр № 36643-07
9	ПС 220 кВ «Дальняя», КРУ-6 кВ, 2 с. 6 кВ, КЛ 6 кв фидер П-22	ТВЛ-10 кл.т 0,5 Ктт = 400/5 Зав. № 1613; 1648 Госреестр № 1856-63	НТМИ-6 кл.т 0,5 Ктн = 6000/100 Зав. № 1248 Госреестр № 380-49	ZMD402CT41.0467 S2 кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 93946464 Госреестр № 22422-07	TK16L зав. № 102 Госреестр № 36643-07
10	ПС 220 кВ «Дальняя», КРУ-6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, КЛ-6 кВ, фидер № 13	ТВЛ-10 кл.т 0,5 Ктт = 400/5 Зав. № 748; 221 Госреестр № 1856-63	НАМИ-10-95 УХЛ2 кл.т 0,5 Ктн = 6000/100 Зав. № 9408 Госреестр № 20186-05	ZMD402CT41.0467 S2 кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 93946278 Госреестр № 22422-07	TK16L зав. № 102 Госреестр № 36643-07

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
11	ПС 220 кВ «Дальняя», КРУ-6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, КЛ-6 кВ, фидер № 23	ТВЛ-10 кл.т 0,5 Ктт = 400/5 Зав. № 1546; 1540 Госреестр № 1856-63	НТМИ-6 кл.т 0,5 Ктн = 6000/100 Зав. № 1248 Госреестр № 380-49	ZMD402CT41.0467 S2 кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 93946461 Госреестр № 22422-07	TK16L зав. № 102 Госреестр № 36643-07
12	ПС 220/110/35/6 кВ Дальняя, ЗРУ 6 кВ, 1сек. 6 кВ, ф. 14, яч.2 (ф. 14, яч.14)	ТОЛ-10-I-8 У2 кл.т 0,2S Ктт = 400/5 Зав. № 5334; 5335; 5336 Госреестр № 15128-07	НАМИ-10-95 УХЛ2 кл.т 0,5 Ктн = 6000/100 Зав. № 9408 Госреестр № 20186-05	ZMD402CT41.0467 S2 кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 94979648 Госреестр № 22422-07	TK16L зав. № 102 Госреестр № 36643-07
13	ПС 220 кВ «Дальняя», с.ш. 0,4 кВ, КЛ 0,4 кВ от КТП-1 (Дом)	ТОП-0,66 кл.т 0,5S Ктт = 100/5 Зав. № 5027740; 5027765; 5027734 Госреестр № 47959-11	-	ZMD405CT41.0467 S2 кл.т 0,5S/1,0 Зав. № 94206241 Госреестр № 22422-07	TK16L зав. № 102 Госреестр № 36643-07
14	ПС 220 кВ «Дальняя», с.ш. 0,4 кВ, КЛ-0,4 кВ Част. Гаражи	Т-0,66 У3 кл.т 0,5 Ктт = 50/5 Зав. № 37617; 37628; 37551 Госреестр № 9504-84	-	ZMD405CT41.0467 S2 кл.т 0,5S/1,0 Зав. № 94206331 Госреестр № 22422-07	TK16L зав. № 102 Госреестр № 36643-07
15	ПС 220 кВ «Дальняя», с.ш. 0,4 кВ, КЛ 0,4 кВ от КТП-2 (Котельная)	ТС-0,5 кл.т 1,0 Ктт = 400/5 Зав. № 70253; 70821; 80824 Госреестр № 996-55	-	ZMD405CT41.0467 S2 кл.т 0,5S/1,0 Зав. № 94981188 Госреестр № 22422-07	TK16L зав. № 102 Госреестр № 36643-07

Таблица 3 - Метрологические характеристики

Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ (d), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$d_{1(2)\%}$,	$d_5\%$,	$d_{20\%}$,	$d_{100\%}$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1	2	3	4	5	6
1 – 7, 12 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	1,0	±1,3	±1,0	±0,9	±0,9
	0,9	±1,3	±1,1	±1,0	±1,0
	0,8	±1,5	±1,2	±1,1	±1,1
	0,7	±1,6	±1,3	±1,2	±1,2
	0,5	±2,2	±1,8	±1,6	±1,6
8 – 11 (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
13 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,5S)	1,0	±2,3	±1,6	±1,4	±1,4
	0,9	±2,5	±1,8	±1,6	±1,6
	0,8	±2,9	±2,0	±1,7	±1,7
	0,7	±3,4	±2,3	±1,8	±1,8
	0,5	±4,9	±3,2	±2,3	±2,3
14 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,5)	1,0	-	±2,1	±1,6	±1,4
	0,9	-	±2,6	±1,7	±1,6
	0,8	-	±3,1	±2,0	±1,7
	0,7	-	±3,7	±2,2	±1,8
	0,5	-	±5,5	±3,0	±2,3
15 (Счетчик 0,5S; ТТ 1,0)	1,0	-	±3,6	±2,1	±1,7
	0,9	-	±4,5	±2,6	±2,0
	0,8	-	±5,6	±3,1	±2,3
	0,7	-	±6,9	±3,7	±2,7
	0,5	-	±10,6	±5,5	±3,8

Продолжение таблицы 3

Номер ИК	cosφ	Границы интервала допустимой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ (d), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$d_{1(2)\%}$,	d_5 %,	d_{20} %,	d_{100} %,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5 \%$	$I_5 \% \leq I_{изм} < I_{20} \%$	$I_{20} \% \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100} \% \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1	2	3	4	5	6
1 – 7, 12 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	0,9	±3,0	±2,5	±2,3	±2,3
	0,8	±2,4	±2,2	±1,9	±1,9
	0,7	±2,2	±2,0	±1,7	±1,7
	0,5	±2,0	±1,9	±1,6	±1,6
8 – 11 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,5)	0,9	-	±6,6	±3,8	±3,0
	0,8	-	±4,6	±2,8	±2,3
	0,7	-	±3,8	±2,4	±2,0
	0,5	-	±3,0	±2,0	±1,7
13 (Счетчик 1,0; ТТ 0,5S)	0,9	±6,5	±4,7	±3,9	±3,9
	0,8	±5,1	±4,1	±3,6	±3,6
	0,7	±4,5	±3,8	±3,4	±3,4
	0,5	±4,0	±3,6	±3,3	±3,3
14 (Счетчик 1,0; ТТ 0,5)	0,9	-	±7,1	±4,5	±3,9
	0,8	-	±5,4	±3,9	±3,6
	0,7	-	±4,8	±3,6	±3,4
	0,5	-	±4,1	±3,4	±3,3
15 (Счетчик 1,0; ТТ 1,0)	0,9	-	±12,8	±7,0	±5,3
	0,8	-	±9,0	±5,3	±4,3
	0,7	-	±7,4	±4,6	±3,9
	0,5	-	±5,8	±4,0	±3,5

Примечания:

1 Погрешность измерений $d_{1(2)\%P}$ и $d_{1(2)\%Q}$ для $\cos\varphi = 1,0$ нормируется от $I_1\%$, погрешность измерений $d_{1(2)\%P}$ и $d_{1(2)\%Q}$ для $\cos\varphi < 1,0$ 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 $0,99 \cdot U_n$ 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 плюс 50 °С; счетчиков - от плюс 18 до плюс 25 °С; УСПД - от плюс 10 до плюс 30 °С; ИВК - от плюс 10 до плюс 30 °С;

- частота - $(50 \pm 0,15)$ 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 40 до плюс 50 °С.

Для счетчиков электроэнергии:

- параметры сети: диапазон вторичного напряжения - от $0,8 \cdot U_{н2}$ до $1,15 \cdot U_{н2}$; диапазон силы вторичного тока - от $0,01 \cdot I_{н2}$ до $2 \cdot I_{н2}$;
- частота - $(50 \pm 0,4)$ Гц;
- температура окружающего воздуха - от плюс 10 до плюс 30 °С.

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 Dialog ZMD – среднее время наработки на отказ 30 лет, среднее время восстановления работоспособности 48 часов;
- УСПД – среднее время наработки на отказ не менее 55 000 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.

Таблица 4 - Комплектность средства измерений

Наименование	Тип	Кол-во, шт.
1	2	3
Трансформатор тока	ТГФМ-220	3
Трансформатор тока	ТГФМ-110	6
Трансформатор тока	ТГМ-35	12
Трансформатор тока	ТВЛМ-10	2
Трансформатор тока	ТВЛ-10	6
Трансформатор тока	ТОЛ-10-I-8 У2	3
Трансформатор тока	ТОП-0,66	3
Трансформатор тока	Т-0,66 У3	3
Трансформатор тока	ТС-0,5	3
Трансформатор напряжения	НКФ-220-58 У1	3
Трансформатор напряжения	НКФ-110-57	6
Трансформатор напряжения	ЗНОМ-35	6
Трансформатор напряжения	НАМИ-10-95 УХЛ2	1
Трансформатор напряжения	НТМИ-6	1
Счетчик электрической энергии многофункциональный	ZMD402CT41.0467 S2	12
Счетчик электрической энергии многофункциональный	ZMD405CT41.0467 S2	3
Устройство сбора и передачи данных	ТК16L	1
Методика поверки	РТ-МП-4361-500-2017	1
Паспорт – формуляр	АУВП.411711.ФСК.052.23ПФ	1

Поверка

осуществляется по документу РТ-МП-4361-500-2017 «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 220 кВ Дальняя. Методика поверки», утвержденному ФБУ «Ростест-Москва» 21.04.2017 г.

Основные средства 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 электроэнергии Dialog ZMD - по документу «Счетчики электрической энергии электронные многофункциональные серии Dialog ZMD и ZFD. Методика поверки», утвержденному ФГУП ВНИИМС 22 января 2007 г.
- для УСПД ТК16L – по документу «Устройство сбора и передачи данных ТК16L для автоматизации измерений и учета энергоресурсов. Методика поверки» АБЛ.468212.041 МП, утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в декабре 2007 г.;
- радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS), регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства 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;
- вольтамперфазометр ПАРМА ВАФ, регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений 39937-08;
- термометр стеклянный ТС-7-М1, регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений 1198-12.

Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик поверяемого средства измерений с требуемой точностью.

Знак поверки, в виде оттиска поверительного клейма и (или) наклейки, наносится на свидетельство о поверке.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений количества электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 220 кВ Дальняя».

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 220 кВ Дальняя

ГОСТ 22261-94 Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия

ГОСТ 34.601-90 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания

ГОСТ Р 8.596-2002 ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Центр энергоэффективности ИНТЕР РАО ЕЭС» (ООО «Центр энергоэффективности ИНТЕР РАО ЕЭС»)

ИНН 7704765961

Адрес: 119435, г. Москва, ул. Большая Пироговская, д.27, стр.1

Телефон: +7 (495) 221-75-60

Заявитель

Филиал Общества с ограниченной ответственностью Управляющая компания «РусЭнергоМир» в г. Москве (Филиал ООО УК «РусЭнергоМир» в г. Москве)
Адрес: 123557, г. Москва, ул. Пресненский вал, д. 14, 3 этаж
Телефон: +7 (499) 750-04-06

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
Телефон: +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.

« ____ » _____ 2017 г.