

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 330 кВ Юго-Западная

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 330 кВ Юго-Западная (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), технические средства приема-передачи данных, каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы, коммутационное оборудование;

Третий уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК). Этот уровень обеспечивает выполнение следующих функций:

- синхронизацию шкалы времени ИВК;
- сбор информации (результаты измерений, журнал событий);
- обработку данных и их архивирование;
- хранение информации в базе данных сервера Центра сбора и обработки данных (далее по тексту - ЦСОД) ПАО «ФСК ЕЭС» не менее 3,5 лет;
- доступ к информации и ее передачу в организации-участники оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ).

ИВК включает в себя: сервер коммуникационный, сервер архивов и сервер баз данных; устройство синхронизации системного времени; автоматизированные рабочие места (АРМ) на базе персонального компьютера (далее по тексту - ПК); каналообразующую аппаратуру; средства связи и передачи данных.

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по измерительным линиям связи поступают на входы 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 330 кВ Юго-Западная 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 автоматически с помощью приемника точного времени, принимающего сигналы точного времени от навигационной спутниковой системы GPS, коррекция проводится при расхождении часов УСПД и приемника точного времени на значение, превышающее ± 1 с. Часы счетчиков синхронизируются от часов УСПД с периодичностью 1 раз в 30 минут, коррекция часов счетчиков проводится при расхождении часов счетчика и УСПД более чем на ± 2 с.

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
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

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 330 кВ Юго-Западная (330/110/10 кВ), ОРУ 110 кВ, Л. Юго-Западная-2 (ВЛ 110 кВ Мойка - Юго-Западная)	ТФЗМ 110Б-III У1 кл.т 0,5 Ктт = 1000/1 рег. № 26421-04	НКФ-110-57У1 кл.т 0,5 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 14205-05	EA02RAL-P4B-4W кл.т 0,2S/0,5 рег. № 16666-07	RTU-325 рег.№ 37288-08
2	ПС 330 кВ Юго-Западная (330/110/10 кВ), ОРУ 110 кВ, Л. Ильменская-1 (ВЛ 110 кВ Новгородская ТЭЦ -Юго-Западная)	ТВ-110-II У2 кл.т 0,5 Ктт = 1000/1 рег. № 69734-17	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т 0,2 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 24218-08	EA02RAL-P4B-4W кл.т 0,2S/0,5 рег. № 16666-07	
3	ПС 330 кВ Юго-Западная (330/110/10 кВ), ОРУ 110 кВ, Л. Химическая-1 (ВЛ 110 кВ Юго-Западная - РП Азот)	ТВ-110-II У2 кл.т 0,5 Ктт = 1000/1 рег. № 69734-17	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т 0,2 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 24218-08	EA02RAL-P4B-4W кл.т 0,2S/0,5 рег. № 16666-07	
4	ПС 330 кВ Юго-Западная (330/110/10 кВ), ОРУ 110 кВ, Л. Химическая-3 (ВЛ 110 кВ Юго-Западная - ПС 315)	ТФЗМ-110Б-IIIУ1 кл.т 0,5 Ктт = 1000/1 рег. № 2793-88	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т 0,2 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 24218-08	EA02RAL-P4B-4W кл.т 0,2S/0,5 рег. № 16666-07	
5	ПС 330 кВ Юго-Западная (330/110/10 кВ), ОРУ 110 кВ, Л. Юго-Западная -1 (ВЛ 110 кВ Новгородская - Юго-Западная)	ТФЗМ 110Б-III У1 кл.т 0,5 Ктт = 1000/1 рег. № 26421-04	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т 0,2 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 24218-08	EA02RAL-P4B-4W кл.т 0,2S/0,5 рег. № 16666-07	
6	ПС 330 кВ Юго-Западная (330/110/10 кВ), ОРУ 110 кВ, Л. Юго-Западная-3 (ВЛ 110 кВ Юго-Западная - Мостищи)	ТВ-110-II У2 кл.т 0,5 Ктт = 1000/1 рег. № 69734-17	НКФ-110-57У1 кл.т 0,5 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 14205-05	EA02RAL-P4B-4W кл.т 0,2S/0,5 рег. № 16666-07	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
7	ПС 330 кВ Юго-Западная (330/110/10 кВ), ОРУ 110 кВ, Л. Новгородская-2 (ВЛ 110 кВ Юго-Западная - Южная)	ТВ-110-II У2 кл.т 0,5 Ктт = 1000/1 рег. № 69734-17	НКФ-110-57У1 кл.т 0,5 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 14205-05	EA02RAL-P4B-4W кл.т 0,2S/0,5 рег. № 16666-07	RTU-325 рег.№ 37288-08
8	ПС 330 кВ Юго-Западная (330/110/10 кВ), ОРУ 110 кВ, ОВ-110 кВ	ТВ-110-II У2 кл.т 0,5 Ктт = 1000/1 рег. № 69734-17	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т 0,2 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 24218-08	EA02RAL-P3B-4W кл.т 0,2S/0,5 рег. № 16666-97	
9	ПС 330 кВ Юго-Западная (330/110/10 кВ), ЗРУ 10 кВ, 1С 10кВ, яч. №3, ВЛ 10 кВ л. 1	ТЛМ-10 кл.т 0,5S Ктт = 200/5 рег. № 48923-12	НАМИ-10-95 УХЛ2 кл.т 0,5 Ктн = 10000/100 рег. № 20186-05	EA05RAL-B-4 кл.т 0,5S/1,0 рег. № 16666-97	
10	ПС 330 кВ Юго-Западная (330/110/10 кВ), ЗРУ 10 кВ, 1С 10кВ, яч. №5, ВЛ 10 кВ л. 3	ТЛМ-10 кл.т 0,5S Ктт = 400/5 рег. № 48923-12	НАМИ-10-95 УХЛ2 кл.т 0,5 Ктн = 10000/100 рег. № 20186-05	EA02RAL-B-4 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 16666-97	
11	ПС 330 кВ Юго-Западная (330/110/10 кВ), ЗРУ 10 кВ, 2С 10кВ, яч. №11, ВЛ 10 кВ л. 5	ТЛМ-10 кл.т 0,5S Ктт = 400/5 рег. № 48923-12	НАМИ-10-95 УХЛ2 кл.т 0,5 Ктн = 10000/100 рег. № 20186-05	EA05RAL-B-4 кл.т 0,5S/1,0 рег. № 16666-97	
12	ПС 330 кВ Юго-Западная (330/110/10 кВ), ЗРУ 10 кВ, 2С 10кВ, яч. №13, ВЛ 10 кВ л. 7	ТЛМ-10 кл.т 0,5S Ктт = 200/5 рег. № 48923-12	НАМИ-10-95 УХЛ2 кл.т 0,5 Ктн = 10000/100 рег. № 20186-05	EA05RAL-B-4 кл.т 0,5S/1,0 рег. № 16666-97	
13	ПС 330 кВ Юго-Западная (330/110/10 кВ), ЗРУ 10 кВ, 1С 10кВ, яч. №4, ВЛ 10 кВ л. 2	ТЛМ-10 кл.т 0,5S Ктт = 400/5 рег. № 48923-12	НАМИ-10-95 УХЛ2 кл.т 0,5 Ктн = 10000/100 рег. № 20186-05	EA02RAL-P4B-4W кл.т 0,2S/0,5 рег. № 16666-97	
14	ПС 330 кВ Юго-Западная (330/110/10 кВ), ОРУ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Юго-Западная - НПС-7 №1	ТГФМ-110 кл.т 0,2S Ктт = 500/1 рег. № 52261-12	НДКМ-110 УХЛ1 кл.т 0,2 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 38002-08	A1802RALXQ-P4GB-DW4 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
15	ПС 330 кВ Юго-Западная (330/110/10 кВ), ОРУ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Юго-Западная - НПС-7 №2	ТГФМ-110 кл.т 0,2S Ктт = 500/1 рег. № 52261-12	НДКМ-110 УХЛ1 кл.т 0,2 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 38002-08	A1802RALXQ-P4GB-DW4 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
16	ПС 330 кВ Юго-Западная (330/110/10 кВ), ОРУ 330 кВ, ВЛ 330 кВ Новгородская ТЭЦ - Юго-Западная	ТГФ-330 II кл.т 0,2S Ктт = 1000/1 рег. № 44699-10	VCU-362 кл.т 0,2 Ктн = $(330000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 37847-08	EA02RAL-P3B-4W кл.т 0,2S/0,5 рег. № 16666-97	

Таблица 3 - Метрологические характеристики

Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ (δ), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		δ _{1(2)%} ,	δ _{5%} ,	δ _{20%} ,	δ _{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, 6, 7 (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
2 - 5 (Счетчик 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	-	±5,4	±2,8	±2,0
8 (Счетчик 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
9, 11, 12 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	1,0	±2,4	±1,7	±1,5	±1,5
	0,9	±2,6	±1,9	±1,7	±1,7
	0,8	±3,0	±2,1	±1,8	±1,8
	0,7	±3,5	±2,5	±2,0	±2,0
	0,5	±5,1	±3,4	±2,6	±2,6
10, 13 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	1,0	±1,9	±1,2	±1,0	±1,0
	0,9	±2,1	±1,4	±1,2	±1,2
	0,8	±2,6	±1,7	±1,4	±1,4
	0,7	±3,2	±2,0	±1,6	±1,6
	0,5	±4,8	±3,0	±2,3	±2,3
14, 15 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	1,0	±1,2	±0,8	±0,8	±0,8
	0,9	±1,2	±0,9	±0,8	±0,8
	0,8	±1,3	±1,0	±0,9	±0,9
	0,7	±1,5	±1,1	±0,9	±0,9
	0,5	±1,9	±1,4	±1,2	±1,2
16 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	1,0	±1,2	±0,8	±0,7	±0,7
	0,9	±1,2	±0,9	±0,8	±0,8
	0,8	±1,3	±1,0	±0,8	±0,8
	0,7	±1,5	±1,1	±0,9	±0,9
	0,5	±1,9	±1,4	±1,1	±1,1

Продолжение таблицы 3

Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ (δ), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		δ _{1(2)%} ,	δ _{5%} ,	δ _{20%} ,	δ _{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, 6, 7 (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
2 - 5 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,2)	0,9	-	±6,5	±3,5	±2,7
	0,8	-	±4,6	±2,6	±2,1
	0,7	-	±3,7	±2,2	±1,9
	0,5	-	±2,9	±1,9	±1,6
8 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,2)	0,9	-	±6,4	±3,3	±2,3
	0,8	-	±4,4	±2,4	±1,7
	0,7	-	±3,5	±1,9	±1,5
	0,5	-	±2,7	±1,5	±1,2
9, 11, 12 (Счетчик 1,0; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,9	±8,2	±4,8	±3,2	±3,1
	0,8	±6,1	±3,7	±2,6	±2,5
	0,7	±5,2	±3,2	±2,3	±2,2
	0,5	±4,4	±2,8	±2,1	±2,0
10, 13 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,9	±6,3	±3,8	±2,7	±2,7
	0,8	±4,5	±2,7	±2,0	±1,9
	0,7	±3,7	±2,3	±1,7	±1,6
	0,5	±2,9	±1,8	±1,4	±1,4
14, 15 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	0,9	±2,7	±2,2	±1,9	±1,9
	0,8	±2,3	±2,0	±1,7	±1,7
	0,7	±2,1	±1,9	±1,6	±1,6
	0,5	±1,9	±1,8	±1,5	±1,5
16 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	0,9	±3,6	±2,1	±1,4	±1,3
	0,8	±2,8	±1,7	±1,2	±1,1
	0,7	±2,4	±1,5	±1,1	±1,1
	0,5	±2,1	±1,4	±1,0	±1,0
Погрешность системного времени АИИС КУЭ, с					±5

Примечания:

1 Погрешность измерений электрической энергии δ_{1(2)%P} и δ_{1(2)%Q} для cosφ=1,0 нормируется от I_{1%}, погрешность измерений δ_{1(2)%P} и δ_{1(2)%Q} для cosφ<1,0 нормируется от I_{2%}.

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

3 Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчиков, УССВ и УСПД на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем указанные в настоящем описании типа. Замена оформляется актом в установленном собственником порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

4 Виды измеряемой электроэнергии для всех ИК, перечисленных в таблице 2 - активная, реактивная.

Таблица 4 - Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
1	2
<p>Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц температура окружающего воздуха, °С: - для счетчиков активной энергии: ГОСТ Р 52323-2005 ГОСТ 30206-94 - для счетчиков реактивной энергии: ГОСТ Р 52425-2005 ГОСТ 26035-83</p>	<p>от 99 до 101 от 1(5) до 120 0,87 от 49,85 до 50,15 от +21 до +25 от +21 до +25 от +21 до +25 от +18 до +22</p>
<p>Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, не менее - частота, Гц диапазон рабочих температур окружающего воздуха, °С: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для УСПД магнитная индукция внешнего происхождения, мТл, не более</p>	<p>от 90 до 110 от 1(5) до 120 0,5 от 49,6 до 50,4 от -40 до +50 от +10 до +30 от +10 до +30 0,5</p>
<p>Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики электроэнергии Альфа А1800: - средняя наработка до отказа, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч счетчики электроэнергии ЕвроАльфа (рег. № 16666-97): - средняя наработка на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч счетчики электроэнергии ЕвроАльфа (рег. № 16666-07): - средняя наработка на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД RTU-325: - средняя наработка до отказа, ч, не менее</p>	<p>120000 72 50000 72 80000 72 100000</p>
<p>Глубина хранения информации счетчики электроэнергии: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, сутки, не менее при отключенном питании, лет, не менее ИВК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее</p>	<p>45 45 3 3,5</p>

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).

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 5 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
Трансформатор тока	ТФЗМ 110Б-III У1	6
Трансформатор тока	ТВ-110-II У2	15
Трансформатор тока	ТФЗМ-110Б-IIIУ1	3
Трансформатор тока	ТЛМ-10	15
Трансформатор тока	ТГФМ-110	6
Трансформатор тока	ТГФ-330 II	3
Трансформатор напряжения	НКФ-110-57У1	3
Трансформатор напряжения	НАМИ-110 УХЛ1	3
Трансформатор напряжения	НАМИ-10-95 УХЛ2	2
Трансформатор напряжения	НДКМ-110 УХЛ1	6
Трансформатор напряжения	VСU-362	3
Счетчик электрической энергии многофункциональный	ЕвроАльфа	14
Счетчик электрической энергии многофункциональный	Альфа А1800	2
Устройство сбора и передачи данных	RTU-325	1

Продолжение таблицы 5

1	2	3
Методика поверки	РТ-МП-5043-500-2017	1
Паспорт-формуляр	АУВП.411711.ФСК.020.07.ПС-ФО	1

Поверка

осуществляется по документу РТ-МП-5043-500-2017 «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 330 кВ Юго-Западная. Методика поверки», утвержденному ФБУ «Ростест-Москва» 24.11.2017 г.

Основные средства поверки:

- средства поверки в соответствии с нормативными документами на средства измерений, входящие в состав АИИС КУЭ;
- прибор для измерения электроэнергетических величин и показателей качества электрической энергии Энергомонитор-3.3Т1, регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений 39952-08;
- вольтамперфазометр ПАРМА ВАФ-А, регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений 22029-10;
- радиочасы МИР РЧ-02, регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений 46656-11;
- термогигрометр ИВА-6, регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений 46434-11.

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 электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 330 кВ Юго-Западная». Свидетельство об аттестации методики (методов) измерений RA.RU.311298/046-2017 от 03.08.2017 г.

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

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

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

ИНН 4716016979

Адрес: 117630, г. Москва, ул. Академика Челомея, 5А

Телефон: +7 (495) 710-93-33

Факс: +7 (495) 710-96-55

Заявитель

Общество с ограниченной ответственностью «Инженерный центр
«ЭНЕРГОАУДИТКОНТРОЛЬ» (ООО «ИЦ ЭАК»)

Адрес: 123007, г. Москва, ул. 1-ая Магистральная, д. 17/1, стр. 4

Телефон: +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

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. « ___ » _____ 2018 г.