

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «29» октября 2024 г. № 2563

Регистрационный № 77898-20

Лист № 1
Всего листов 13

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ Омутнинск

Назначение средства измерений

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

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную многоуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения.

АИИС КУЭ включают в себя следующие уровни.

Первый уровень – измерительно-информационные комплексы (далее – ИИК), включающие измерительные трансформаторы тока (далее – ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (далее – ТН), счетчики активной и реактивной электроэнергии (счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

Второй уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (далее – ИВКЭ), включающий устройство сбора и передачи данных (далее – УСПД), технические средства приема-передачи данных, каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы, коммутационное оборудование.

Третий уровень – информационно-вычислительный комплекс (далее – ИВК), включающий сервер сбора и сервер баз данных (ЦСОД) Исполнительного аппарата (ИА), устройство синхронизации системного времени (УССВ ИВК), автоматизированные рабочие места (АРМ), расположенные в ЦСОД ИА и в филиалах ПАО «Россети» – МЭС, ПМЭС, каналаобразующую аппаратуру, средства связи и приема-передачи данных.

АИИС КУЭ обеспечивает выполнение следующих функций:

- сбор информации о результатах измерений активной и реактивной электрической энергии;
- синхронизация времени компонентов АИИС КУЭ с помощью системы обеспечения единого времени (СОЕВ), соподчиненной национальной шкале координированного времени UTC(SU);
 - хранение информации по заданным критериям;
 - доступ к информации и ее передача в организации-участники оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ).

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по кабельным 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.

УСПД автоматически проводит сбор результатов измерений и состояния средств измерений со счетчиков электрической энергии (один раз в 30 минут) по линиям связи.

Сервер сбора ИВК АИИС КУЭ единой национальной (общероссийской) электрической сети (далее— ЕНЭС) автоматически опрашивает УСПД. Опрос УСПД выполняется с помощью выделенного канала (основной канал связи), присоединенного к единой цифровой сети связи электроэнергетики (ЕЦССЭ). При отказе основного канала связи опрос УСПД выполняется по резервному каналу связи.

По окончании опроса сервер сбора автоматически производит обработку измерительной информации (умножение на коэффициенты трансформации) и передает полученные данные в сервер баз данных ИВК. В сервере баз данных 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.

Один раз в сутки оператор ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС формирует файл отчета с результатами измерений, в формате XML и передает его в ПАК АО «АТС» и в АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам ОРЭМ посредством электронной почты с использованием электронно-цифровой подписи.

Каналы связи не вносят дополнительных погрешностей в измеренные значения энергии и мощности, которые передаются от счетчиков в ИВК, поскольку используется цифровой метод передачи данных.

СОЕВ функционирует на всех уровнях АИИС КУЭ. УССВ ИВК, принимающее сигналы спутниковых навигационных систем, обеспечивает автоматическую непрерывную синхронизацию времени в ИВК с национальной шкалой координированного времени UTC(SU).

ИВК выполняет функцию источника точного времени для ИВКЭ. Коррекция часов УСПД проводится при расхождении времени в УСПД и времени национальной шкалы координированного времени UTC(SU) более чем на 1 с. Интервал проверки текущего времени в УСПД выполняется с периодичностью не менее одного раза в 60 мин.

В процессе сбора информации со счетчиков с периодичностью один раз в 30 минут УСПД автоматически выполняет проверку текущего времени в счетчиках электрической энергии, и, в случае расхождения более чем на 2 с, автоматически выполняет синхронизацию текущего времени в счетчиках электрической энергии.

Факт корректировки времени отражается в журналах событий счётчиков, УСПД и сервера ИВК с указанием времени (включая секунды) корректируемого и корректирующего компонентов в момент, предшествующий коррекции и величины коррекции.

Нанесение заводского номера на средство измерений не предусмотрено конструкцией. Заводской номер указывается в формуляре на АИИС КУЭ типографским способом. Место, способ и форма нанесения заводских номеров измерительных компонентов, входящих в состав измерительных каналов (ИК) АИИС КУЭ, приведены в паспорте-формуляре на АИИС КУЭ.

Заводской номер АИИС КУЭ 102.

Нанесение знака поверки на АИИС КУЭ не предусмотрено.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется специализированное программное обеспечение автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии ЕНЭС (Метрископ) (далее - СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метрископ)). СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метрископ) используется при учете электрической энергии и обеспечивает обработку, организацию учета и хранения результатов измерений, 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 СПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование СПО	СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)
Номер версии (идентификационный номер) СПО	не ниже 1.0.0.4.
Цифровой идентификатор СПО	26B5C91CC43C05945AF7A39C9EBFD218
Другие идентификационные данные (если имеются)	DataServer.exe, DataServer_USPD.exe
Примечание – алгоритм вычисления цифрового идентификатора СПО – MD5	

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

Уровень защиты СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) – «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Состав ИК АИИС КУЭ, метрологические и основные технические характеристики приведены в таблицах 2, 3, 4.

Таблица 2 – Состав ИК АИИС КУЭ

№ ИК	Наименование ИК	Состав ИК			
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	УСПД/УССВ
1	2	3	4	5	6
1	ВЛ 110 кВ Омутнинск - ОМЗ 1 цепь (ВЛ 110 кВ ОМ31)	ТВ-ЭК исп. М3 кл.т. 0,2S Ктт = 600/5 рег. № 56255-14	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т. 0,2 Ктн = (110000/ $\sqrt{3}$)/(100/ $\sqrt{3}$) рег. № 24218-13	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	
2	ВЛ 110 кВ Омутнинск - ОМЗ 2 цепь (ВЛ 110 кВ ОМ32)	ТВ-ЭК исп. М3 кл.т. 0,2S Ктт = 600/5 рег. № 56255-14	НАМИ кл.т. 0,2 Ктн = (110000/ $\sqrt{3}$)/(100/ $\sqrt{3}$) рег. № 60353-15	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	
3	ВЛ 110 кВ Омутнинск - Черная Холуница (ВЛ 110 кВ Ч.Холуница)	ТВ-ЭК исп. М3 кл.т. 0,2S Ктт = 300/5 рег. № 56255-14	НАМИ кл.т. 0,2 Ктн = (110000/ $\sqrt{3}$)/(100/ $\sqrt{3}$) рег. № 60353-15	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	

ЭКОМ-3000 рег.№ 17049-04/
СТВ-01 рег.№ 49933-12

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
4	ВЛ 110 кВ Омутнинск - ОХЗ 1 цепь (ВЛ 110 кВ ОХ31)	ТВ-ЭК исп. М3 кл.т. 0,2S Ктн = 600/5 рег. № 56255-14	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т. 0,2 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 24218-13	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	
5	ВЛ 110 кВ Омутнинск - ОХЗ 2 цепь (ВЛ 110 кВ ОХ32)	ТВ-ЭК исп. М3 кл.т. 0,2S Ктн = 300/5 рег. № 56255-14	НАМИ кл.т. 0,2 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 60353-15	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	
6	ВЛ 110 кВ Омутнинск - Кирс с отпайкой на ПС Песковка (ВЛ 110 кВ Кирс)	ТВ-ЭК исп. М3 кл.т. 0,2S Ктн = 600/5 рег. № 56255-14	НАМИ кл.т. 0,2 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 60353-15	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	
7	ВЛ 110 кВ Омутнинск - Гарь с отпайкой на ПС Песковка (ВЛ 110 кВ Гарь)	ТВ-ЭК исп. М3 кл.т. 0,2S Ктн = 600/5 рег. № 56255-14	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т. 0,2 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 24218-13	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	
8	ВЛ 110 кВ Омутнинск - Афанасьево с отпайкой на ПС Залазна (ВЛ 110 кВ Афанасьево)	ТВ-ЭК исп. М3 кл.т. 0,2S Ктн = 300/5 рег. № 56255-14	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т. 0,2 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 24218-13	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	
9	ОВМ 110 кВ	ТВ-ЭК исп. М3 кл.т. 0,2S Ктн = 600/5 рег. № 56255-14	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т. 0,2 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 24218-13 НАМИ кл.т. 0,2 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 60353-15	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	
10	КЛ 10 кВ фидер №6 (фид.6)	ТВК-10 кл.т. 0,5 Ктн = 150/5 рег. № 8913-82	НТМИ-10 кл.т. 0,5 Ктн = 10000/100 рег. № 831-53	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	

ЭКОМ-3000 рег.№ 17049-04/
СТВ-01 рег.№ 49933-12

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
11	КЛ 10 кВ фидер №7 (фид.7)	ТВЛМ-10 кл.т. 0,5 Ктт = 200/5 рег. № 89832-23	НТМИ-10 кл.т. 0,5 Ктн = 10000/100 рег. № 831-53	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	
12	КЛ 10 кВ фидер №8 (фид.8)	ТВЛМ-10 кл.т. 0,5 Ктт = 600/5 рег. № 89832-23	НТМИ-10 кл.т. 0,5 Ктн = 10000/100 рег. № 831-53	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	
13	КЛ 10 кВ фидер №9 (фид.9)	ТВЛМ-10 кл.т. 0,5 Ктт = 200/5 рег. № 89832-23	НТМИ-10 кл.т. 0,5 Ктн = 10000/100 рег. № 831-53	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	
14	КЛ 10 кВ фидер №11 (фид.11)	ТВК-10 кл.т. 0,5 Ктт = 600/5 рег. № 8913-82	НТМИ-10 кл.т. 0,5 Ктн = 10000/100 рег. № 831-53	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	
15	КЛ 10 кВ фидер №12 (фид.12)	ТВЛМ-10 кл.т. 0,5 Ктт = 100/5 рег. № 89832-23	НТМИ-10-66УЗ кл.т. 0,5 Ктн = 10000/100 рег. № 78537-20	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	
16	КЛ 10 кВ фидер №13 (фид.13)	ТВЛМ-10 кл.т. 0,5 Ктт = 100/5 рег. № 89832-23	НТМИ-10 кл.т. 0,5 Ктн = 10000/100 рег. № 831-53	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	
17	КЛ 10 кВ фидер №14 (фид.14)	ТВЛМ-10 кл.т. 0,5 Ктт = 200/5 рег. № 1856-63	НТМИ-10-66УЗ кл.т. 0,5 Ктн = 10000/100 рег. № 78537-20	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	

ЭКОМ-3000 рег.№ 17049-04/
СТВ-01 рег.№ 49933-12

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
18	КЛ 10 кВ фидер №15 (фид.15)	ТЛО-10 кл.т. 0,5S Ктт = 100/5 рег. № 25433-11	НТМИ-10 кл.т. 0,5 Ктн = 10000/100 рег. № 831-53	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	
19	КЛ 10 кВ фидер №16 (фид.16)	ТЛО-10 кл.т. 0,5S Ктт = 100/5 рег. № 25433-11	НТМИ-10-66УЗ кл.т. 0,5 Ктн = 10000/100 рег. № 78537-20	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	
20	КЛ 10 кВ фидер №18 (фид.18)	ТЛО-10 кл.т. 0,5S Ктт = 200/5 рег. № 25433-11	НТМИ-10-66УЗ кл.т. 0,5 Ктн = 10000/100 рег. № 78537-20	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	
21	КЛ 10 кВ фидер №24 (фид.24)	ТВЛМ-10 кл.т. 0,5 Ктт = 200/5 рег. № 89832-23	НТМИ-10-66УЗ кл.т. 0,5 Ктн = 10000/100 рег. № 78537-20	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	
22	КЛ 10 кВ фидер №25 (фид.25)	ТВЛМ-10 кл.т. 0,5 Ктт = 100/5 рег. № 89832-23	НТМИ-10-66УЗ кл.т. 0,5 Ктн = 10000/100 рег. № 78537-20	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	
23	КЛ 10 кВ фидер №27 (фид.27)	ТВЛМ-10 кл.т. 0,5 Ктт = 600/5 рег. № 89832-23	НТМИ-10-66УЗ кл.т. 0,5 Ктн = 10000/100 рег. № 78537-20	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	
24	КЛ 10 кВ фидер №29 (фид.29)	ТВЛМ-10 кл.т. 0,5 Ктт = 400/5 рег. № 89832-23	НТМИ-10-66УЗ кл.т. 0,5 Ктн = 10000/100 рег. № 78537-20	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	

ЭКОМ-3000 рег.№ 17049-04/
СТВ-01 рег.№ 49933-12

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
25	КЛ 10 кВ фидер №30 (фид.30)	ТВЛМ-10 кл.т. 0,5 Ктт = 100/5 рег. № 89832-23	НТМИ-10-66УЗ кл.т. 0,5 Ктн = 10000/100 рег. № 78537-20	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	
26	КЛ 10 кВ фидер №32 (фид.32)	ТЛО-10 кл.т. 0,5S Ктт = 50/5 рег. № 25433-11	НТМИ-10-66УЗ кл.т. 0,5 Ктн = 10000/100 рег. № 78537-20	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	
27	КЛ 10 кВ фидер №34 (фид.34)	ТВК-10 кл.т. 0,5 Ктт = 400/5 рег. № 8913-82	НТМИ-10-66УЗ кл.т. 0,5 Ктн = 10000/100 рег. № 78537-20	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	
28	ВЛ 110 кВ Омутнинск - ОМЗ 3 цепь (ВЛ 110 кВ ОМ33)	ТВ-110* кл.т. 0,2S Ктт = 500/5 рег. № 60746-15	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т. 0,2 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 24218-13 НАМИ кл.т. 0,2 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 60353-15	СТЭМ-300 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 71771-18	

ЭКОМ-3000 рег.№ 17049-04/
СТВ-01 рег.№ 49933-12

Примечания

1 Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчиков, УСПД, УССВ на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 3 метрологических характеристик. Замена оформляется техническим актом в установленном владельцу порядке с внесением изменений в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.

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

Таблица 3 – Метрологические характеристики

Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в нормальных условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{1(2)}\%$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20}\%$,	$\delta_{100}\%$,
		$I_{1(2)}\% \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20}\%$	$I_{20}\% \leq I_{изм} < I_{100}\%$	$I_{100}\% \leq I_{изм} \leq I_{120}\%$
1 – 9, 28 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	1,0	1,0	0,6	0,5	0,5
	0,8	1,1	0,8	0,6	0,6
	0,5	1,8	1,3	0,9	0,9
10 – 17, 21 – 25, 27 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5; ТН 0,5)	1,0	-	1,8	1,1	0,9
	0,8	-	2,8	1,6	1,2
	0,5	-	5,4	2,9	2,2
18 – 20, 26 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	1,0	1,8	1,1	0,9	0,9
	0,8	2,5	1,6	1,2	1,2
	0,5	4,8	3,0	2,2	2,2
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в нормальных условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_2\%$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20}\%$,	$\delta_{100}\%$,
		$I_2\% \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20}\%$	$I_{20}\% \leq I_{изм} < I_{100}\%$	$I_{100}\% \leq I_{изм} \leq I_{120}\%$
1 – 9, 28 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	0,8	1,8	1,4	1,0	1,0
	0,5	1,5	0,9	0,8	0,8
10 – 17, 21 – 25, 27 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,5)	0,8	-	4,4	2,4	1,9
	0,5	-	2,5	1,5	1,2
18 – 20, 26 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,8	4,0	2,5	1,9	1,9
	0,5	2,4	1,5	1,2	1,2

Продолжение таблицы 3

Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_5 \%$,	$\delta_{20} \%$,	$\delta_{100} \%$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5 \%$	$I_5 \% \leq I_{изм} < I_{20} \%$	$I_{20} \% \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1 – 9, 28 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	1,0	1,2	0,8	0,7	0,7
	0,8	1,3	1,0	0,9	0,9
	0,5	1,9	1,4	1,1	1,1
10 – 17, 21 – 25, 27 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5; ТН 0,5)	1,0	-	1,9	1,2	1,0
	0,8	-	2,9	1,7	1,4
	0,5	-	5,5	3,0	2,3
18 – 20, 26 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	1,0	1,9	1,2	1,0	1,0
	0,8	2,6	1,7	1,4	1,4
	0,5	4,8	3,0	2,3	2,3
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_2 \%$,	$\delta_5 \%$,	$\delta_{20} \%$,	$\delta_{100} \%$,
		$I_2 \% \leq I_{изм} < I_5 \%$	$I_5 \% \leq I_{изм} < I_{20} \%$	$I_{20} \% \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1 – 9, 28 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	0,8	2,2	1,9	1,6	1,6
	0,5	1,9	1,5	1,4	1,4
10 – 17, 21 – 25, 27 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,5)	0,8	-	4,6	2,8	2,3
	0,5	-	2,8	1,9	1,7
18 – 20, 26 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,8	4,2	2,9	2,3	2,3
	0,5	2,7	2,0	1,7	1,7
Пределы допускаемой абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов АИИС КУЭ, входящих в состав СОЕВ, относительно шкалы времени UTC (SU), ($\pm\Delta$), с					5
Примечания					
1 Границы интервала допускаемой относительной погрешности $\delta_{1(2)\%P}$ для $\text{cos}\varphi=1,0$ нормируются от $I_1 \%$, границы интервала допускаемой относительной погрешности $\delta_{1(2)\%P}$ и $\delta_2 \%\text{Q}$ для $\text{cos}\varphi<1,0$ нормируются от $I_2 \%$.					
2 Метрологические характеристики ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).					

Основные технические характеристики ИК приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц	от 99 до 101 от 1(5) до 120 0,87 от 49,85 до 50,15
температура окружающей среды, °С: - для счетчиков электроэнергии	от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, не менее - частота, Гц	от 90 до 110 от 1(5) до 120 0,5 от 49,6 до 50,4
диапазон рабочих температур окружающей среды, °С: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для УСПД - для сервера, УССВ	от -45 до +40 от +10 до +30 от +10 до +30 от +18 до +24
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики: - средняя наработка на отказ, ч, не менее: для счетчиков СТЭМ-300 для счетчиков EPQS - средняя время восстановления работоспособности, ч	220000 70000 72
УСПД: - средняя наработка на отказ, ч, не менее	75000
УССВ ИВК: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее	22000
Глубина хранения информации счетчики электроэнергии: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее	45
УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, сут, не менее при отключенном питании, лет, не менее	45 3
ИВК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	3,5

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 журнале событий счетчика фиксируются факты:

- параметрирование;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени.

В журнале событий УСПД фиксируются факты:

- параметрирование;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени в счетчике и УСПД;
- пропадание и восстановление связи со счетчиком;
- выключение и включение УСПД.

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:

- выводы измерительных трансформаторов тока;

- счётчика;

- испытательной коробки;

- УСПД;

защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрирование:

- пароль на счетчике;

- 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);

- ИВК (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

- о состоянии средств измерений (функция автоматизирована);

- о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

- измерений 30 мин (функция автоматизирована);

- сбора 30 мин (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта-формуляра на АИИС КУЭ типографским способом.

Нанесение знака утверждения типа на средство измерений не предусмотрено.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Трансформатор тока	ТВ-ЭК исп. М3	27
Трансформатор тока	ТВ-110*	3
Трансформатор тока	ТВК-10	6
Трансформатор тока	ТВЛМ-10	2
Трансформатор тока	ТЛО-10	12
Трансформатор тока	ТВЛМ-10	20
Трансформатор напряжения	НАМИ-110 УХЛ1	3
Трансформатор напряжения	НАМИ	3
Трансформатор напряжения	НТМИ-10-66УЗ	2
Трансформатор напряжения	НТМИ-10	1
Счётчик электрической энергии многофункциональный	EPQS	27
Счётчик электрической энергии многофункциональный	СТЭМ-300	1
Устройство сбора и передачи данных	ЭКОМ-3000	1
Устройство синхронизации системного времени	СТВ-01	1
Специализированное программное обеспечение	СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)	1
Методика поверки	-	1
Паспорт-Формуляр	АУВП.411711.ФСК.032. 102.ПС-ФО	1

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 220 кВ Омутнинск», аттестованном ООО «Спецэнергопроект» г. Москва, уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312236.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

ГОСТ Р 59793-2021 «Информационные технологии. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Стадии создания»;

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

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Инженерный центр «ЭНЕРГОАУДИТКОНТРОЛЬ» (ООО «ИЦ ЭАК»)
ИИН 7733157421
Адрес: 123007, г. Москва, ул. 1-ая Магистральная, д. 17, стр. 5, эт. 3
Телефон: +7 (495) 620-08-38
Факс: +7 (495) 620-08-48
Web-сайт: www.ackye.ru
E-mail: eaudit@ackye.ru

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в г. Москве и Московской области» (ФБУ «Ростест-Москва»)
Адрес: 117418, г. Москва, Нахимовский пр-кт, д. 31
Телефон: +7 (495) 544-00-00
Web-сайт: www.rostest.ru
E-mail: info@rostest.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.310639.

в части вносимых изменений

Общество с ограниченной ответственностью «Спецэнергопроект»
(ООО «Спецэнергопроект»)
ИИН 7722844084
Адрес: 115419, г. Москва, ул. Орджоникидзе, д. 11, стр. 3, эт. 4, помещ. I, ком. 6, 7
Телефон: +7 (495) 410-28-81
E-mail: info@sepenergo.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312429.