

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «30» мая 2022 г. № 1309

Регистрационный № 67474-17

Лист № 1
Всего листов 11

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

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

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 220 кВ Заря (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 (ИИК), включающие измерительные трансформаторы тока (ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (ТН), счетчики активной и реактивной электроэнергии (счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

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

Третий уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК) АИИС КУЭ ЕНЭС, включающий центры сбора и обработки данных (ЦСОД) Исполнительного аппарата (ИА) и Магистральных электрических сетей (МЭС), устройство синхронизации системного времени (УССВ), автоматизированные рабочие места (АРМ), каналообразующую 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 проводным линиям связи (интерфейс RS-485).

Сервер сбора ИВК АИИС КУЭ единой национальной (общероссийской) электрической сети (далее по тексту - 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. В состав ИВК входит УССВ ИВК, принимающий сигналы спутниковых навигационных систем ГЛОНАСС/GPS. УССВ ИВК обеспечивает автоматическую непрерывную синхронизацию часов сервера сбора ИВК с национальной шкалой координированного времени UTC (SU).

Сервер сбора обеспечивает автоматическую коррекцию часов УСПД. Коррекция часов УСПД проводится при расхождении часов УСПД и часов сервера сбора более чем на 1 с, с интервалом проверки текущего времени не более 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.

СОЕВ обеспечивает синхронизацию времени компонентов АИИС КУЭ от источника точного времени, регистрацию даты, времени событий с привязкой к ним данных измерений количества электрической энергии с точностью ± 5 с.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Нанесение заводского номера на средство измерений не предусмотрено. Средству измерений присвоен заводской номер АУВП.411711.ФСК.044.02. Заводской номер указывается в паспорте-формуляре АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется специализированное программное обеспечение автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии ЕНЭС (Метроскоп) (далее по тексту - СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)). СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) 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 программного обеспечения

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

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

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 - Состав измерительных каналов АИИС КУЭ

№ ИК	Наименование ИК	Состав измерительных каналов АИИС КУЭ			
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	УСПД УССВ ИВК
1	2	3	4	5	6
1	ПС 220/110/10 кВ Заря, ОРУ-220 кВ, СШ 220 кВ, ввод ВЛ-220 кВ Владимирская ТЭЦ-2 - Заря	AGU-245 кл.т. 0,2S Ктт = 1200/1 рег. № 53607-13	VCU 245 кл.т. 0,2 Ктн = $(220000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 53610-13	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	TK16L рег. № 36643-07 СТВ-01 рег. № 49933-12
2	ПС 220/110/10 кВ Заря, ОРУ 110 кВ, 1 СШ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Заря - Достижение I цепь с отпайкой на ПС Филино (ВЛ 110 кВ Заря – Достижение I с отпайкой Филино)	ТБМО-110 УХЛ1 кл.т. 0,2S Ктт = 300/1 рег. № 23256-05	НАМИ-110 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	ПС 220/110/10 кВ Заря, ОРУ 110 кВ, 2 СШ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Заря - Достижение II цепь с отпайкой на ПС Филино (ВЛ 110 кВ Заря – Достижение 2 с отпайкой Филино)	ТБМО-110 УХЛ1 кл.т. 0,2S Ктт = 300/1 рег. № 23256-05	НАМИ-110 кл.т. 0,2 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 60353-15	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
4	ПС 220/110/10 кВ Заря, ОРУ 110 кВ, 1 СШ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Заря - Южная I цепь с отпайкой на ПС Мелехово (ВЛ 110 кВ Заря - Южная 1 с отпайкой Мелехово)	ТБМО-110 УХЛ1 кл.т. 0,2S Ктт = 300/1 рег. № 23256-05	НАМИ-110 кл.т. 0,2 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 60353-15	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	
5	ПС 220/110/10 кВ Заря, ОРУ 110 кВ, 2 СШ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Заря - Южная II цепь с отпайкой на ПС Луч (ВЛ 110 кВ Заря - Южная 2 с отпайкой Луч)	ТБМО-110 УХЛ1 кл.т. 0,2S Ктт = 300/1 рег. № 23256-05	НАМИ-110 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	ПС 220/110/10 кВ Заря, ОРУ 110 кВ, 1 СШ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Заря-Ковров I цепь с отпайкой на ПС Восточная (ВЛ 110 кВ Ковровская 1 с отп. Восточная)	ТБМО-110 УХЛ1 кл.т. 0,2S Ктт = 300/1 рег. № 23256-05	НАМИ-110 кл.т. 0,2 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 60353-15	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	TK16L рег. № 36643-07
7	ПС 220/110/10 кВ Заря, ОРУ 110 кВ, 2 СШ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Заря-Ковров II цепь с отпайкой на ПС Восточная (ВЛ 110 кВ Ковровская 2 с отп. Восточная)	ТБМО-110 УХЛ1 кл.т. 0,2S Ктт = 300/1 рег. № 23256-05	НАМИ-110 кл.т. 0,2 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 60353-15	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	СТВ-01 рег. № 49933-12
8	ПС 220/110/10 кВ Заря, ОРУ 110 кВ, 2 СШ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Заря-Ковров №3 (ВЛ 110 кВ Ковровская 3)	ТБМО-110 УХЛ1 кл.т. 0,2S Ктт = 300/1 рег. № 23256-05	НАМИ-110 кл.т. 0,2 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 60353-15	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	
9	ПС 220/110/10 кВ Заря, ОРУ 110 кВ, 2 СШ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Заря – Красный Октябрь	ТБМО-110 УХЛ1 кл.т. 0,2S Ктт = 300/1 рег. № 23256-05	НАМИ-110 кл.т. 0,2 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 60353-15	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
10	ПС 220/110/10 кВ Заря, ОРУ 110 кВ, 1 СШ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Заря – Шуя-1 с отпайкой на ПС Колобово (ВЛ 110 кВ Заря – Шуя)	ТБМО-110 УХЛ1 кл.т. 0,2S Ктт = 300/1 рег. № 23256-05	НАМИ-110 кл.т. 0,2 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 60353-15	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	TK16L рег. № 36643-07 СТВ-01 рег. № 49933-12
11	ПС 220/110/10 кВ Заря, ОРУ 110 кВ, СШ 110 кВ, ОВГ 110 кВ	ТБМО-110 УХЛ1 кл.т. 0,2S Ктт = 300/1 рег. № 23256-05	НАМИ-110 кл.т. 0,2 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 60353-15	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	
12	ПС 220/110/10 кВ Заря, РУ-21 10 кВ, 1 сек.шин 10 кВ, ф. 1053 ЖД	ТПЛ-10-М кл.т. 0,5S Ктт = 100/5 рег. № 47958-16	НТМИ-10-66У3 кл.т. 0,5 Ктн = 10000/100 рег. № 831-69	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	
13	ПС 220/110/10 кВ Заря, РУ-21 10 кВ, 1 сек.шин 10 кВ, ф. 1054 РЭС	ТПЛ-10-М кл.т. 0,5S Ктт = 100/5 рег. № 47958-16	НТМИ-10-66У3 кл.т. 0,5 Ктн = 10000/100 рег. № 831-69	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	
14	ПС 220/110/10 кВ Заря, РУ-21 10 кВ, 1 сек.шин 10 кВ, ф. 1055 Зид	ТПЛ-10-М кл.т. 0,5S Ктт = 200/5 рег. № 47958-16	НТМИ-10-66У3 кл.т. 0,5 Ктн = 10000/100 рег. № 831-69	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	
15	ПС 220/110/10 кВ Заря, РУ-21 10 кВ, 1 сек.шин 10 кВ, Ф. 1056 Радомир	ТПОЛ-10 кл.т. 0,5 Ктт = 600/5 рег. № 1261-59	НТМИ-10-66У3 кл.т. 0,5 Ктн = 10000/100 рег. № 831-69	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	
16	ПС 220/110/10 кВ Заря, РУ-21 10 кВ, 1 сек.шин 10 кВ, ф. 1057 Зид	ТЛП-10-5 кл.т. 0,5S Ктт = 100/5 рег. № 30709-11	НТМИ-10-66У3 кл.т. 0,5 Ктн = 10000/100 рег. № 831-69	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	
17	ПС 220/110/10 кВ Заря, РУ-21 10 кВ, 1 сек.шин 10 кВ, ф. 1058 Зид	ТПЛ-10-М кл.т. 0,5S Ктт = 200/5 рег. № 47958-16	НТМИ-10-66У3 кл.т. 0,5 Ктн = 10000/100 рег. № 831-69	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	
18	ПС 220/110/10 кВ Заря, РУ-21 10 кВ, 2 сек.шин 10 кВ, ф. 1062 Зид	ТПЛ-10-М кл.т. 0,5S Ктт = 200/5 рег. № 47958-16	НТМИ-10-66У3 кл.т. 0,5 Ктн = 10000/100 рег. № 831-69	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
19	ПС 220/110/10 кВ Заря, РУ-21 10 кВ, 2 сек.шин 10 кВ, Ф. 1063 Радомир	ТПЛ-10-М кл.т. 0,2S Ктт = 400/5 рег. № 47958-11	НТМИ-10-66У3 кл.т. 0,5 Ктн = 10000/100 рег. № 831-69	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	ТК16L рег. № 36643-07 СТВ-01 рег. № 49933-12
20	ПС 220/110/10 кВ Заря, РУ-21 10 кВ, 2 сек.шин 10 кВ, ф. 1064 РЭС	ТПЛ-10-М кл.т. 0,5S Ктт = 100/5 рег. № 47958-16	НТМИ-10-66У3 кл.т. 0,5 Ктн = 10000/100 рег. № 831-69	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	
21	ПС 220/110/10 кВ Заря, РУ-21 10 кВ, 2 сек.шин 10 кВ, ф. 1065 ЖД	ТПЛ-10-М кл.т. 0,5 Ктт = 100/5 рег. № 22192-03	НТМИ-10-66У3 кл.т. 0,5 Ктн = 10000/100 рег. № 831-69	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	
22	ПС 220/110/10 кВ Заря, РУ-21 10 кВ, 2 сек.шин 10 кВ, Ф. 1066 Радомир	ТПЛ-10-М кл.т. 0,2S Ктт = 400/5 рег. № 47958-11	НТМИ-10-66У3 кл.т. 0,5 Ктн = 10000/100 рег. № 831-69	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	
23	ПС 220/110/10 кВ Заря, РУ-21 10 кВ, 2 сек.шин 10 кВ, ф. 1067 ЗИД	ТПЛ-10-М кл.т. 0,5S Ктт = 200/5 рег. № 47958-16	НТМИ-10-66У3 кл.т. 0,5 Ктн = 10000/100 рег. № 831-69	EPQS кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	

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 владельцем 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	2	3	4	5	6
1 – 11 (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
12 – 14, 16 – 18, 20, 23 (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
15, 21 (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
19, 22 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	1,0	1,1	0,8	0,7	0,7
	0,8	1,3	1,0	0,9	0,9
	0,5	2,1	1,7	1,4	1,4
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 – 11 (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
12 – 14, 16 – 18, 20, 23 (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
15, 21 (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
19, 22 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	0,8	2,0	1,6	1,3	1,3
	0,5	1,6	1,1	1,0	1,0

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	2	3	4	5	6
1 – 11 (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
12 – 14, 16 – 18, 20, 23 (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
15, 21 (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
19, 22 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	1,0	1,3	1,0	0,9	0,9
	0,8	1,5	1,2	1,1	1,1
	0,5	2,2	1,8	1,6	1,6
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 – 11 (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
12 – 14, 16 – 18, 20, 23 (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
15, 21 (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
19, 22 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	0,8	2,4	2,1	1,9	1,9
	0,5	2,0	1,7	1,6	1,6
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 $\cos\varphi=1,0$ нормируются от $I_1\%$, границы интервала допускаемой относительной погрешности $\delta_{1(2)\%P}$ и $\delta_{2\%Q}$ для $\cos\varphi<1,0$ нормируются от $I_2\%$.					
2 Метрологические характеристики ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).					

Таблица 4 - Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц температура окружающей среды, °С: - для счетчиков электроэнергии	от 99 до 101 от 1(5) до 120 0,87 от 49,85 до 50,15 от +21 до +25
Рабочие условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, не менее - частота, Гц диапазон рабочих температур окружающей среды, °С: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для УСПД - для сервера, УССВ	от 90 до 110 от 1(5) до 120 0,5 от 49,6 до 50,4 от -45 до +40 от +10 до +30 от +10 до +30 от +18 до +24
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики электроэнергии EPQS: - средняя наработка на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД ТК16L: - средняя наработка на отказ, ч, не менее комплекс измерительно-вычислительный СТВ-01: - средняя наработка на отказ, ч, не менее	70000 72 55000 10000
Глубина хранения информации счетчики электроэнергии: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, сут, не менее при отключенном питании, лет, не менее ИВК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	45 45 3 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 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

Таблица 5 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформатор тока	AGU-245	3 шт.
Трансформатор тока	ТБМО-110 УХЛ1	30 шт.
Трансформатор тока	ТПЛ-10-М	22 шт.
Трансформатор тока	ТПОЛ-10	2 шт.
Трансформатор тока	ТЛП-10-5	3 шт.
Трансформатор напряжения емкостный	VCU 245	3 шт.
Трансформатор напряжения антирезонансный однофазный	НАМИ-110	6 шт.
Трансформатор напряжения	НТМИ-10-66У3	2 шт.
Счетчик электрической энергии многофункциональный	EPQS	23 шт.
Устройства сбора и передачи данных для автоматизации измерений и учета энергоресурсов	TK16L	1 шт.
Комплекс измерительно-вычислительный	СТВ-01	1 шт.
Паспорт-формуляр	АУВП.411711.ФСК.044.02ПФ	1 экз.

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) ПС 220 кВ Заря», аттестованном ООО «ЭнерТест», уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц RA.RU.311723.

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

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

Тел.: +7 (495) 221-75-60

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 проспект, 31

Телефон: +7 (495) 544-00-00

Web-сайт: www.rostest.ru

E-mail: info@rostest.ru

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц RA.RU.310639