

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «25» января 2022 г. № 172

Регистрационный № 84206-21

Лист № 1
Всего листов 10

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

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

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ Бачатская (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), резервное устройство синхронизации системного времени (УССВ), 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 центр сбора и обработки данных (ЦСОД) Исполнительного аппарата (ИА), устройство синхронизации системного времени (УССВ), автоматизированные рабочие места (АРМ), расположенные в ЦСОД ИА и в филиалах ПАО «ФСК ЕЭС» – МЭС, ПМЭС, каналобразующую 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, принимающее сигналы точного времени от спутниковых навигационных систем. УССВ ИВК обеспечивает автоматическую непрерывную синхронизацию часов сервера сбора ИВК с национальной шкалой РФ координированного времени UTC (SU).

УССВ ИВК выполняет функцию источника точного времени для уровня ИВКЭ. УСПД может быть оснащено собственным резервным устройством синхронизации системного времени, принимающим сигналы точного времени национальной шкалы РФ координированного времени UTC (SU) от спутниковых навигационных систем. Переключение на резервный источник точного времени в УСПД происходит автоматически/вручную при отсутствии связи с УССВ ИВК. Коррекция часов УСПД проводится при расхождении времени УСПД и времени национальной шкалы РФ координированного времени UTC (SU) 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 ± 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 заводского номера на средство измерений не предусмотрено. Заводской номер в виде цифро-буквенного обозначения установлен в технической документации АИИС КУЭ.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

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)	DataSetServer.exe, DataSetServer_USPD.exe

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

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Состав первого и второго уровней АИИС КУЭ

№ ИК	Наименование ИК	Состав первого и второго уровней АИИС КУЭ			
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	УСПД, УССВ
1	2	3	4	5	6
1	ВЛ 220 кВ Беловская ГРЭС – Бачатская I цепь	ТВ-220 кл.т 0,5 Ктт = 1000/5 рег. № 82258-21	НКФ-220-58 кл.т 0,5 Ктн = $(220000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 14626-00	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	RTU-325T рег. № 44626-10 УССВ-2 рег. № 54074-13
2	ВЛ 220 кВ Беловская ГРЭС – Бачатская II цепь	ТВ-220 кл.т 0,5 Ктт = 1000/5 рег. № 82258-21	НКФ-220-58 кл.т 0,5 Ктн = $(220000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 14626-00	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
3	ОВ-220 кВ	ТВ 220 I кл.т 0,5 Ктт = 1000/5 рег. № 3191-72	НКФ-220-58 кл.т 0,5 Ктн = $(220000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 14626-00	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
4	АТ-1 110 кВ	ТВ кл.т 0,5 Ктт = 1000/5 рег. № 19720-00	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т 0,2 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 24218-13	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
5	АТ-2 110 кВ	ТВГ-110 кл.т 0,2S Ктт = 1000/5 рег. № 22440-07	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т 0,2 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 24218-13	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
6	ВЛ 110 кВ Бачатская – Ново-Бачатская-1	ТФЗМ кл.т 0,5 Ктт = 600/5 рег. № 79095-20	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т 0,2 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 24218-13	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
7	ВЛ 110 кВ Бачатская – Ново-Бачатская-2	ТФЗМ кл.т 0,5 К _{ТТ} = 600/5 рег. № 79095-20	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 24218-13	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	RTU-325T рег. № 44626-10 УССВ-2 рег. № 54074-13
8	ВЛ 110 кВ Бачатская – Технологическая-1	ТФЗМ кл.т 0,5 К _{ТТ} = 600/5 рег. № 79095-20	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 24218-13	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
9	ВЛ 110 кВ Бачатская – Технологическая-2	ТФЗМ кл.т 0,5 К _{ТТ} = 600/5 рег. № 79095-20	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 24218-13	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
10	ВЛ 110 кВ Бачатская – Тиховская-1	ТВ-ЭК кл.т 0,2S К _{ТТ} = 400/5 рег. № 39966-10	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 24218-13	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
11	ВЛ 110 кВ Бачатская – Тиховская-2	ТВ-ЭК кл.т 0,2S К _{ТТ} = 400/5 рег. № 39966-10	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 24218-13	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
12	ВЛ 110 кВ Шестаковская – Бачатская I цепь с отпайкой на ПС Дуброво	TG кл.т 0,2S К _{ТТ} = 300/5 рег. № 75894-19	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 24218-13	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
13	ВЛ 110 кВ Шестаковская – Бачатская II цепь	TG кл.т 0,2S К _{ТТ} = 300/5 рег. № 75894-19	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 24218-13	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
14	ОВ-110 кВ	ТВ кл.т 0,5 К _{ТТ} = 1000/5 рег. № 80233-20	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 24218-13	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
15	ЩПВ узла связи 0,4 кВ, ф. МТС (мал.отд.)	T-0,66 кл.т 0,5S К _{ТТ} = 30/5 рег. № 36382-07	-	СЭТ-4ТМ.03 кл.т 0,5S/1 рег. № 27524-04	

Продолжение таблицы 2

Примечания	
1 Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчиков, УСПД, УССВ на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2 и в других разделах описания типа, 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 (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
4, 6 – 9, 14 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5; ТН 0,2)	1,0	-	1,7	0,9	0,7
	0,8	-	2,8	1,4	1,0
	0,5	-	5,3	2,7	1,9
5, 10 – 13 (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
15 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,5S)	1,0	2,0	1,0	0,8	0,8
	0,8	2,6	1,6	1,1	1,1
	0,5	4,7	2,8	1,9	1,9
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, 2, 3 (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
4, 6 – 9, 14 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,2)	0,8	-	4,3	2,2	1,6
	0,5	-	2,5	1,4	1,1
5, 10 – 13 (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
15 (Счетчик 1,0; ТТ 0,5S)	0,8	4,7	2,8	1,8	1,8
	0,5	3,2	1,9	1,4	1,3

Продолжение таблицы 3

Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} < I_{120\%}$
1, 2, 3 (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
4, 6 – 9, 14 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5; ТН 0,2)	1,0	-	1,8	1,1	0,9
	0,8	-	2,8	1,6	1,2
	0,5	-	5,3	2,8	2,0
5, 10 – 13 (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
15 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,5S)	1,0	2,3	1,6	1,4	1,4
	0,8	2,9	2,0	1,7	1,7
	0,5	4,9	3,1	2,3	2,3
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} < I_{120\%}$
1, 2, 3 (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
4, 6 – 9, 14 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,2)	0,8	-	4,5	2,6	2,1
	0,5	-	2,8	1,8	1,6
5, 10 – 13 (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
15 (Счетчик 1,0; ТТ 0,5S)	0,8	6,0	3,5	2,4	2,2
	0,5	4,3	2,7	2,0	1,9
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
1	2
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
Условия эксплуатации: 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 Альфа А1800: - средняя наработка до отказа, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч счетчики электроэнергии СЭТ-4ТМ.03: - средняя наработка до отказа, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД RTU-325T: - средняя наработка на отказ, ч, не менее устройство синхронизации системного времени УССВ-2: - средняя наработка на отказ, ч, не менее радиосервер точного времени РСТВ-01: - средняя наработка на отказ, ч, не менее	120000 72 90000 2 55000 74500 55000
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 5 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 формуляра АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 – Комплектность средства измерений

Наименование	Тип	Госреестр	Кол.
1	2	3	4
Трансформатор тока	ТВ-220	82258-21	6
Трансформатор тока	ТВ 220 I	3191-72	3
Трансформатор тока встроенный	ТВ	19720-00	3
Трансформатор тока встроенный	ТВГ-110	22440-07	3
Трансформатор тока	ТФЗМ	79095-20	8
Трансформатор тока	ТВ-ЭК	39966-10	6
Трансформатор тока	TG	75894-19	6
Трансформатор тока	ТВ	80233-20	3
Трансформатор тока	T-0,66	36382-07	3
Трансформатор напряжения	НКФ-220-58	14626-00	6
Трансформатор напряжения антирезонансный однофазный	НАМИ-110 УХЛ1	24218-13	6
Счетчик электрической энергии многофункциональный трехфазный	Альфа А1800	31857-11	14
Счетчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03	27524-04	1
Радиосервер точного времени (ИВК)	РСТВ-01	40586-12	1

Продолжение таблицы 5

Устройство синхронизации системного времени (ИВКЭ)	УССВ-2	54074-13	1
Устройство сбора и передачи данных	RTU-325T	44626-10	1
Формуляр	РЭМ-ПТР-2019.С028-ФО	–	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика (метод) измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ Бачатская», аттестованной ООО «ЭнерТест», регистрационный номер RA.RU.311723 в Реестре аккредитованных лиц в области обеспечения единства измерений Росаккредитации.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ Бачатская

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

Web-сайт: www.fsk-ees.ru

E-mail: info@fsk-ees.ru

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «ЭнерТест» (ООО «ЭнерТест»)

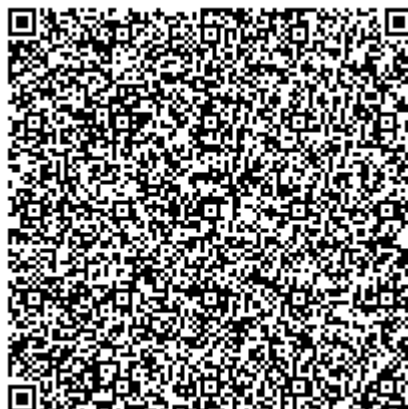
Адрес: 141100, Московская область, г. Щелково, Пролетарский пр-т, д. 12, кв. 342

Телефон: +7 (499) 991-19-91

Web-сайт: www.enertest.ru

E-mail: info@enertest.ru

Регистрационный номер RA.RU.311723 в Реестре аккредитованных лиц в области обеспечения единства измерений Росаккредитации



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «25» января 2022 г. № 172

Регистрационный № 84207-21

Лист № 1
Всего листов 11

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

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

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ Горняк (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 (ИБКЭ), включающий устройство сбора и передачи данных (УСПД), резервное устройство синхронизации системного времени (УССВ), технические средства приема-передачи данных, каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы, коммутационное оборудование.

Третий уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИБК) АИИС КУЭ ЕНЭС, включающий центр сбора и обработки данных (ЦСОД) Исполнительного аппарата (ИА), устройство синхронизации системного времени (УССВ), автоматизированные рабочие места (АРМ), расположенные в ЦСОД ИА и в филиалах ПАО «ФСК ЕЭС» – МЭС, ПМЭС, каналобразующую 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, принимающее сигналы точного времени от спутниковых навигационных систем. УССВ ИВК обеспечивает автоматическую непрерывную синхронизацию часов сервера сбора ИВК с национальной шкалой РФ координированного времени UTC (SU).

УССВ ИВК выполняет функцию источника точного времени для уровня ИВКЭ. УСПД может быть оснащено собственным резервным устройством синхронизации системного времени, принимающим сигналы точного времени национальной шкалы РФ координированного времени UTC (SU) от спутниковых навигационных систем. Переключение на резервный источник точного времени в УСПД происходит автоматически/вручную при отсутствии связи с УССВ ИВК. Коррекция часов УСПД проводится при расхождении времени УСПД и времени национальной шкалы РФ координированного времени UTC (SU) 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 ± 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 заводского номера на средство измерений не предусмотрено. Заводской номер в виде цифро-буквенного обозначения установлен в технической документации АИИС КУЭ.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

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)	DataSet.exe, DataSet_USPD.exe

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

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Состав первого и второго уровней АИИС КУЭ

№ ИК	Наименование ИК	Состав первого и второго уровней АИИС КУЭ			
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	УСПД, УССВ
1	2	3	4	5	6
1	АТ-1 110 кВ	TG кл.т 0,2S Ктт = 400/5 рег. № 75894-19	НКФ 110-57 кл.т 0,5 Ктн = $(1100000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 78712-20	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	RTU-325T рег. № 44626-10 УССВ-2 рег. № 54074-13
2	АТ-2 110 кВ	TG кл.т 0,2S Ктт = 600/5 рег. № 75894-19	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т 0,2 Ктн = $(1100000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 83250-21 НАМИ-110 УХЛ1 кл.т 0,2 Ктн = $(1100000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 24218-08	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
3	ВЛ 110 кВ Горняк – Змеиногорская II цепь с отпайками (ВЛ ГЗ-142)	ТГФ110 кл.т 0,2S Ктт = 400/5 рег. № 16635-05	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т 0,2 Ктн = $(1100000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 83250-21 НАМИ-110 УХЛ1 кл.т 0,2 Ктн = $(1100000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 24218-08	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
4	ВЛ 110 кВ Горняк – Змеиногорская I цепь с отпайками (ВЛ ГЗ-143)	ТГФ110 кл.т 0,2S Ктт = 400/5 рег. № 16635-05	НКФ 110-57 кл.т 0,5 Ктн = $(1100000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 78712-20	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
5	ВЛ 110 кВ Горняк – Жезкент № 1	ТОГФ кл.т 0,2S К _{ТТ} = 200/5 рег. № 61432-15	НКФ 110-57 кл.т 0,5 К _{ТН} = (1100000/√3)/(100/√3) рег. № 78712-20	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	RTU-325T рег. № 44626-10 УССВ-2 рег. № 54074-13
6	ВЛ 110 кВ Горняк – Жезкент № 2	ТФЗМ кл.т 0,5 К _{ТТ} = 300/5 рег. № 80022-20	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т 0,2 К _{ТН} = (1100000/√3)/(100/√3) рег. № 83250-21 НАМИ-110 УХЛ1 кл.т 0,2 К _{ТН} = (1100000/√3)/(100/√3) рег. № 24218-08	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
7	ОСВ-110 кВ	ТФЗМ кл.т 0,5 К _{ТТ} = 150/5 рег. № 49584-12 ТФНД-110М кл.т 0,5 К _{ТТ} = 150/5 рег. № 2793-71	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т 0,2 К _{ТН} = (1100000/√3)/(100/√3) рег. № 83250-21 НАМИ-110 УХЛ1 кл.т 0,2 К _{ТН} = (1100000/√3)/(100/√3) рег. № 24218-08	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
8	ШР-1 СВ-110 1-4	ТОГФ кл.т 0,2S К _{ТТ} = 600/5 рег. № 61432-15	НКФ 110-57 кл.т 0,5 К _{ТН} = (1100000/√3)/(100/√3) рег. № 78712-20	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
9	ШР-2 СВ-110 2-3	ТОГФ кл.т 0,2S К _{ТТ} = 600/5 рег. № 61432-15	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т 0,2 К _{ТН} = (1100000/√3)/(100/√3) рег. № 83250-21 НАМИ-110 УХЛ1 кл.т 0,2 К _{ТН} = (1100000/√3)/(100/√3) рег. № 24218-08	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
10	ЛТДН-1 6 кВ	ТПШЛ-10 кл.т 0,5 К _{ТТ} = 3000/5 рег. № 1423-60	НТМИ-6-66 кл.т 0,5 К _{ТН} = 6000/100 рег. № 2611-70	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
11	ЛТДН-2 6 кВ	ТПШЛ-10 кл.т 0,5 К _{ТТ} = 3000/5 рег. № 1423-60	НТМИ-6-66 кл.т 0,5 К _{ТН} = 6000/100 рег. № 2611-70	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
12	Шинный мост 6 кВ 1 сек.ш. ПС 220 кВ Горняк – 3 сек.ш. ПС №15 Горняцкая 110/35/6	ТЛП-10 кл.т 0,5S К _{ТТ} = 3000/5 рег. № 30709-11	НТМИ-6-66 кл.т 0,5 К _{ТН} = 6000/100 рег. № 2611-70	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	

	кВ			
--	----	--	--	--

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
13	Шинный мост 6 кВ 2 сек.ш. ПС 220 кВ Горняк – 4 сек.ш. ПС №15 Горняцкая 110/35/6 кВ	ТЛП-10 кл.т 0,5S Ктт = 3000/5 рег. № 30709-11	НТМИ-6-66 кл.т 0,5 Ктн = 6000/100 рег. № 2611-70	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	RTU-325T рег. № 44626-10 УССВ-2 рег. № 54074-13

Примечания

1 Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчиков, УСПД, УССВ на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2 и в других разделах описания типа, 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, 4, 5, 8 (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
2, 3, 9 (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
6, 7 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5; ТН 0,2)	1,0	-	1,7	0,9	0,7
	0,8	-	2,8	1,4	1,0
	0,5	-	5,3	2,7	1,9
10, 11 (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
12, 13 (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, 4, 5, 8	0,8	2,0	1,6	1,3	1,3

(Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	0,5	1,6	1,1	1,0	1,0
-----------------------------------	-----	-----	-----	-----	-----

Продолжение таблицы 3

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			
		$\delta_{2\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_{5\%}$	$I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
2, 3, 9 (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
6, 7 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,2)	0,8	-	4,3	2,2	1,6
	0,5	-	2,5	1,4	1,1
10, 11 (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
12, 13 (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
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации ($\pm\delta$), %, 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, 4, 5, 8 (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
2, 3, 9 (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
6, 7 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5; ТН 0,2)	1,0	-	1,8	1,1	0,9
	0,8	-	2,8	1,6	1,2
	0,5	-	5,3	2,8	2,0
10, 11 (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
12, 13 (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 эксплуатации ($\pm\delta$), %, 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, 4, 5, 8	0,8	2,4	2,1	1,9	1,9

(Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	0,5	2,0	1,7	1,6	1,6
-----------------------------------	-----	-----	-----	-----	-----

Продолжение таблицы 3

Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$	$\delta_{5\%}$	$\delta_{20\%}$	$\delta_{100\%}$
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_{5\%}$	$I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} < I_{120\%}$
2, 3, 9 (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
6, 7 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,2)	0,8	-	4,5	2,6	2,1
	0,5	-	2,8	1,8	1,6
10, 11 (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
12, 13 (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 $\cos\varphi=1,0$ 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
1	2
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц температура окружающей среды, °C: - для счетчиков электроэнергии	от 99 до 101 от 1(5) до 120 0,87 от 49,85 до 50,15 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	от -45 до +40
- для счетчиков	от +10 до +30
- для УСПД	от +10 до +30
- для сервера, УССВ	от +18 до +24

Продолжение таблицы 4

Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов:	
счетчики электроэнергии Альфа А1800:	
- средняя наработка до отказа, ч, не менее	120000
- среднее время восстановления работоспособности, ч	72
УСПД RTU-325T:	
- средняя наработка на отказ, ч, не менее	55000
устройство синхронизации системного времени УССВ-2:	
- средняя наработка на отказ, ч, не менее	74500
радиосервер точного времени РСТВ-01:	
- средняя наработка на отказ, ч, не менее	55000
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	45
при отключенном питании, лет, не менее	5
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 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 формуляра АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 – Комплектность средства измерений

Наименование	Тип	Госреестр	Кол.
1	2	3	4
Трансформатор тока	TG	75894-19	6
Трансформатор тока	ТГФ110	16635-05	6
Трансформатор тока	ТОГФ	61432-15	9
Трансформатор тока	ТФЗМ	80022-20	3
Трансформатор тока	ТФЗМ	49584-12	1
Трансформатор тока измерительный	ТФНД-110М	2793-71	2
Трансформатор тока	ТПШЛ-10	1423-60	4
Трансформатор тока	ТЛП-10	30709-11	6
Трансформатор напряжения	НКФ 110-57	78712-20	3
Трансформатор напряжения	НАМИ-110 УХЛ1	83250-21	1
Трансформатор напряжения антирезонансные	НАМИ-110 УХЛ1	24218-08	2
Трансформатор напряжения	НТМИ-6-66	2611-70	2
Счетчик электрической энергии трехфазный многофункциональный	Альфа А1800	31857-11	13
Радиосервер точного времени (ИВК)	РСТВ-01	40586-12	1
Устройство синхронизации системного времени (ИВКЭ)	УССВ-2	54074-13	1
Устройство сбора и передачи данных	RTU-325T	44626-10	1
Формуляр		–	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика (метод) измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ Горняк», аттестованной ООО «ЭнерТест», регистрационный номер RA.RU.311723 в Реестре аккредитованных лиц в области обеспечения единства измерений Росаккредитации.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ Горняк

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

Web-сайт: www.fsk-ees.ru

E-mail: info@fsk-ees.ru

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «ЭнерТест» (ООО «ЭнерТест»)

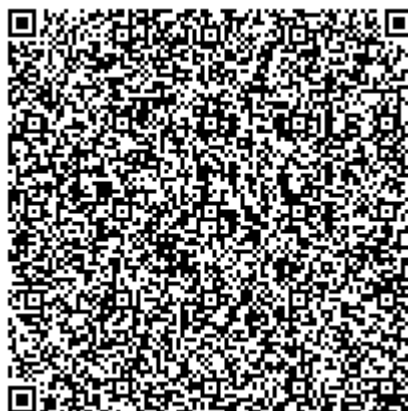
Адрес: 141100, Московская область, г. Щелково, Пролетарский пр-т, д. 12, кв. 342

Телефон: +7 (499) 991-19-91

Web-сайт: www.enertest.ru

E-mail: info@enertest.ru

Регистрационный номер RA.RU.311723 в Реестре аккредитованных лиц в области обеспечения единства измерений Росаккредитации



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «25» января 2022 г. № 172

Регистрационный № 84208-21

Лист № 1
Всего листов 9

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

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

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ ЦРП-220 (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), резервное устройство синхронизации системного времени (УССВ), 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 центр сбора и обработки данных (ЦСОД) Исполнительного аппарата (ИА), устройство синхронизации системного времени (УССВ), автоматизированные рабочие места (АРМ), расположенные в ЦСОД ИА и в филиалах ПАО «ФСК ЕЭС» – МЭС, ПМЭС, каналобразующую 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, принимающее сигналы точного времени от спутниковых навигационных систем. УССВ ИВК обеспечивает автоматическую непрерывную синхронизацию часов сервера сбора ИВК с национальной шкалой РФ координированного времени UTC (SU).

УССВ ИВК выполняет функцию источника точного времени для уровня ИВКЭ. УСПД может быть оснащено собственным резервным устройством синхронизации системного времени, принимающим сигналы точного времени национальной шкалы РФ координированного времени UTC (SU) от спутниковых навигационных систем. Переключение на резервный источник точного времени в УСПД происходит автоматически/вручную при отсутствии связи с УССВ ИВК. Коррекция часов УСПД проводится при расхождении времени УСПД и времени национальной шкалы РФ координированного времени UTC (SU) 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 ± 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 заводского номера на средство измерений не предусмотрено. Заводской номер в виде цифро-буквенного обозначения установлен в технической документации АИИС КУЭ.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

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)	DataSetServer.exe, DataSetServer_USPD.exe

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

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Состав первого и второго уровней АИИС КУЭ

№ ИК	Наименование ИК	Состав первого и второго уровней АИИС КУЭ			
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	УСПД, УССВ
1	2	3	4	5	6
1	ВЛ 220 кВ Красноярская ТЭЦ-3 – ЦРП I цепь	ТВ-ЭК кл.т 0,2 Ктт = 1000/1 рег. № 39966-10	НКФ-220-58У1 кл.т 0,5 Ктн = $(2200000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 73059-18	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	RTU-325S рег. № 53722-13 УССВ-2 рег. № 54074-13
2	ВЛ 220 кВ Красноярская ТЭЦ-3 - ЦРП II цепь	ТВ-ЭК кл.т 0,2 Ктт = 1000/1 рег. № 39966-10	НКФ-220-58У1 кл.т 0,5 Ктн = $(2200000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 73059-18	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	
3	ВЛ 220 кВ ЦРП-220 – КрАЗ V цепь (Связь 5 сек)	ТФЗМ 220Б-IV кл.т 0,2 Ктт = 2000/1 рег. № 20636-00	НКФ-220-58У1 кл.т 0,5 Ктн = $(2200000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 73059-18	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	
4	ВЛ 220 кВ ЦРП-220 - КрАЗ VI цепь (Связь 6 сек)	ТФЗМ 220Б-IV кл.т 0,2 Ктт = 2000/1 рег. № 20636-00	НКФ-220-58У1 кл.т 0,5 Ктн = $(2200000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 73059-18	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	
5	ВЛ 220 кВ ЦРП-220 - КрАЗ VII цепь (Связь 7 сек)	ТФЗМ 220Б-IV кл.т 0,2 Ктт = 2000/1 рег. № 20636-00	НКФ-220-58У1 кл.т 0,5 Ктн = $(2200000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 73059-18	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	
6	ВЛ 220 кВ ЦРП-220 - КрАЗ VIII цепь (Связь 8 сек)	ТФЗМ 220Б-IV кл.т 0,2 Ктт = 2000/1 рег. № 20636-00	НКФ-220-58У1 кл.т 0,5 Ктн = $(2200000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	

			пер. № 73059-18		
--	--	--	-----------------	--	--

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
7	1 ТСН 0,4 кВ	ТШП кл.т 0,5S К _{ТТ} = 600/5 рег. № 64182-16	-	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-20	RTU-325S рег. № 53722-13 УССВ-2 рег. № 54074-13
8	2 ТСН 0,4 кВ	ТШП кл.т 0,5S К _{ТТ} = 600/5 рег. № 64182-16	-	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-20	
9	3 ТСН 0,4 кВ	ТШП кл.т 0,5S К _{ТТ} = 1000/5 рег. № 64182-16	-	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-20	
10	4 ТСН 0,4 кВ	ТШП кл.т 0,5S К _{ТТ} = 800/5 рег. № 64182-16	-	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-20	
11	5 ТСН 0,4 кВ	ТШП кл.т 0,5S К _{ТТ} = 1500/5 рег. № 64182-16	-	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-20	
12	6 ТСН 0,4 кВ	ТШП кл.т 0,5S К _{ТТ} = 1500/5 рег. № 64182-16	-	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-20	

Примечания

1 Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчиков, УСПД, УССВ на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2 и в других разделах описания типа, 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 – 6 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2; ТН 0,5)	1,0	-	1,1	0,8	0,7
	0,8	-	1,4	1,0	0,9
	0,5	-	2,3	1,6	1,4
7 – 12 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5S)	1,0	1,7	0,9	0,6	0,6
	0,8	2,4	1,4	0,9	0,9
	0,5	4,6	2,7	1,8	1,8

Продолжение таблицы 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 – 6 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2; ТН 0,5)	0,8	-	2,1	1,4	1,3
	0,5	-	1,5	1,0	0,9
7 – 12 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S)	0,8	3,8	2,3	1,5	1,5
	0,5	2,3	1,4	1,0	1,0
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации ($\pm\delta$), %, 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 – 6 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2; ТН 0,5)	1,0	-	1,2	1,0	0,9
	0,8	-	1,5	1,1	1,1
	0,5	-	2,4	1,7	1,6
7 – 12 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5S)	1,0	1,8	1,0	0,8	0,8
	0,8	2,5	1,5	1,1	1,1
	0,5	4,7	2,8	1,9	1,9
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации ($\pm\delta$), %, 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 – 6 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2; ТН 0,5)	0,8	-	2,3	1,6	1,4
	0,5	-	1,7	1,2	1,2
7 – 12 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S)	0,8	4,0	2,7	2,0	2,0
	0,5	2,6	1,8	1,6	1,6

Таблица 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
1	2
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц температура окружающей среды, °C: - для счетчиков электроэнергии	от 99 до 101 от 1(5) до 120 0,87 от 49,85 до 50,15 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, не менее - частота, Гц диапазон рабочих температур окружающей среды, °C: - 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 Альфа А1800: - средняя наработка до отказа, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД RTU-325S: - средняя наработка на отказ, ч, не менее устройство синхронизации системного времени УССВ-2: - средняя наработка на отказ, ч, не менее радиосервер точного времени РСТВ-01: - средняя наработка на отказ, ч, не менее	120000 72 55000 74500 55000
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 ИБК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	45 45 5 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 формуляра АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 – Комплектность средства измерений

Наименование	Тип	Госреестр	Кол.
1	2	3	4
Трансформатор тока	ТВ-ЭК	39966-10	6
Трансформатор тока	ТФЗМ 220Б-IV	20636-00	12
Трансформатор тока	ТШП	64182-16	18
Трансформатор напряжения	НКФ-220-58У1	73059-18	12
Счетчик электрической энергии многофункциональный	Альфа А1800	31857-06	6
Счетчик электрической энергии многофункциональный	Альфа А1800	31857-20	6
Радиосервер точного времени (ИВК)	РСТВ-01	40586-12	1
Устройство синхронизации системного времени (ИВКЭ)	УССВ-2	54074-13	1
Устройство сбора и передачи данных	RTU-325S	53722-13	1
Формуляр	РЭМ-ПТР-2019.С007-ФО	–	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика (метод) измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ ЦРП-220», аттестованной ООО «ЭнерТест», регистрационный номер RA.RU.311723 в Реестре аккредитованных лиц в области обеспечения единства измерений Росаккредитации.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ ЦРП-220

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

Web-сайт: www.fsk-ees.ru

E-mail: info@fsk-ees.ru

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «ЭнерТест» (ООО «ЭнерТест»)

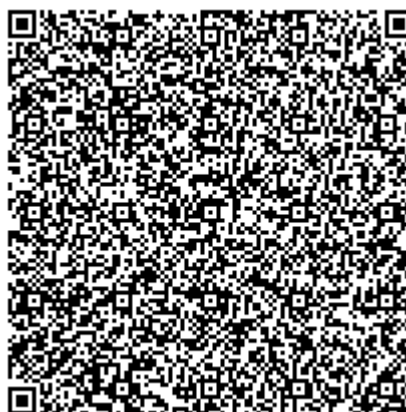
Адрес: 141100, Московская область, г. Щелково, Пролетарский пр-т, д. 12, кв. 342

Телефон: +7 (499) 991-19-91

Web-сайт: www.enertest.ru

E-mail: info@enertest.ru

Регистрационный номер RA.RU.311723 в Реестре аккредитованных лиц в области обеспечения единства измерений Росаккредитации



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «25» января 2022 г. № 172

Регистрационный № 84209-21

Лист № 1
Всего листов 13

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 500 кВ Шагол

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 500 кВ Шагол (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), включающий центр сбора и обработки данных (ЦСОД) Исполнительного аппарата (ИА), устройство синхронизации системного времени (УССВ), автоматизированные рабочие места (АРМ), расположенные в ЦСОД ИА и в филиалах ПАО «ФСК ЕЭС» - МЭС, ПМЭС, каналобразующую 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 ПАО 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, принимающее сигналы точного времени от спутниковых навигационных систем ГЛОНАСС/GPS. УССВ ИВК обеспечивает автоматическую непрерывную синхронизацию часов сервера сбора ИВК с национальной шкалой РФ координированного времени UTC (SU).

УССВ ИВК выполняет функцию источника точного времени для уровня ИВКЭ. Коррекция часов УСПД проводится при расхождении времени УСПД и времени национальной шкалы РФ координированного времени UTC (SU) 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 ± 2 с, автоматически выполняет синхронизацию текущего времени в счетчиках электрической энергии.

Нанесение заводского номера на средство измерений не предусмотрено. Заводской номер в виде цифро-буквенного обозначения установлен в технической документации АИИС КУЭ.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

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)	DataSet.exe, DataSet_USPD.exe

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

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 - Состав первого и второго уровней АИИС КУЭ

№ ИК	Наименование ИК	Состав 1-го и 2-го уровня измерительных каналов			
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счётчик электрической энергии	УСПД / УССВ ИВК
1	2	3	4	5	6
1	ВЛ 500 кВ Курчатовская – Шагол ВГ1	ИМВ 550 кл.т 0,2S Ктт = 1000/1 рег. № 32002-06	СРА 550 кл.т 0,2 Ктн = (500000/√3)/(100/√3) рег. № 15852-06	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,2S/0,5 рег. № 36697-12	ЭКОМ-3000 Рег.№ 17049-14
2	ВЛ 500 кВ Курчатовская – Шагол ВГ2	ИМВ 550 кл.т 0,2S Ктт = 1000/1 рег. № 32002-06	СРА 550 кл.т 0,2 Ктн = (500000/√3)/(100/√3) рег. № 15852-06	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,2S/0,5 рег. № 36697-12	
3	КВЛ 500 кВ Южноуральская ГРЭС-2 – Шагол ВВ 1	ТОГФ кл.т 0,2S Ктт = 2000/1 рег. № 61432-15	ДФК 525 кл.т 0,2 Ктн = (500000/√3)/(100/√3) рег. № 52352-12	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,2S/0,5 рег. № 36697-17	RTU325 Рег.№ 19495-03
4	КВЛ 500 кВ Южноуральская ГРЭС-2 – Шагол ВВ 2	ТОГФ кл.т 0,2S Ктт = 2000/1 рег. № 61432-15	ДФК 525 кл.т 0,2 Ктн = (500000/√3)/(100/√3) рег. № 52352-12	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,2S/0,5 рег. № 36697-08	
5	ВЛ 220 кВ Шагол - Медная с отп. на ПС Исаково (ВЛ 220 кВ Медная)	ТВ кл.т 0,2S Ктт = 500/1 рег. № 46101-10	НКФ-220-06 кл.т 0,2 Ктн = (220000/√3)/(100/√3) рег. № 41878-09	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,2S/0,5 рег. № 36697-12	

6	ВЛ 220 кВ Шагол – Каштак I цепь с отпайкой на ПС Очистные сооружения (ВЛ 220 кВ Каштак 1)	ТВ кл.т 0,2S Ктт = 500/1 рег. № 46101-10	НКФ-220-58 У1 кл.т 0,5 Ктн = (220000/√3)/(100/√3) рег. № 14626-95	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,2S/0,5 рег. № 36697-12	
---	---	---	---	---	--

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
7	ВЛ 220 кВ Шагол – Каштак II цепь с отпайкой на ПС Очистные сооружения (ВЛ 220 кВ Каштак 2)	ТВ кл.т 0,2S Ктт = 500/1 рег. № 46101-10	НКФ-220-06 кл.т 0,2 Ктн = (220000/√3)/(100/√3) рег. № 41878-09	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,2S/0,5 рег. № 36697-12	RTU325 Рег.№ 19495-03
8	ВЛ 220 кВ Шагол – Цинковая 220 (ВЛ 220 кВ Цинковая)	ТВ кл.т 0,2S Ктт = 500/1 рег. № 46101-10	НКФ-220-06 кл.т 0,2 Ктн = (220000/√3)/(100/√3) рег. № 41878-09	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,2S/0,5 рег. № 36697-12	
9	ВЛ 220 кВ Южноуральская ГРЭС – Шагол III цепь с отпайкой на ПС Исаково (ВЛ 220 кВ ЮУГРЭС3)	ТВ кл.т 0,2S Ктт = 500/1 рег. № 46101-10	НКФ-220-58 У1 кл.т 0,5 Ктн = (220000/√3)/(100/√3) рег. № 14626-95	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,2S/0,5 рег. № 36697-12	
10	КВЛ 220 кВ Челябинская ТЭЦ-4 – Шагол I цепь (КВЛ 220 кВ ЧТЭЦ4 1)	ТВ кл.т 0,2S Ктт = 500/1 рег. № 46101-10	НКФ-220-58 У1 кл.т 0,5 Ктн = (220000/√3)/(100/√3) рег. № 14626-95	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,2S/0,5 рег. № 36697-12	
11	КВЛ 220 кВ Челябинская ТЭЦ-4 – Шагол II цепь (КВЛ 220 кВ ЧТЭЦ4 2)	ТВ-ЭК исп. М1 кл.т 0,2S Ктт = 1000/1 рег. № 56255-14	НКФ-220-06 кл.т 0,2 Ктн = (220000/√3)/(100/√3) рег. № 41878-09	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,2S/0,5 рег. № 36697-12	
12	ОВГ 220 кВ	ТВ-ЭК исп. М1 кл.т 0,2S Ктт = 500/1 рег. № 56255-14	НКФ-220-58 У1 кл.т 0,5 Ктн = (220000/√3)/(100/√3) рег. № 14626-95 НКФ-220-06 кл.т 0,2 Ктн = (220000/√3)/(100/√3) рег. № 41878-09	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,2S/0,5 рег. № 36697-12	
13	АТ-1-110 кВ	ТВ-ЭК кл.т 0,2S Ктт = 2000/1 рег. № 74600-19	НАМИ кл.т 0,2 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,2S/0,5 рег. № 36697-17	

14	АТ-2-110 кВ	ТВ-ЭК кл.т 0,2S К _{ТТ} = 1000/1 рег. № 74600-19	НАМИ кл.т 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,2S/0,5 рег. № 36697-17	
----	-------------	---	--	---	--

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
15	КВЛ 110 кВ Шагол – Массивная с отпайками (КВЛ 110 кВ Массивная)	ТВ-ЭК кл.т 0,2S К _{ТТ} = 600/1 рег. № 74600-19	НАМИ кл.т 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,2S/0,5 рег. № 36697-17	RTU325 Рег.№ 19495-03
16	ВЛ 110 кВ Шагол – Аргаяш с отпайками (ВЛ 110 кВ Аргаяш)	ТВ-ЭК кл.т 0,2S К _{ТТ} = 600/1 рег. № 74600-19	НАМИ кл.т 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,2S/0,5 рег. № 36697-17	
17	ВЛ 110 кВ Шагол – Аэродромная с отпайками (ВЛ 110 кВ Аэродромная)	ТВ-ЭК кл.т 0,2S К _{ТТ} = 1000/1 рег. № 74600-19	НАМИ кл.т 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,2S/0,5 рег. № 36697-17	
18	ВЛ 110 кВ Шагол – Бульварная с отпайкой на ПС ЧФЗ (ВЛ 110 кВ Бульварная)	ТВ-ЭК кл.т 0,2S К _{ТТ} = 1000/1 рег. № 74600-19	НАМИ кл.т 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,2S/0,5 рег. № 36697-17	
19	ВЛ 110 кВ Шагол – Заварухино (ВЛ 110 кВ Заварухино)	ТВ-ЭК кл.т 0,2S К _{ТТ} = 600/1 рег. № 74600-19	НАМИ кл.т 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,2S/0,5 рег. № 36697-17	
20	ВЛ 110 кВ Шагол – Новоградская с отпайкой на ПС Краснопольская (ВЛ 110 кВ Новоградская)	ТВ-ЭК кл.т 0,2S К _{ТТ} = 600/1 рег. № 74600-19	НАМИ кл.т 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,2S/0,5 рег. № 36697-17	
21	ВЛ 110 кВ Шагол – Полевая I цепь (ВЛ 110 кВ Полевая 1)	ТВ-ЭК кл.т 0,2S К _{ТТ} = 600/1 рег. № 74600-19	НАМИ кл.т 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,2S/0,5 рег. № 36697-17	
22	ВЛ 110 кВ Шагол – Полевая II цепь (ВЛ 110 кВ Полевая 2)	ТВ-ЭК кл.т 0,2S К _{ТТ} = 600/1 рег. № 74600-19	НАМИ кл.т 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,2S/0,5 рег. № 36697-17	

23	ВЛ 110 кВ Шагол – СЗК (ВЛ 110 кВ СЗК)	ТВ-ЭК кл.т 0,2S К _{ТТ} = 1000/1 рег. № 74600-19	НАМИ кл.т 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,2S/0,5 рег. № 36697-17
----	---	---	--	---

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
24	ВЛ 110 кВ Шагол – Харлуши с отпайками (ВЛ 110 кВ Харлуши)	ТВ-ЭК кл.т 0,2S К _{ТТ} = 600/1 рег. № 74600-19	НАМИ кл.т 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,2S/0,5 рег. № 36697-17	RTU325 Рег.№ 19495-03
25	ВЛ 110 кВ Шагол – КПД (ВЛ 110 кВ КПД)	ТВ-ЭК кл.т 0,2S К _{ТТ} = 1000/1 рег. № 74600-19	НАМИ кл.т 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,2S/0,5 рег. № 36697-17	
26	КВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ- 4 – Шагол №1 с отпайкой на ПС Цинковая 110 (КВЛ 110 кВ ЧТЭЦ4 1)	ТВ-ЭК кл.т 0,2S К _{ТТ} = 1000/1 рег. № 74600-19	НАМИ кл.т 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,2S/0,5 рег. № 36697-17	
27	КВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ- 4 – Шагол №2 с отпайками (КВЛ 110 кВ ЧТЭЦ4 2)	ТВ-ЭК кл.т 0,2S К _{ТТ} = 1000/1 рег. № 74600-19	НАМИ кл.т 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,2S/0,5 рег. № 36697-17	
28	ОВМ 110 кВ	ТВ-ЭК кл.т 0,2S К _{ТТ} = 600/1 рег. № 74600-19	НАМИ кл.т 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,2S/0,5 рег. № 36697-17	
29	КЛ 0,4 кВ Шагол – Основное питание оборудования ВОЛС МегаФон	ТОП кл.т 0,5S К _{ТТ} = 50/5 рег. № 47959-11	-	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,2S/0,5 рег. № 36697-12	
30	КЛ 0,4 кВ Шагол – Основное питание оборудования ВОЛС Энифком (ОАО "МТС")	ТОП кл.т 0,5S К _{ТТ} = 50/5 рег. № 47959-11	-	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,2S/0,5 рег. № 36697-12	
31	КЛ 0,4 кВ Шагол – Резервное питание оборудования ВОЛС МегаФон	ТОП кл.т 0,5S К _{ТТ} = 50/5 рег. № 47959-11	-	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,2S/0,5 рег. № 36697-12	

32	КЛ 0,4 кВ Шагол – Резервное питание оборудования ВОЛС Энифком (ОАО "МТС")	ТОП кл.т 0,5S КТТ = 50/5 рег. № 47959-11	-	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,2S/0,5 рег. № 36697-12
----	---	---	---	---

Продолжение таблицы 2

Примечания 1 Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчиков, УСПД, УССВ на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2 и в других разделах описания типа, 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, 5, 7, 8, 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
3, 4, 13 – 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
6, 10, 12 (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
9 (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
29 – 32 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5S)	1,0	1,7	0,9	0,6	0,6
	0,8	2,4	1,4	0,9	0,9
	0,5	4,6	2,7	1,8	1,8
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, 2, 5, 7, 8, 11	0,8	1,8	1,4	1,0	1,0

(Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	0,5	1,5	0,9	0,8	0,8
3, 4, 13 – 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
6, 10, 12 (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 реактивной электрической энергии в нормальных условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_{5\%}$	$I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
9 (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
29 – 32 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S)	0,8	3,8	2,3	1,5	1,5
	0,5	2,3	1,4	1,0	1,0
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации ($\pm\delta$), %, 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, 5, 7, 8, 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
3, 4, 13 – 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
6, 10, 12 (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
9 (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
29 – 32 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5S)	1,0	1,8	1,0	0,8	0,8
	0,8	2,5	1,5	1,1	1,1
	0,5	4,7	2,8	1,9	1,9
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации ($\pm\delta$), %, 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, 2, 5, 7, 8, 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
3, 4, 13 – 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

Продолжение таблицы 3

Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$,	$\delta_5 \%$,	$\delta_{20 \%}$,	$\delta_{100 \%}$,
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_5 \%$	$I_5 \% \leq I_{изм} < I_{20 \%}$	$I_{20 \%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100 \%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
6, 10, 12 (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
9 (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
29 – 32 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S)	0,8	4,0	2,7	2,0	2,0
	0,5	2,6	1,8	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, °C: - для счетчиков	от 99 до 101 от 1(5) до 120 0,87 от 49,85 до 50,15 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	от -45 до +40
- для счетчиков	от +10 до +30
- для УСПД	от +10 до +30
- для сервера, УССВ ИВК	от +18 до +24

Продолжение таблицы 4

Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов:	
счетчики электроэнергии СЭТ-4ТМ.03М:	
- средняя наработка до отказа, ч, не менее	140000
- среднее время восстановления работоспособности, ч	2
УСПД RTU325:	
- средняя наработка на отказ, ч, не менее	40000
- среднее время восстановления работоспособности, ч	72
УСПД ЭКОМ-3000:	
- средняя наработка до отказа, ч, не менее	75000
- среднее время восстановления работоспособности, ч	24
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	45
при отключенном питании, лет, не менее	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 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 формуляра АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 - Комплектность средства измерений

Наименование	Тип	Госреестр	Кол.
1	2	3	4
Трансформатор тока	IMB 550	32002-06	6
Трансформатор тока	ТОГФ	61432-15	6
Трансформатор тока	ТВ	46101-10	18
Трансформатор тока	ТВ-ЭК исп. М1	56255-14	6
Трансформатор тока	ТВ-ЭК	74600-19	48
Трансформатор тока опорный	ТОП	47959-11	12
Трансформатор напряжения	СПА 550	15852-06	3
Трансформатор напряжения	ДФК-525	52352-12	3
Трансформатор напряжения	НКФ-220-06	41878-09	3
Трансформатор напряжения	НКФ-220-58 У1	14626-95	3
Трансформатор напряжения	НАМИ	60353-15	6
Счетчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М	36697-12	14
Счетчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М	36697-17	17
Счетчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М	36697-08	1
Устройство сбора и передачи данных	RTU325	19495-03	1
Устройство сбора и передачи данных	ЭКОМ-3000	17049-14	1
Устройство синхронизации системного времени	РСТВ-01	40586-12	1
Формуляр	РЭМ-ПТР-2019.У003-ФО	–	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 ЕНЭС ПС 500 кВ Шагол», аттестованной ООО «ЭнерТест», регистрационный номер RA.RU.311723 в Реестре аккредитованных лиц в области обеспечения единства измерений Росаккредитации.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 500 кВ Шагол

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

Web-сайт: www.fsk-ees.ru

E-mail: info@fsk-ees.ru

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «ЭнерТест» (ООО «ЭнерТест»)

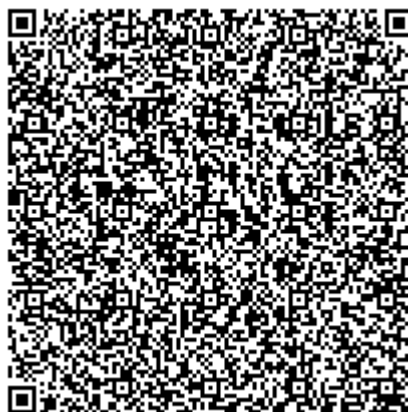
Адрес: 141100, Московская обл., Щёлково г., Пролетарский пр-кт, д. 12, кв. 342

Телефон: +7 (499) 991-19-91

Web-сайт: www.enertest.ru

E-mail: info@enertest.ru

Регистрационный номер RA.RU.311723 в Реестре аккредитованных лиц в области обеспечения единства измерений Росаккредитации



ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

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

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ Восточная (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), резервное устройство синхронизации системного времени (УССВ), 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 центр сбора и обработки данных (ЦСОД) Исполнительного аппарата (ИА), устройство синхронизации системного времени (УССВ), автоматизированные рабочие места (АРМ), расположенные в ЦСОД ИА и в филиалах ПАО «ФСК ЕЭС» – МЭС, ПМЭС, 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, принимающее сигналы точного времени от спутниковых навигационных систем. УССВ ИВК обеспечивает автоматическую непрерывную синхронизацию часов сервера сбора ИВК с национальной шкалой РФ координированного времени UTC (SU).

УССВ ИВК выполняет функцию источника точного времени для уровня ИВКЭ. УСПД может быть оснащено собственным резервным устройством синхронизации системного времени, принимающим сигналы точного времени национальной шкалы РФ координированного времени UTC (SU) от спутниковых навигационных систем. Переключение на резервный источник точного времени в УСПД происходит автоматически/вручную при отсутствии связи с УССВ ИВК. Коррекция часов УСПД проводится при расхождении времени УСПД и времени национальной шкалы РФ координированного времени UTC (SU) 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 ± 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 заводского номера на средство измерений не предусмотрено. Заводской номер в виде цифро-буквенного обозначения установлен в технической документации АИИС КУЭ.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

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)	DataSetServer.exe, DataSetServer_USPD.exe

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

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Состав первого и второго уровней АИИС КУЭ

№ ИК	Наименование ИК	Состав 1-го и 2-го уровня измерительных каналов			
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счётчик электрической энергии	УСПД, УССВ
1	2	3	4	5	6
1	ВЛ 220 кВ Восточная – ТЭЦ СХК (Т-201)	ТФЗМ 220Б-IV У1 кл.т 0,5 К _{тт} = 1000/5 рег. № 6540-78	НАМИ кл.т 0,2 К _{тн} = (220000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	RTU-325T рег. № 44626-10 УССВ-2 рег. № 54074-13
2	ВЛ 220 кВ Восточная – ЭС-2 СХК (Т-202)	ТФЗМ 220Б-IV У1 кл.т 0,5 К _{тт} = 1000/5 рег. № 6540-78	НАМИ кл.т 0,2 К _{тн} = (220000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
3	ОВ-220 кВ	ТФЗМ 220Б-IV У1 кл.т 0,5 К _{тт} = 1000/5 рег. № 6540-78	НАМИ кл.т 0,2 К _{тн} = (220000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
4	ВЛ 110 кВ Восточная – ГПП-2 СХК с отпайками (Т-1)	ТФНД-110М кл.т 0,5 К _{тт} = 300/5 рег. № 2793-71	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т 0,2 К _{тн} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 24218-08 НАМИ-110 УХЛ1 кл.т 0,2 К _{тн} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 24218-13	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
5	ВЛ-110 кВ Восточная - Бройлерная I цепь (С-107)	ТФМ-110 кл.т 0,5 К _{тт} = 2000/5 рег. № 16023-97	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т 0,2 К _{тн} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 24218-08 НАМИ-110 УХЛ1 кл.т 0,2 К _{тн} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 24218-13	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	RTU-325T рег. № 44626-10 УССВ-2 рег. № 54074-13
6	ВЛ-110 кВ Восточная - Бройлерная II цепь (С-108)	ТФМ-110 кл.т 0,5 К _{тт} = 2000/5 зав. № 3875; 2051; 2052 рег. № 16023-97	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т 0,2 К _{тн} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 24218-08	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
7	ВЛ 110 кВ Восточная – Бройлерная с отпайкой на ПС Северо-Восточная (С-7)	ТФЗМ кл.т 0,5 К _{тт} = 1000/5 рег. № 80020-20	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т 0,2 К _{тн} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 24218-08 НАМИ-110 УХЛ1 кл.т 0,2 К _{тн} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 24218-13	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
8	ВЛ 110 кВ Восточная – Западная с отпайками I цепь (С-5)	TG кл.т 0,2S К _{тт} = 2000/5 рег. № 75894-19	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т 0,2 К _{тн} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 24218-08 НАМИ-110 УХЛ1 кл.т 0,2 К _{тн} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 24218-13	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
9	ВЛ 110 кВ Восточная – Западная с отпайками II цепь (С-6)	TG кл.т 0,2S К _{тт} = 2000/5 рег. № 75894-19	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т 0,2 К _{тн} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 24218-08	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
10	ВЛ-110 кВ Восточная - Коммунальная (С-9)	ТФЗМ 110Б-IV кл.т 0,5 Ктт = 400/5 рег. № 26422-04	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т 0,2 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 24218-08 НАМИ-110 УХЛ1 кл.т 0,2 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 24218-13	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	RTU-325T рег. № 44626-10 УССВ-2 рег. № 54074-13
11	ВЛ-110 кВ Восточная - Малиновка (С-8)	ТФЗМ кл.т 0,5 Ктт = 1000/5 рег. № 80020-20	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т 0,2 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 24218-08	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
12	ВЛ-110 кВ Восточная - Пиковая (Т-4)	ТФЗМ 110Б-IV кл.т 0,5 Ктт = 400/5 рег. № 26422-04	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т 0,2 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 24218-08	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
13	ВЛ 110 кВ Восточная – Солнечная с отпайкой на ПС Северо-Восточная (С-10)	ТФНД-110М кл.т 0,5 Ктт = 600/5 рег. № 2793-71	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т 0,2 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 24218-08	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
14	ВЛ-110 кВ Томская ГРЭС-2 - Восточная I цепь (С-2)	ТФЗМ 110Б-IV кл.т 0,5 Ктт = 600/5 рег. № 26422-04	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т 0,2 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 24218-08	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
15	ВЛ-110 кВ Томская ГРЭС-2 - Восточная II цепь (С-1)	ТФЗМ 110Б-IV кл.т 0,5 Ктт = 600/5 рег. № 26422-04	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т 0,2 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 24218-08 НАМИ-110 УХЛ1 кл.т 0,2 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 24218-13	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
16	ОВ-110 кВ	ТФЗМ 110Б-IV кл.т 0,5 К _{тт} = 600/5 рег. № 26422-04	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т 0,2 К _{тн} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 24218-08 НАМИ-110 УХЛ1 кл.т 0,2 К _{тн} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 24218-13	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	RTU-325T рег. № 44626-10 УССВ-2 рег. № 54074-13
17	ВВ-35 Т-5-1	GIF кл.т 0,5S К _{тт} = 750/5 рег. № 43240-09	ЗНОМ-35-65 кл.т 0,5 К _{тн} = (35000/√3)/(100/√3) рег. № 912-70	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
18	ВВ-35 Т-5-2	GIF кл.т 0,5S К _{тт} = 750/5 рег. № 43240-09	ЗНОМ-35-65 кл.т 0,5 К _{тн} = (35000/√3)/(100/√3) рег. № 912-70	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
19	Ввод Т-1 35кВ	ТВДМ-35 кл.т 0,5 К _{тт} = 1000/5 рег. № 81685-21	ЗНОМ-35-65 кл.т 0,5 К _{тн} = (35000/√3)/(100/√3) рег. № 912-70	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
20	Ввод Т-2 35кВ	ТВДМ-35 кл.т 0,5 К _{тт} = 1000/5 рег. № 81685-21	ЗНОМ-35-65 кл.т 0,5 К _{тн} = (35000/√3)/(100/√3) рег. № 912-70	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
21	ВЛ 35 кВ Восточная – Заводская с отпайкой на ПС ЗПП-Т (3521)	ТГМ кл.т 0,5S К _{тт} = 600/5 рег. № 59982-15	ЗНОМ-35-65 кл.т 0,5 К _{тн} = (35000/√3)/(100/√3) рег. № 912-70	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
22	ВЛ 35 кВ Восточная – Заводская с отпайкой на ПС ЗПП-Т (3522)	ТГМ кл.т 0,5S К _{тт} = 600/5 рег. № 59982-15	ЗНОМ-35-65 кл.т 0,5 К _{тн} = (35000/√3)/(100/√3) рег. № 912-70	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
23	ВЛ 35 кВ Восточная – Томская ТЭЦ-1 (3525)	ТГМ кл.т 0,5S К _{тт} = 600/5 рег. № 59982-15	ЗНОМ-35-65 кл.т 0,5 К _{тн} = (35000/√3)/(100/√3) рег. № 912-70	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
24	ВЛ 35 кВ Восточная – Томская ТЭЦ-1 (3526)	ТГМ кл.т 0,5S К _{ТТ} = 300/5 рег. № 59982-15	ЗНОМ-35-65 кл.т 0,5 К _{ТН} = (35000/√3)/(100/√3) рег. № 912-70	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	RTU-325T рег. № 44626-10 УССВ-2 рег. № 54074-13
25	ВЛ 35 кВ Восточная – Сибкабель II цепь (3592)	ТГМ кл.т 0,5S К _{ТТ} = 300/5 рег. № 59982-15	ЗНОМ-35-65 кл.т 0,5 К _{ТН} = (35000/√3)/(100/√3) рег. № 912-70	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
26	ВЛ 35 кВ Восточная – Сибкабель I цепь (3593)	ТГМ кл.т 0,5S К _{ТТ} = 300/5 рег. № 59982-15	ЗНОМ-35-65 кл.т 0,5 К _{ТН} = (35000/√3)/(100/√3) рег. № 912-70	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
27	ВЛ 35 кВ Восточная – Спутник с отпайками (3527)	ТГМ кл.т 0,5S К _{ТТ} = 300/5 рег. № 59982-15	ЗНОМ-35-65 кл.т 0,5 К _{ТН} = (35000/√3)/(100/√3) рег. № 912-70	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
28	ВЛ 35 кВ Восточная – Спутник с отпайками (3528)	ТГМ кл.т 0,5S К _{ТТ} = 300/5 рег. № 59982-15	ЗНОМ-35-65 кл.т 0,5 К _{ТН} = (35000/√3)/(100/√3) рег. № 912-70	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
29	ВЛ 35 кВ Восточная – Томск-2 I цепь (3523)	ТГМ кл.т 0,5S К _{ТТ} = 400/5 рег. № 59982-15	ЗНОМ-35-65 кл.т 0,5 К _{ТН} = (35000/√3)/(100/√3) рег. № 912-70	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
30	ВЛ 35 кВ Восточная – Томск-2 II цепь (3524)	ТГМ кл.т 0,5S К _{ТТ} = 400/5 рег. № 59982-15	ЗНОМ-35-65 кл.т 0,5 К _{ТН} = (35000/√3)/(100/√3) рег. № 912-70	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
31	Ввод Т-1 10кВ	ТПШФ кл.т 0,5 К _{ТТ} = 2000/5 рег. № 519-50	НТМИ-10-66 У3 кл.т 0,5 К _{ТН} = 10000/100 рег. № 81619-21	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
32	Ввод Т-2 10кВ	ТПШЛ-10 кл.т 0,5 К _{ТТ} = 2000/5 рег. № 1423-60	НАМИ-10 кл.т 0,2 К _{ТН} = 10000/100 рег. № 11094-87	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
33	Ф-802	ТПЛ-10-М кл.т 0,5S К _{ТТ} = 600/5 рег. № 22192-07	НАМИ-10 кл.т 0,2 К _{ТН} = 10000/100 рег. № 11094-87	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
34	Ф-809	ТПЛМ-10 кл.т 0,5 К _{тт} = 300/5 рег. № 2363-68	НТМИ-10-66 У3 кл.т 0,5 К _{тн} = 10000/100 рег. № 81619-21	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	RTU-325T рег. № 44626-10 УССВ-2 рег. № 54074-13
35	Ф-810	ТПФМ-10 кл.т 0,5 К _{тт} = 200/5 рег. № 814-53	НАМИ-10 кл.т 0,2 К _{тн} = 10000/100 рег. № 11094-87	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
36	Ф-813	ТПЛ-10-М кл.т 0,5S К _{тт} = 600/5 рег. № 22192-07	НТМИ-10-66 У3 кл.т 0,5 К _{тн} = 10000/100 рег. № 81619-21	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
37	Ф-814	ТПЛ-10 кл.т 0,5 К _{тт} = 300/5 рег. № 1276-59	НАМИ-10 кл.т 0,2 К _{тн} = 10000/100 рег. № 11094-87	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
38	Ф-817	ТПФ кл.т 0,5 К _{тт} = 200/5 рег. № 517-50 ТПФМ-10 кл.т 0,5 К _{тт} = 200/5 рег. № 814-53	НТМИ-10-66 У3 кл.т 0,5 К _{тн} = 10000/100 рег. № 81619-21	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
39	Ф-819	ТПФМ-10 кл.т 0,5 К _{тт} = 200/5 рег. № 814-53	НТМИ-10-66 У3 кл.т 0,5 К _{тн} = 10000/100 рег. № 81619-21	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
40	Ф-820	ТПФМ-10 кл.т 0,5 К _{тт} = 200/5 рег. № 814-53	НАМИ-10 кл.т 0,2 К _{тн} = 10000/100 рег. № 11094-87	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
41	Ф-821	ТПФМ-10 кл.т 0,5 К _{тт} = 200/5 рег. № 814-53	НТМИ-10-66 У3 кл.т 0,5 К _{тн} = 10000/100 рег. № 81619-21	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
42	Ф-823	ТПЛ-10-М кл.т 0,5S К _{тт} = 600/5 рег. № 22192-07	НТМИ-10-66 У3 кл.т 0,5 К _{тн} = 10000/100 рег. № 81619-21	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
43	Ф-824	ТПФ кл.т 0,5 К _{тт} = 400/5 рег. № 517-50	НАМИ-10 кл.т 0,2 К _{тн} = 10000/100 рег. № 11094-87	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
44	Ф-825	ТПЛ-10-М кл.т 0,5S К _{тт} = 600/5	НТМИ-10-66 У3 кл.т 0,5 К _{тн} = 10000/100	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	

		рег. № 22192-07	рег. № 81619-21		
--	--	-----------------	-----------------	--	--

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
45	Ф-826	ТПФМ-10 кл.т 0,5 К _{тт} = 200/5 рег. № 814-53	НАМИ-10 кл.т 0,2 К _{тн} = 10000/100 рег. № 11094-87	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	RTU-325T рег. № 44626-10 УССВ-2 рег. № 54074-13
46	Ф-827	ТПЛ-10-М кл.т 0,5S К _{тт} = 600/5 рег. № 22192-07	НТМИ-10-66 У3 кл.т 0,5 К _{тн} = 10000/100 рег. № 81619-21	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
47	Ф-828	ТПФМ-10 кл.т 0,5 К _{тт} = 200/5 рег. № 814-53	НАМИ-10 кл.т 0,2 К _{тн} = 10000/100 рег. № 11094-87	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
48	Ф-829	ТПЛ-10 кл.т 0,5 К _{тт} = 300/5 рег. № 1276-59	НТМИ-10-66 У3 кл.т 0,5 К _{тн} = 10000/100 рег. № 81619-21	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
49	Ф-830	ТПОЛ-10 кл.т 0,5 К _{тт} = 600/5 рег. № 1261-59 ТПОЛ-10 кл.т 0,5 К _{тт} = 600/5 рег. № 1261-08	НАМИ-10 кл.т 0,2 К _{тн} = 10000/100 рег. № 11094-87	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
50	Ф-832	ТПЛ-10-М кл.т 0,5S К _{тт} = 600/5 рег. № 22192-07	НАМИ-10 кл.т 0,2 К _{тн} = 10000/100 рег. № 11094-87	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
51	Ф-833	ТПОЛ кл.т 0,5 К _{тт} = 200/5 рег. № 47958-11	НТМИ-10-66 У3 кл.т 0,5 К _{тн} = 10000/100 рег. № 81619-21	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
52	Ф-834	ТПОЛ-10 кл.т 0,5 К _{тт} = 1000/5 рег. № 1261-59	НАМИ-10 кл.т 0,2 К _{тн} = 10000/100 рег. № 11094-87	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
53	Ф-835	ТПОЛ-10 кл.т 0,5 К _{тт} = 600/5 рег. № 1261-59	НТМИ-10-66 У3 кл.т 0,5 К _{тн} = 10000/100 рег. № 81619-21	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
54	Ф-836	ТПЛ-10-М кл.т 0,5S К _{тт} = 600/5 рег. № 22192-07	НАМИ-10 кл.т 0,2 К _{тн} = 10000/100 рег. № 11094-87	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
55	Ф-838	ТЛМ-10 кл.т 0,5 К _{тт} = 300/5	НАМИ-10 кл.т 0,2 К _{тн} = 10000/100	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	

		рег. № 2473-69	рег. № 11094-87		
--	--	----------------	-----------------	--	--

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
56	Ф-847	ТЛП-10 кл.т 0,5S Ктт = 400/5 рег. № 30709-11	ЗНОЛ кл.т 0,5 Ктн = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 46738-11	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	RTU-325T рег. № 44626-10 УССВ-2 рег. № 54074-13
57	Ф-848	ТЛП-10 кл.т 0,5S Ктт = 400/5 рег. № 30709-11	ЗНОЛ кл.т 0,5 Ктн = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 46738-11	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
58	ТСН-1	ТПФМ-10 кл.т 0,5 Ктт = 300/5 рег. № 814-53	НТМИ-10-66 У3 кл.т 0,5 Ктн = 10000/100 рег. № 81619-21	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
59	ТСН-2	ТПФМ-10 кл.т 0,5 Ктт = 150/5 рег. № 814-53	НАМИ-10 кл.т 0,2 Ктн = 10000/100 рег. № 11094-87	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
60	Ф-822	ТПЛ-10 кл.т 0,5 Ктт = 400/5 рег. № 1276-59	НАМИ-10 кл.т 0,2 Ктн = 10000/100 рег. № 11094-87	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
61	ВВ-10 Т-5	ТЛП-10 кл.т 0,5S Ктт = 2000/5 рег. № 30709-11	ЗНОЛ кл.т 0,5 Ктн = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 46738-11	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	
62	КЛ 0,4 кВ "БС 70142 сотовой связи"	ТТИ кл.т 0,5 Ктт = 50/5 рег. № 28139-12	-	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	

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 – 7, 10 – 16, 32, 35, 37, 40, 43, 45, 47, 49, 52, 55, 59, 60 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5; ТН 0,2)	1,0	-	1,7	0,9	0,7
	0,8	-	2,8	1,4	1,0
	0,5	-	5,3	2,7	1,9
8, 9 (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
17, 18, 21–30, 36, 42, 44, 46, 56, 57, 61 (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
19, 20, 31, 34, 38, 39, 41, 48, 51, 53, 58 (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
33, 50, 54 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5S; ТН 0,2)	1,0	1,7	0,9	0,7	0,7
	0,8	2,5	1,5	1,0	1,0
	0,5	4,7	2,8	1,9	1,9
62 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5)	1,0	-	1,7	0,9	0,6
	0,8	-	2,7	1,4	0,9
	0,5	-	5,3	2,6	1,8
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 – 7, 10 – 16, 32, 35, 37, 40, 43, 45, 47, 49, 52, 55, 59, 60 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,2)	0,8	-	4,3	2,2	1,6
	0,5	-	2,5	1,4	1,1
8, 9 (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

Продолжение таблицы 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			
		$\delta_{2\%}$,	$\delta_5 \%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_5 \%$	$I_5 \% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
17, 18, 21 – 30, 36, 42, 44, 46, 56, 57, 61 (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
19, 20, , 31, 34, 38, 39, 41, 48, 51, 53, 58 (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
33, 50, 54 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S; ТН 0,2)	0,8	3,8	2,4	1,6	1,6
	0,5	2,4	1,4	1,1	1,1
62 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5)	0,8	-	4,3	2,2	1,5
	0,5	-	2,4	1,3	1,0
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 – 7, 10 – 16, 32, 35, 37, 40, 43, 45, 47, 49, 52, 55, 59, 60 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5; ТН 0,2)	1,0	-	1,8	1,1	0,9
	0,8	-	2,8	1,6	1,2
	0,5	-	5,3	2,8	2,0
8, 9 (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
17, 18, 21–30, 36, 42, 44, 46, 56, 57, 61 (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
19, 20, 31, 34, 38, 39, 41, 48, 51, 53, 58 (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
33, 50, 54 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5S; ТН 0,2)	1,0	1,8	1,1	0,9	0,9
	0,8	2,5	1,6	1,2	1,2

	0,5	4,7	2,8	2,0	2,0
Продолжение таблицы 2					
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			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
62 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5)	1,0	-	1,8	1,0	0,8
	0,8	-	2,8	1,5	1,1
	0,5	-	5,3	2,7	1,9
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 – 7, 10 – 16, 32, 35, 37, 40, 43, 45, 47, 49, 52, 55, 59, 60 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,2)	0,8	-	4,5	2,6	2,1
	0,5	-	2,8	1,8	1,6
8, 9 (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
17, 18, 21–30, 36, 42, 44, 46, 56, 57, 61 (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
19, 20, 31, 34, 38, 39, 41, 48, 51, 53, 58 (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
33, 50, 54 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S; ТН 0,2)	0,8	4,1	2,7	2,1	2,1
	0,5	2,7	1,9	1,6	1,6
62 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5)	0,8	-	4,5	2,5	2,0
	0,5	-	2,7	1,8	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
1	2
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц температура окружающей среды, °C: - для счетчиков электроэнергии	от 99 до 101 от 1(5) до 120 0,87 от 49,85 до 50,15 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, не менее - частота, Гц диапазон рабочих температур окружающей среды, °C: - 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 Альфа А1800: - средняя наработка до отказа, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД RTU-325T: - средняя наработка на отказ, ч, не менее устройство синхронизации системного времени УССВ-2: - средняя наработка на отказ, ч, не менее радиосервер точного времени РСТВ-01: - средняя наработка на отказ, ч, не менее	120000 72 55000 74500 55000
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 ИБК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	1200 45 5 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 формуляра АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 – Комплектность средства измерений

Наименование	Тип	Госреестр	Кол.
1	2	3	4
Трансформатор тока	ТФЗМ 220Б-IV У1	6540-78	9
Трансформатор тока	ТФНД-110М	2793-71	5
Трансформатор тока	ТФМ-110	16023-97	6
Трансформатор тока	ТФЗМ	80020-20	6
Трансформатор тока	TG	75894-19	6
Трансформатор тока	ТФЗМ 110Б-IV	26422-04	14
Трансформатор тока	GIF	43240-09	6
Трансформатор тока	ТВДМ-35	81685-21	6
Трансформатор тока	ТГМ	59982-15	30
Трансформатор тока	ТПШФ	519-50	2
Трансформатор тока	ТПШЛ-10	1423-60	2
Трансформатор тока	ТПЛ-10-М	22192-07	14
Трансформатор тока	ТПЛМ-10	2363-68	2
Трансформатор тока	ТПФМ-10	814-53	17
Трансформатор тока	ТПЛ-10	1276-59	2
Трансформатор тока	ТПФ	517-50	3
Трансформатор тока	ТПЛ-10	1276-59	6
Трансформатор тока	ТПОЛ	47958-11	4
Трансформатор тока	ТПОЛ-10	1261-59	4
Трансформатор тока	ТЛМ-10	2473-69	2
Трансформатор тока	ТЛП-10	30709-11	9
Трансформатор тока	ТТИ	28139-12	3
Трансформатор напряжения	НАМИ	60353-15	6

Трансформатор напряжения	НАМИ-110 УХЛ1	24218-08	6
Продолжение таблицы 5			
1	2	3	4
Трансформатор напряжения	НАМИ-110 УХЛ1	24218-13	3
Трансформатор напряжения	ЗНОМ-35-65	912-70	6
Трансформатор напряжения	НТМИ-10-66 УЗ	81619-21	1
Трансформатор напряжения	НАМИ-10	11094-87	1
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ	46738-11	3
Счетчик электрической энергии многофункциональный	Альфа А1800	31857-11	62
УСПД	RTU-325T	44626-10	1
УССВ	УССВ-2	54074-13	1
Формуляр	РЭМ-ПТР-2019.С013-ФО	—	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика (метод) измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ Восточная», аттестованной ООО «ЭнерТест», регистрационный номер RA.RU.311723 в Реестре аккредитованных лиц в области обеспечения единства измерений Росаккредитации.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ Восточная

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

Web-сайт: www.fsk-ees.ru

E-mail: info@fsk-ees.ru

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «ЭнерТест» (ООО «ЭнерТест»)

Адрес: 141100, Московская область, г. Щелково, Пролетарский пр-т, д. 12, кв. 342

Телефон: +7 (499) 991-19-91

Web-сайт: www.enertest.ru

E-mail: info@enertest.ru

Регистрационный номер RA.RU.311723 в Реестре аккредитованных лиц в области обеспечения единства измерений Росаккредитации

