

Приложение № 12  
к сведениям о типах средств  
измерений, прилагаемым  
к приказу Федерального агентства  
по техническому регулированию  
и метрологии  
от «9» ноября 2020 г. № 1808

**ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ**

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 500 кВ Пахра

**Назначение средства измерений**

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 500 кВ Пахра (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 распределённой функцией измерений.

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- автоматические измерения 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии, средне интервальной мощности;
- периодический (1 раз в полчаса, час, сутки) и/или по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени состояния средств измерений и результатов измерений приращений электроэнергии с заданной дискретностью учета (30 мин.);
- автоматическое сохранение результатов измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;
- предоставление по запросу контрольного доступа к результатам измерений, данных о состоянии объектов и средств измерений со стороны сервера организаций – участников оптового рынка электроэнергии;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и хранящихся в АИИС КУЭ данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровнях (установка пломб, паролей и т.п.);
- диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
- конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;
- автоматическое ведение системы единого времени в АИИС КУЭ (коррекция времени).

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (далее по тексту - ИИК), которые включают в себя измерительные трансформаторы тока (далее по тексту - ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (далее по тексту - ТН) и счетчики активной и реактивной электроэнергии, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных. Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблицах 2, 3.

2-й уровень – измерительно-вычислительный комплекс электроустановки (далее по тексту - ИВКЭ), включает в себя устройство сбора и передачи данных RTU-325T-E2-M2-B2 (далее по тексту - УСПД), устройство синхронизации системного времени (далее по тексту - УССВ) типа УССВ-2 (далее по тексту – УССВ-2), каналобразующую аппаратуру и технические средства обеспечения электропитания.

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (далее по тексту - ИВК) Системы автоматизированной информационно-измерительной Единой национальной электрической сети (далее по тексту - АИИС КУЭ ЕНЭС), (регистрационный номер 59086-14), включающий серверы сбора и обработки данных Исполнительного аппарата (далее по тексту - ИА) и Магистральных электрических сетей (далее по тексту - МЭС) ПАО «ФСК ЕЭС», автоматизированные рабочие места (далее по тексту - АРМ), каналобразующую аппаратуру, средства связи и приема-передачи данных, УССВ типа РСТВ-01-01 (далее по тексту - РСТВ-01-01).

ИВК предназначен для автоматизированного сбора и хранения результатов измерений, состояния средств измерений, подготовки и отправки отчетов в АО «АТС», АО «СО ЕЭС», другие смежные субъекты оптового рынка электроэнергии и мощности (далее по тексту - ОРЭМ).

Измерительные каналы (далее по тексту - ИК) состоят из трех уровней АИИС КУЭ.

Первичные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счетчика электрической энергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются мгновенные значения активной и полной мощности, которые усредняются за период 0,02 с. Средняя за период реактивная мощность вычисляется по средним за период значениям активной и полной мощности.

Измерительная информация на выходе счетчика без учета коэффициента трансформации:

- электрическая энергия, как интеграл по времени от средней за период 0,02 с мощности, вычисляется для интервалов времени 30 мин.

- средняя активная (реактивная) электрическая мощность вычисляется как среднее значение мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков по проводным линиям связи поступает на входы УСПД, где осуществляется хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных по проводной линии связи на верхний уровень системы (ИВК АИИС КУЭ), а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам.

Сервер сбора ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС автоматически опрашивает УСПД. Опрос УСПД выполняется с помощью выделенного канала (основной канал связи), присоединенного к единой цифровой сети связи электроэнергетики (далее по тексту - 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, с использованием электронной подписи (далее по тексту - ЭП), в ПАК АО «АТС» и в АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам ОРЭМ, в соответствии с Приложением 11.1.1. «Формат и регламент предоставления результатов измерений, состояния средств и объектов измерений в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам» к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности.

Полученные данные и результаты измерений могут использоваться для оперативного управления энергопотреблением на ПС 500 кВ Пахра ПАО «ФСК ЕЭС».

АИИС КУЭ также обеспечивает прием измерительной информации от АИИС КУЭ утвержденного типа третьих лиц, получаемой в формате XML-макетов в соответствии с регламентами ОРЭМ в автоматизированном режиме посредством электронной почты сети Internet.

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

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (далее по тексту - СОЕВ), которая охватывает все уровни АИИС КУЭ - ИИК, ИВКЭ и ИВК.

Для синхронизации шкалы времени в состав ИВК входит РСТВ-01-01, принимающий сигналы точного времени от глобальных навигационных спутниковых систем (далее по тексту - ГНСС), глобальной навигационной спутниковой системы (далее по тексту – ГЛОНАСС)/системы глобального позиционирования (Global Positioning System) (далее по тексту – GPS). РСТВ-01-01 обеспечивает автоматическую непрерывную синхронизацию часов сервера сбора от источника точного времени, который синхронизирован с национальной шкалой координированного времени UTC (SU). Коррекция часов на уровне ИВК выполняется автоматически при расхождении времени сервера сбора с временем РСТВ-01-01 более чем на  $\pm 1$  с.

Для синхронизации шкалы времени в состав ИВКЭ входит УССВ-2, принимающее сигналы точного времени от ГНСС ГЛОНАСС/GPS. УССВ-2 обеспечивает автоматическую непрерывную синхронизацию часов УСПД от источника точного времени, который синхронизирован с национальной шкалой координированного времени UTC (SU). Коррекция часов на уровне ИВКЭ выполняется автоматически при расхождении времени УСПД с временем УССВ-2 более чем на  $\pm 1$  с. Часы счетчиков синхронизируются от часов УСПД с периодичностью 1 раз в 30 минут. Коррекция часов счетчика проводится при расхождении времени счетчика и времени УСПД более чем на  $\pm 2$  с.

Журналы событий счетчика электроэнергии отражают: время (дату, часы, минуты, секунды) коррекции часов (время до коррекции и время после коррекции).

Журналы событий сервера АИИС КУЭ ЕНЭС и УСПД отражают: время (дату, часы, минуты, секунды) коррекции часов указанных устройств и расхождение времени в секундах корректируемого и корректирующего устройств в момент, непосредственно предшествующий коррективке.

### 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 коммерческом учете электрической энергии и обеспечивает обработку, организацию учета и хранения результатов измерения, а также их отображение, распечатку с помощью принтера и передачу в форматах, предусмотренных регламентом оптового рынка электроэнергии.

Идентификационные данные СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп), установленного в ИВК, указаны в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

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

идентификатора ПО	
-------------------	--

СПО АИИС КУЭ ЕНЭС не влияет на метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 2.

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений - «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

### Метрологические и технические характеристики

Состав ИК АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Состав ИК АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики

Номер ИК	Наименование ИК	Измерительные компоненты				Вид электро-энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счётчик	УСПД/ УССВ		Основ-ная погреш-ность, %	Погреш-ность в рабочих усло-виях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	ПС 500 кВ Пахра, РУ 220 кВ, яч. ВЛ 220 кВ Пахра-Борисово	СТIG Кл. т. 0,2 КТТ 1200/1 Рег. № 72857-18	SVR-20 Кл. т. 0,2 КТН 220000/√3:100/√3 Рег. № 55492-13	A1802RALXQV- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	RTU-325T- E2-M2-B2 Рег. № 44626-10 / УССВ-2 Рег. № 54074-13 / PCTB-01-01 Рег. № 40586-12	активная	±0,6	±1,4
						реактивная	±1,3	±2,6
2	ПС 500 кВ Пахра, РУ 220 кВ, яч. КВЛ 220 кВ Пахра-Чагино	СТIG Кл. т. 0,2 КТТ 1200/1 Рег. № 72857-18	SVR-20 Кл. т. 0,2 КТН 220000/√3:100/√3 Рег. № 55492-13	A1802RALXQV- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	RTU-325T- E2-M2-B2 Рег. № 44626-10 / УССВ-2 Рег. № 54074-13 / PCTB-01-01 Рег. № 40586-12	активная	±0,6	±1,4
						реактивная	±1,3	±2,6
3	ПС 500 кВ Пахра, РУ 220 кВ, яч. ВЛ 220 кВ Пахра-Мячково	СТIG Кл. т. 0,2 КТТ 1200/1 Рег. № 72857-18	SVR-20 Кл. т. 0,2 КТН 220000/√3:100/√3 Рег. № 55492-13	A1802RALXQV- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	RTU-325T- E2-M2-B2 Рег. № 44626-10 / УССВ-2 Рег. № 54074-13 / PCTB-01-01 Рег. № 40586-12	активная	±0,6	±1,4
						реактивная	±1,3	±2,6
4	ПС 500 кВ Пахра, РУ 220 кВ, яч. ВЛ 220 кВ Пахра-Стекольная	СТIG Кл. т. 0,2 КТТ 1200/1 Рег. № 72857-18	SVR-20 Кл. т. 0,2 КТН 220000/√3:100/√3 Рег. № 55492-13	A1802RALXQV- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	RTU-325T- E2-M2-B2 Рег. № 44626-10 / УССВ-2 Рег. № 54074-13 / PCTB-01-01 Рег. № 40586-12	активная	±0,6	±1,4
						реактивная	±1,3	±2,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
5	ПС 500 кВ Пахра, РУ 220 кВ, яч. ВЛ 220 кВ Пахра- Ступино	CTIG Кл. т. 0,2 КТТ 1200/1 Рег. № 72857-18	SVR-20 Кл. т. 0,2 КТН 220000/ $\sqrt{3}$ :100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 55492-13	A1802RALXQV- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	RTU-325T- E2-M2-B2 Рег. № 44626-10 / УССВ-2 Рег. № 54074-13 / РСТВ-01- 01 Рег. № 40586-12	активная	±0,6	±1,4
						реактивная	±1,3	±2,6
6	ПС 500 кВ Пахра, РУ 220 кВ, яч. ВЛ 220 кВ Лесная-Пахра	CTIG Кл. т. 0,2 КТТ 1200/1 Рег. № 72857-18	SVR-20 Кл. т. 0,2 КТН 220000/ $\sqrt{3}$ :100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 55492-13	A1802RALXQV- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11		активная	±0,6	±1,4
						реактивная	±1,3	±2,6
7	ПС 500 кВ Пахра, ЗРУ 10 кВ, 5 сек.ш. 10 кВ, яч. 503	ТЛО-10 Кл. т. 0,5S КТТ 600/5 Рег. № 25433-11	ЗНОЛП-ЭК-10 Кл. т. 0,5 КТН 10000/ $\sqrt{3}$ :100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 68841-17	A1802RALXQV- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11		активная	±1,1	±2,7
						реактив- ная	±2,6	±4,3
8	ПС 500 кВ Пахра, ЗРУ 10 кВ, 5 сек.ш. 10 кВ, яч. 504	ТЛО-10 Кл. т. 0,5S КТТ 600/5 Рег. № 25433-11	ЗНОЛП-ЭК-10 Кл. т. 0,5 КТН 10000/ $\sqrt{3}$ :100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 68841-17	A1802RALXQV- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11		активная	±1,1	±2,7
						реактив- ная	±2,6	±4,3
9	ПС 500 кВ Пахра, ЗРУ 10 кВ, 5 сек.ш. 10 кВ, яч. 505	ТЛО-10 Кл. т. 0,5S КТТ 600/5 Рег. № 25433-11	ЗНОЛП-ЭК-10 Кл. т. 0,5 КТН 10000/ $\sqrt{3}$ :100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 68841-17	A1802RALXQV- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11		активная	±1,1	±2,7
						реактив- ная	±2,6	±4,3
10	ПС 500 кВ Пахра, ЗРУ 10 кВ, 5 сек.ш. 10 кВ, яч. 506	ТЛО-10 Кл. т. 0,5S КТТ 300/5 Рег. № 25433-11	ЗНОЛП-ЭК-10 Кл. т. 0,5 КТН 10000/ $\sqrt{3}$ :100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 68841-17	A1802RALXQV- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11		активная	±1,1	±2,7
					реактив- ная	±2,6	±4,3	
11	ПС 500 кВ Пахра, ЗРУ 10 кВ, 5 сек.ш. 10 кВ, яч. 507	ТЛО-10 Кл. т. 0,5S КТТ 300/5 Рег. № 25433-11	ЗНОЛП-ЭК-10 Кл. т. 0,5 КТН 10000/ $\sqrt{3}$ :100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 68841-17	A1802RALXQV- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	активная	±1,1	±2,7	
					реактив- ная	±2,6	±4,3	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
12	ПС 500 кВ Пахра, ЗРУ 10 кВ, 6 сек.ш. 10 кВ, яч. 603	ТЛО-10 Кл. т. 0,5S Ктт 300/5 Рег. № 25433-11	ЗНОЛП-ЭК-10 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/√3:100/√3 Рег. № 68841-17	A1802RALXQV- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	RTU-325T- E2-M2-B2 Рег. № 44626-10 / УССВ-2 Рег. № 54074-13 / РСТВ-01- 01 Рег. № 40586-12	активная	±1,1	±2,7
						реактив- ная	±2,6	±4,3
13	ПС 500 кВ Пахра, ЗРУ 10 кВ, 6 сек.ш. 10 кВ, яч. 604	ТЛО-10 Кл. т. 0,5S Ктт 300/5 Рег. № 25433-11	ЗНОЛП-ЭК-10 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/√3:100/√3 Рег. № 68841-17	A1802RALXQV- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	RTU-325T- E2-M2-B2 Рег. № 44626-10 / УССВ-2 Рег. № 54074-13 / РСТВ-01- 01 Рег. № 40586-12	активная	±1,1	±2,7
						реактив- ная	±2,6	±4,3
14	ПС 500 кВ Пахра, ЗРУ 10 кВ, 6 сек.ш. 10 кВ, яч. 605	ТЛО-10 Кл. т. 0,5S Ктт 600/5 Рег. № 25433-11	ЗНОЛП-ЭК-10 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/√3:100/√3 Рег. № 68841-17	A1802RALXQV- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	RTU-325T- E2-M2-B2 Рег. № 44626-10 / УССВ-2 Рег. № 54074-13 / РСТВ-01- 01 Рег. № 40586-12	активная	±1,1	±2,7
						реактив- ная	±2,6	±4,3
15	ПС 500 кВ Пахра, ЗРУ 10 кВ, 6 сек.ш. 10 кВ, яч. 606	ТЛО-10 Кл. т. 0,5S Ктт 600/5 Рег. № 25433-11	ЗНОЛП-ЭК-10 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/√3:100/√3 Рег. № 68841-17	A1802RALXQV- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	RTU-325T- E2-M2-B2 Рег. № 44626-10 / УССВ-2 Рег. № 54074-13 / РСТВ-01- 01 Рег. № 40586-12	активная	±1,1	±2,7
						реактив- ная	±2,6	±4,3
16	ПС 500 кВ Пахра, ЗРУ 10 кВ, 6 сек.ш. 10 кВ, яч. 607	ТЛО-10 Кл. т. 0,5S Ктт 600/5 Рег. № 25433-11	ЗНОЛП-ЭК-10 Кл. т. 0,5 Ктн 10000/√3:100/√3 Рег. № 68841-17	A1802RALXQV- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	RTU-325T- E2-M2-B2 Рег. № 44626-10 / УССВ-2 Рег. № 54074-13 / РСТВ-01- 01 Рег. № 40586-12	активная	±1,1	±2,7
						реактив- ная	±2,6	±4,3
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ, с							±5	

## Продолжение таблицы 2

Примечания:

1. Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).
2. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.
3. Погрешность в рабочих условиях указана: ИК №№ 1, 2, 3, 4, 5, 6 – для  $\cos\varphi = 0,8$  инд,  $I=0,05 \cdot I_{ном}$  ; ИК №№ 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16 – для  $\cos\varphi = 0,8$  инд,  $I=0,02 \cdot I_{ном}$  и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии для ИК №№ 1-16 от 0 до плюс 40 °С.
4. Кл. т. – класс точности, Ктт – коэффициент трансформации трансформаторов тока, Ктн – коэффициент трансформации трансформаторов напряжения, Рег. № – регистрационный номер в Федеральном информационном фонде.
5. Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, УСПД на одностипный утвержденного типа, при условии, что предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 2 метрологических характеристик.
6. Допускается замена УССВ-2 на аналогичное утвержденного типа.
7. Допускается замена РСТВ-01-01 на аналогичное утвержденного типа.
8. Замена оформляется техническим актом в установленном на предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.



Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	16
<p>Нормальные условия:</p> <p>параметры сети:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- напряжение, % от <math>U_{ном}</math></li> <li>- ток, % от <math>I_{ном}</math></li> <li>- частота, Гц</li> </ul> <p>- коэффициент мощности <math>\cos\varphi</math></p> <p>- температура окружающей среды, °С</p>	<p>от 99 до 101</p> <p>от 100 до 120</p> <p>от 49,85 до 50,15</p> <p>0,9</p> <p>от +21 до +25</p>
<p>Условия эксплуатации:</p> <p>параметры сети:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- напряжение, % от <math>U_{ном}</math></li> <li>- ток, % от <math>I_{ном}</math></li> </ul> <p>ИК №№ 1, 2, 3, 4, 5, 6</p> <p>ИК №№ 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- коэффициент мощности</li> <li>- частота, Гц</li> <li>- температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С</li> <li>- температура окружающей среды в месте расположения электросчетчиков, °С</li> <li>- температура окружающей среды в месте расположения сервера, °С</li> <li>- температура окружающей среды в месте расположения УССВ-2, °С</li> <li>- температура окружающей среды в месте расположения РСТВ-01-01, °С</li> <li>- температура окружающей среды в месте расположения УСПД, °С</li> </ul>	<p>от 90 до 110</p> <p>от 5 до 120</p> <p>от 2 до 120</p> <p>от 0,5<sub>инд</sub> до 0,8<sub>емк</sub></p> <p>от 49,6 до 50,4</p> <p>от -45 до +40</p> <p>от -40 до +65</p> <p>от +10 до +30</p> <p>от -10 до +55</p> <p>от -40 до +60</p> <p>от 0 до +50</p>
<p>Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов:</p> <p>Электросчетчики:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- среднее время наработки на отказ, ч, не менее</li> <li>- среднее время восстановления работоспособности, ч</li> </ul> <p>УСПД:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- среднее время наработки на отказ, ч, не менее</li> <li>- среднее время восстановления работоспособности, ч</li> </ul> <p>УССВ:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- среднее время наработки на отказ, ч, не менее для УССВ-2</li> <li>- среднее время наработки на отказ, ч, не менее для РСТВ-01-01</li> <li>- среднее время восстановления работоспособности, ч</li> </ul> <p>Сервер:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- среднее время наработки на отказ, ч, не менее</li> <li>- среднее время восстановления работоспособности, ч</li> </ul>	<p>120000</p> <p>2</p> <p>55000</p> <p>2</p> <p>74500</p> <p>55000</p> <p>2</p> <p>70000</p> <p>1</p>



- отсутствие/довосстановление данных с указанием точки измерений и соответствующего интервала времени;
- замена счетчика;
- полученные с уровней ИВКЭ «Журналы событий» ИВКЭ и ИИК.

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
  - электросчётчика;
  - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
  - испытательной коробки;
  - УСПД;
  - сервера;
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
  - электросчетчика;
  - УСПД;
  - сервера.

Возможность коррекции времени в:

- электросчетчиках (функция автоматизирована);
- УСПД (функция автоматизирована);
- ИВК (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

- о состоянии средств измерений;
- о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

- измерений 30 мин (функция автоматизирована);
- сбора 30 мин (функция автоматизирована).

### **Знак утверждения типа**

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему АИИС КУЭ ПС 500 кВ Пахра типографским способом.

### **Комплектность средства измерений**

В комплект поставки АИИС КУЭ входит техническая документация на АИИС КУЭ и на комплектующие средства измерений.

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Трансформатор тока	СТIG	18
Трансформатор тока	ТЛО-10	30
Трансформатор напряжения	SVR-20	18
Трансформатор напряжения	ЗНОЛП-ЭК-10	6
Счётчик электрической энергии многофункциональный	A1802RALXQV-P4GB-DW-4	16
Устройство сбора и передачи данных	RTU-325T-E2-M2-B2	1
Устройство синхронизации времени	УССВ-2	1
Устройство синхронизации времени	РСТВ-01-01	1
Специальное программное обеспечение	СПО АИИС КУЭ ЕНЭС	1
Методика поверки	МП СМО-2209-2020	1
Паспорт-Формуляр	РЭСС.411711.АИИС.699 ПФ	1

## **Поверка**

осуществляется по документу МП СМО-2209-2020 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 500 кВ Пахра. Методика поверки», утвержденному АО «РЭС Групп» 22.09.2020 г.

Основные средства поверки:

- трансформаторов тока – в соответствии с ГОСТ 8.217-2003 ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки;
- трансформаторов напряжения – в соответствии с ГОСТ 8.216-2011 ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки;
- счетчиков А1802RALXQV-P4GB-DW-4 – по документу ДЯИМ.411152.018 МП «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800. Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2011 г. и документу ДЯИМ.411152.018 МП «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800. Дополнение к методике поверки» утвержденному в 2012 г.;
- УСПД RTU-325T-E2-M2-B2 – по документу ДЯИМ.466215.005 МП «Устройства сбора и передачи данных RTU-325H и RTU-325T. Методика поверки», согласованному с ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2010 г.;
- УССВ-2 – по документу МП-РТ-1906-2013 (ДЯИМ.468213.001 МП) «Устройства синхронизации системного времени УССВ-2. Методика поверки», утвержденному руководителем ГЦИ СИ ФБУ «Ростест-Москва» 17 мая 2013 г.;
- РСТВ-01-01 – по документу ПЮЯИ.468212.039МП «Радиосерверы точного времени РСТВ-01. Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИФТРИ» 30 ноября 2011 г.;
- устройство синхронизации времени Радиочасы МИР РЧ-02.00, Рег. № 46656-11;
- прибор для измерения электроэнергетических величин и показателей качества электрической энергии Энергомонитор-3.3Т1, Рег. № 39952-08;
- миллитесламетр ТПУ-01, Рег. № 28134-12;
- термогигрометр «Ива-6Н-КП-Д», Рег. № 46434-11;
- термометр стеклянный жидкостный вибростойкий авиационный ТП-6, Рег. № 257-49.

Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик поверяемых СИ с требуемой точностью.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке в виде наклейки со штрих – кодом и (или) оттиском клейма поверителя.

## **Сведения о методиках (методах) измерений**

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 500 кВ Пахра, аттестованном ООО «Спецэнергопроект», аттестат об аккредитации № RA.RU.312236 от 20.07.2017.

## **Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 500 кВ Пахра**

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**

Акционерное общество «РЭС Групп»

(АО «РЭС Групп»)

ИНН 3328489050

Адрес: 600017, г. Владимир, ул. Сакко и Ванцетти, д. 23, оф. 9

Телефон: 8 (4922) 22-21-62

Факс: 8 (4922) 42-31-62

E-mail: post@orem.su

**Испытательный центр**

Акционерное общество «РЭС Групп»

(АО «РЭС Групп»)

Адрес: 600017, г. Владимир, ул. Сакко и Ванцетти, д. 23, оф. 9

Телефон: 8 (4922) 22-21-62

Факс: 8 (4922) 42-31-62

E-mail: post@orem.su

Аттестат об аккредитации АО «РЭС Групп» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.312736 от 17.07.2019 г.