

ПРИЛОЖЕНИЕ
к приказу Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от « 19 » февраля 2025 г. № 327

Сведения
об утвержденных типах средств измерений

№ п/ п	Наименование типа	Обозначение типа	Код характера производства	Рег. Номер	Зав. номер(а)	Изготовители	Правообладатель	Код идентификации производства	Методика поверки	Интервал между поверками	Заявитель	Юридическое лицо, проводившее испытания	Дата утверждения акта
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
1.	Система измерений количества и показателей качества нефти № 725	Обозначение отсутствует	Е	94666-25	725	Общество с ограниченной ответственностью «Транснефть - Порт Приморск» (ООО «Транснефть - Порт Приморск»), Ленинградская обл., Выборгский р-н	Общество с ограниченной ответственностью «Транснефть - Порт Приморск» (ООО «Транснефть - Порт Приморск»), Ленинградская обл., Выборгский р-н	ОС	МП-0044-ТАМ-2024 «ГСИ. Система измерений количества и показателей качества нефти № 725. Методика поверки»	1 год	Акционерное общество «Транснефть - Автоматизация и Метрология» (АО «Транснефть - Автоматизация и Метрология»), г. Москва	АО «Транснефть - Автоматизация и Метрология», г. Москва	01.08.2024
2.	Контроллеры программируемые логические	ALTUS Nexto	С	94667-25	702605	Altus Sistemas de Automação S.A., Бразилия	Altus Sistemas de Automação S.A., Бразилия	ОС	МИ 2539-99 «Рекомендация. ГСИ. Измерительные каналы контроллеров, изме-	4 года	Товарищество с ограниченной ответственностью «ALTEZZA» (ТОО «ALTEZZA»), РК, г. Алматы	ООО «ПРОММАШТЕСТ», г. Москва	16.10.2024

									нительно-вычислительных, управляющих, программно-технических комплексов. Методика поверки»				
3.	Контроллеры программируемые логические	ALTUS Hadron Xtorm	C	94668-25	702886	Altus Sistemas de Automação S.A., Бразилия	Altus Sistemas de Automação S.A., Бразилия	ОС	МИ 2539-99 «Рекомендация. ГСИ. Измерительные каналы контроллеров, измерительно-вычислительных, управляющих, программно-технических комплексов. Методика поверки»	4 года	Товарищество с ограниченной ответственностью «ALTEZZA» (ТОО «ALTEZZA»), Республика Казахстан, г. Алматы	ООО «ПРОММАШТЕСТ», г. Москва	16.10.2024
4.	Система измерений количества и показателей качества нефтепродуктов мобильная № 199/2	Обозначение отсутствует	E	94669-25	199/2	Акционерное общество «Транснефть - Дружба» (АО «Транснефть - Дружба»), г. Брянск	Акционерное общество «Транснефть - Дружба» (АО «Транснефть - Дружба»), г. Брянск	ОС	МП-0041-ТАМ-2024 «ГСИ. Система измерений количества и показателей качества нефтепродуктов мо-	1 год	Акционерное общество «Транснефть - Автоматизация и Метрология» (АО «Транснефть - Автоматизация и Метрология»), г. Москва	АО «Транснефть - Автоматизация и Метрология», г. Москва	02.10.2024

									бильная № 199/2. Методика поверки»				
5.	Набор эталонных мер индуктивности и добротности	LQ-2408	Е	94670-25	23	Федеральное Государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт физико-технических и радиотехнических измерений» Западно-Сибирский филиал (Западно-Сибирский филиал ФГУП «ВНИИФТРИ»), г. Новосибирск	Федеральное Государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт физико-технических и радиотехнических измерений» Западно-Сибирский филиал (Западно-Сибирский филиал ФГУП «ВНИИФТРИ»), г. Новосибирск	ОС	МП-551.310556-2024 «ГСИ. Набор эталонных мер индуктивности и добротности LQ-2408. Методика поверки»	1 год	Федеральное Государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт физико-технических и радиотехнических измерений» Западно-Сибирский филиал (Западно-Сибирский филиал ФГУП «ВНИИФТРИ»), г. Новосибирск	Западно-Сибирский филиал ФГУП «ВНИИФТРИ», г. Новосибирск	30.08.2024
6.	Система измерений количества конденсата газового нестабильного (СИКП), получаемого на УППГ ООО «ГПН-Заполярье» и ГКП-1А УГПУ филиала ООО «Газпром добыча Уренгой»	Обозначение отсутствует	Е	94671-25	23021	Общество с ограниченной ответственностью «Метрология и Автоматизация» (ООО «Метрология и Автоматизация»), г. Самара	Общество с ограниченной ответственностью «Газпром-нефть-Заполярье» (ООО «Газпромнефть-Заполярье»), Ямало-Ненецкий автономный округ, г. Новый Уренгой	ОС	НА.ГНМЦ. 0772-24 МП «ГСИ. Система измерений количества конденсата газового нестабильного (СИКП), получаемого на УППГ ООО «ГПН-Заполярье» и ГКП-1А	4 года	Общество с ограниченной ответственностью «Метрология и Автоматизация» (ООО «Метрология и Автоматизация»), г. Самара	АО «Нефтеавтоматика», г. Казань	30.09.2024

									УГПУ филиала ООО «Газпром добыча Уренгой». Методика поверки»				
7.	Измерители электрической емкости и тангенса угла диэлектрических потерь высоковольтные	Тангенс	С	94672-25	мод. Тангенс-10R № 015/2024; мод. Тангенс-12 № 014/2024	Общество с ограниченной ответственностью «Учебно-технический Центр Энергоскан» (ООО «УТЦ Энергоскан»), г. Екатеринбург	Общество с ограниченной ответственностью «Учебно-технический Центр Энергоскан» (ООО «УТЦ Энергоскан»), г. Екатеринбург	ОС	МП 201/1.1-055-2024 «ГСИ. Измерители электрической емкости и тангенса угла диэлектрических потерь высоковольтные Тангенс. Методика поверки»	2 года	Общество с ограниченной ответственностью «Учебно-технический Центр Энергоскан» (ООО «УТЦ Энергоскан»), г. Екатеринбург	ФГБУ «ВНИИМС», г. Москва	06.11.2024
8.	Барьеры искрозащиты	K15-БИЗА	С	94673-25	BIZA-24420.002, BIZA-24420.049, BIZA-24420.050, BIZA-24420.051, BIZA-24420.048	Общество с ограниченной ответственностью «Эй энд Ти Текнолоджис» (ООО «Эй энд Ти Текнолоджис»), г. Уфа	Общество с ограниченной ответственностью «Эй энд Ти Текнолоджис» (ООО «Эй энд Ти Текнолоджис»), г. Уфа	ОС	МП-415-2024 «ГСИ. Барьеры искрозащиты K15-БИЗА. Методика поверки»	2 года	Общество с ограниченной ответственностью «Эй энд Ти Текнолоджис» (ООО «Эй энд Ти Текнолоджис»), г. Уфа	ООО «ПРОММАШ ТЕСТ Метрология», Московская обл., г. Чехов	31.07.2024
9.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электро-	Обозначение отсутствует	Е	94674-25	1	Акционерное общество «Новосибирскэнергосбыт» (АО «Новосибирскэнергосбыт»), г. Новосибирск	Общество с ограниченной ответственностью «Ириан» (ООО «Ириан»), г. Тюмень	ОС	МП ЭПР-721-2024 «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измери-	4 года	Акционерное общество «Новосибирскэнергосбыт» (АО «Новосибирскэнергосбыт»), г. Новосибирск	ООО «ЭнергоПромРесурс», Московская обл., г. Красногорск	06.11.2024

	энергии (АИИС КУЭ) ТРЦ «Матрешка»							тельная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ТРЦ «Матрешка»					
10.	Серверы синхронизации времени ПЭИ	ССВ-1Г	С	94675-25	77101, 77102, 77103, 77104	Общество с ограниченной ответственностью «КОМ-СЕТ-сервис» (ООО «КОМ-СЕТ-сервис»), г. Москва	Общество с ограниченной ответственностью «КОМ-СЕТ-сервис» (ООО «КОМ-СЕТ-сервис»), г. Москва	РФ	РТ-МП-1050-441-2024 «ГСИ. Серверы синхронизации времени ПЭИ ССВ-1Г. Методика поверки»	4 года	Общество с ограниченной ответственностью «КОМ-СЕТ-сервис» (ООО «КОМ-СЕТ-сервис»), г. Москва	ФБУ «НИЦ ПМ - Ростест», г. Москва	17.12.2024
11.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 110 кВ Новозыбков	Обозначение отсутствует	Е	94676-25	652	Публичное акционерное общество «Федеральная сетевая компания - Россети» (ПАО «Россети»), г. Москва	Публичное акционерное общество «Федеральная сетевая компания - Россети» (ПАО «Россети»), г. Москва	ОС	МП-183-2024 «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 110 кВ Новозыбков. Методика поверки»	4 года	Общество с ограниченной ответственностью «Инженерный центр «ЭНЕРГОАУДИТ-КОНТРОЛЬ» (ООО «ИЦ ЭАК»), г. Москва	ООО «Энергетест», Московская обл., г. Химки	17.10.2024
12.	Система автоматизиро-	Обозначение	Е	94677-25	647	Публичное ак-	Публичное ак-	ОС	МП-182-2024 «ГСИ.	4 года	Общество с	ООО «Энер-	18.10.2024

	ванная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 110 кВ Красная Гора	отсутствует				щество «Федеральная сетевая компания - Россети» (ПАО «Россети»), г. Москва	щество «Федеральная сетевая компания - Россети» (ПАО «Россети»), г. Москва		Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 110 кВ Красная Гора. Методика поверки»		ответственно-стью «Инженерный центр «ЭНЕРГОАУДИТ-КОНТРОЛЬ» (ООО «ИЦ ЭАК»), г. Москва	ская обл., г. Химки	
13.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 330 кВ Рославль	Обозначение отсутствует	Е	94678-25	618	Публичное акционерное общество «Федеральная сетевая компания - Россети» (ПАО «Россети»), г. Москва	Публичное акционерное общество «Федеральная сетевая компания - Россети» (ПАО «Россети»), г. Москва	ОС	МП-180-2024 «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 330 кВ Рославль. Методика поверки»	4 года	Общество с ограниченной ответственностью «Инженерный центр «ЭНЕРГОАУДИТ-КОНТРОЛЬ» (ООО «ИЦ ЭАК»), г. Москва	ООО «Энергетест», Московская обл., г. Химки	10.10.2024
14.	Система автоматизированная информационно-	Обозначение отсутствует	Е	94679-25	665	Публичное акционерное общество «Федеральная сетевая	Публичное акционерное общество «Федеральная сетевая	ОС	МП-174-2024 «ГСИ. Система автоматизи-	4 года	Общество с ограниченной ответственностью «Инженер-	ООО «Энергетест», Московская обл., г. Химки	26.09.2024

	но-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 500 кВ Астрахань					компания - Рос-сети» (ПАО «Россети»), г. Москва	компания - Рос-сети» (ПАО «Россети»), г. Москва		зированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 500 кВ Астрахань. Методика поверки»		ный центр «ЭНЕР-ГОАУДИТ-КОНТРОЛЬ» (ООО «ИЦ ЭАК»), г. Москва		
15.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ВЛ 10 кВ №8 По-кровка-10	Обозначение отсутствует	Е	94680-25	646	Публичное акционерное общество «Федеральная сетевая компания - Рос-сети» (ПАО «Россети»), г. Москва	Публичное акционерное общество «Федеральная сетевая компания - Рос-сети» (ПАО «Россети»), г. Москва	ОС	МП-154-2024 «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ВЛ 10 кВ №8 По-кровка-10. Методика поверки»	4 года	Общество с ограниченной ответственностью «Инженерный центр «ЭНЕР-ГОАУДИТ-КОНТРОЛЬ» (ООО «ИЦ ЭАК»), г. Москва	ООО «Энер-Тест», Москов-ская обл., г. Химки	06.08.2024
16.	Система автоматизированная информационно-измеритель-	Обозначение отсутствует	Е	94681-25	651	Публичное акционерное общество «Федеральная сетевая компания - Рос-сети» (ПАО	Публичное акционерное общество «Федеральная сетевая компания - Рос-сети» (ПАО	ОС	МП-184-2024 «ГСИ. Система автоматизированная информа-	4 года	Общество с ограниченной ответственностью «Инженерный центр «ЭНЕР-	ООО «Энер-Тест», Москов-ская обл., г. Химки	20.10.2024

	ная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 110 кВ Индуктор					«Россети»), г. Москва	«Россети»), г. Москва		ционно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 110 кВ Индуктор. Методика поверки»		ГОАУДИТ-КОНТРОЛЬ» (ООО «ИЦ ЭАК»), г. Москва		
--	---	--	--	--	--	-----------------------	-----------------------	--	---	--	---	--	--

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «19» февраля 2025 г. № 327

Регистрационный № 94681-25

Лист № 1
Всего листов 12

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 110 кВ Индуктор

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 110 кВ Индуктор (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 сервер сбора и сервер баз данных (ЦСОД) Исполнительного аппарата (ИА), устройство синхронизации системного времени (УССВ ИВК), автоматизированные рабочие места (АРМ), расположенные в ЦСОД ИА и в филиалах ПАО «Россети» - МЭС, ПМЭС, 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 линиям связи.

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. УССВ ИВК, принимающее сигналы спутниковых навигационных систем, обеспечивает автоматическую непрерывную синхронизацию времени в ИВК с национальной шкалой координированного времени UTC(SU).

ИВК выполняет функцию источника точного времени для ИВКЭ. Коррекция часов УСПД проводится при расхождении времени в УСПД и времени национальной шкалы координированного времени UTC(SU) более чем на 2 с. Интервал проверки текущего времени в УСПД выполняется с периодичностью не менее одного раза в 60 мин.

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

Нанесение знака поверки на конструкцию средства измерений не предусмотрено.

Нанесение заводского номера на конструкцию средства измерений не предусмотрено. АИИС КУЭ присвоен заводской номер 651. Заводской номер указывается в формуляре на АИИС КУЭ типографским способом. Место, способ и форма нанесения заводских номеров измерительных компонентов, входящих в состав измерительных каналов (ИК) АИИС КУЭ, приведены в формуляре на АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется специализированное программное обеспечение автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии ЕНЭС (Метроскоп) (далее по тексту - СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)). СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) используется при учете электрической энергии и обеспечивает обработку, организацию учета и хранения результатов измерений, а также их отображение, распечатку с помощью принтера и передачу в форматах, предусмотренных регламентом оптового рынка электроэнергии.

СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) не оказывает влияния на метрологические характеристики АИИС КУЭ.

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

Метрологически значимой частью СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) являются файлы DataServer.exe, DataServer_USPD.exe.

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

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

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

Метрологические и технические характеристики

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

Таблица 2 – Состав измерительных каналов АИИС КУЭ

№ ИК	Наименование ИК	Состав измерительных каналов АИИС КУЭ				
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	УСПД	УССВ ИВК
1	2	3	4	5	6	7
1	ВЛ 110 кВ Индуктор - Кожаны	ТФЗМ-110Б-1У1 кл.т 0,5 Ктт = 300/5 рег. № 2793-71	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т 0,2 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 24218-08	СТЭМ-300 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 71771-18	ТОРАЗ IEC DAS рег. № 65921-16	СТВ-01 рег. № 49933-12
2	ВЛ 110 кВ Гомель - Индуктор с отпайками	ТФЗМ-110Б-1У1 кл.т 0,5 Ктт = 300/5 рег. № 2793-71	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т 0,2 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 24218-08	СТЭМ-300 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 71771-18		
3	ВЛ 110 кВ Индуктор - Залинейная	ТГФМ-110 кл.т 0,2S Ктт = 600/5 рег. № 52261-12	НКФ 110-57 кл.т 0,5 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 77076-19	СТЭМ-300 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 71771-18		
4	ВЛ 110 кВ Индуктор - Шеломы с отпайкой на ПС Бобовичи	ТФНД-110М кл.т 0,5 Ктт = 600/5 рег. № 2793-71	НКФ 110-57 кл.т 0,5 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 77076-19	СТЭМ-300 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 71771-18		
5	ЗРУ-10 кВ, 4сш 10 кВ, яч.50, КЛ 10 кВ ф. 103	ТПЛ-10 кл.т 0,5 Ктт = 200/5 рег. № 1276-59	НТМИ-10-66У3 кл.т 0,5 Ктн = 10000/100 рег. № 831-69	СТЭМ-300 кл.т 0,5S/1 рег. № 71771-18		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
6	ЗРУ-10 кВ, 2сш 10 кВ, яч.22, ВЛ 10 кВ ф. 106	ТПЛ-10 кл.т 0,5 Ктт = 200/5 рег. № 1276-59	НТМИ-10-66У3 кл.т 0,5 Ктн = 10000/100 рег. № 831-69	СТЭМ-300 кл.т 0,5S/1 рег. № 71771-18	ТОРАЗ ИЕС DAS рег. № 65921-16	СТВ-01 рег. № 49933-12
7	ЗРУ-10 кВ, 4сш 10 кВ, яч.44, ВЛ 10 кВ ф. 109	ТПЛ-10 кл.т 0,5 Ктт = 150/5 рег. № 1276-59	НТМИ-10-66У3 кл.т 0,5 Ктн = 10000/100 рег. № 831-69	СТЭМ-300 кл.т 0,5S/1 рег. № 71771-18		
8	ЗРУ-10 кВ, 2сш 10 кВ, яч.16, КЛ 10 кВ ф. 112	ТОЛ-10-І кл.т 0,5 Ктт = 400/5 рег. № 15128-07	НТМИ-10-66У3 кл.т 0,5 Ктн = 10000/100 рег. № 831-69	СТЭМ-300 кл.т 0,5S/1 рег. № 71771-18		
9	ЗРУ-10 кВ, 2сш 10 кВ, яч.14, ВЛ 10 кВ ф. 114	ТПЛ-10 кл.т 0,5 Ктт = 150/5 рег. № 1276-59	НТМИ-10-66У3 кл.т 0,5 Ктн = 10000/100 рег. № 831-69	СТЭМ-300 кл.т 0,5S/1 рег. № 71771-18		
10	ЗРУ-10 кВ, 4сш 10 кВ, яч.36, КЛ 10 кВ ф. 117	ТПЛ-10 кл.т 0,5 Ктт = 150/5 рег. № 1276-59	НТМИ-10-66У3 кл.т 0,5 Ктн = 10000/100 рег. № 831-69	СТЭМ-300 кл.т 0,5S/1 рег. № 71771-18		
11	ЗРУ-10 кВ, 2сш 10 кВ, яч.10, ВЛ 10 кВ ф. 118	ТПЛ-10 кл.т 0,5 Ктт = 300/5 рег. № 1276-59; ТПЛМ-10 кл.т 0,5 Ктт = 300/5 рег. № 2363-68	НТМИ-10-66У3 кл.т 0,5 Ктн = 10000/100 рег. № 831-69	СТЭМ-300 кл.т 0,5S/1 рег. № 71771-18		
12	ЗРУ-10 кВ, 4сш 10 кВ, яч.32, ВЛ 10 кВ ф. 121	ТПЛ-10У3 кл.т 0,5 Ктт = 40/5 рег. № 1276-59	НТМИ-10-66У3 кл.т 0,5 Ктн = 10000/100 рег. № 831-69	СТЭМ-300 кл.т 0,5S/1 рег. № 71771-18		
13	ЗРУ-10 кВ, 2сш 10 кВ, яч.6, ВЛ 10 кВ ф. 122	ТПЛ-10 кл.т 0,5 Ктт = 150/5 рег. № 1276-59	НТМИ-10-66У3 кл.т 0,5 Ктн = 10000/100 рег. № 831-69	СТЭМ-300 кл.т 0,5S/1 рег. № 71771-18		
14	ЗРУ-10 кВ, 4сш 10 кВ, яч.30, ВЛ 10 кВ ф. 123	ТПЛ-10-М кл.т 0,5S Ктт = 150/5 рег. № 22192-07	НТМИ-10-66У3 кл.т 0,5 Ктн = 10000/100 рег. № 831-69	СТЭМ-300 кл.т 0,5S/1 рег. № 71771-18		
15	ЗРУ-10 кВ, 2сш 10 кВ, яч.4, ВЛ 10 кВ ф. 124	ТПЛ-10 кл.т 0,5 Ктт = 300/5 рег. № 1276-59	НТМИ-10-66У3 кл.т 0,5 Ктн = 10000/100 рег. № 831-69	СТЭМ-300 кл.т 0,5S/1 рег. № 71771-18		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
16	ЗРУ-10 кВ, 3сш 10 кВ, яч.37, ВЛ 10 кВ ф. 129	ТПЛ-10 кл.т 0,5 Ктт = 150/5 рег. № 1276-59	НТМИ-10-66У3 кл.т 0,5 Ктн = 10000/100 рег. № 831-69	СТЭМ-300 кл.т 0,5S/1 рег. № 71771-18	ТОРАЗ IEC DAS рег. № 65921-16	СТВ-01 рег. № 49933-12
17	ЗРУ-10 кВ, 1сш 10 кВ, яч.21, ВЛ 10 кВ ф. 130	ТПЛ-10 кл.т 0,5 Ктт = 200/5 рег. № 1276-59	НТМИ-10-66У3 кл.т 0,5 Ктн = 10000/100 рег. № 831-69	СТЭМ-300 кл.т 0,5S/1 рег. № 71771-18		
18	ЗРУ-10 кВ, 3сш 10 кВ, яч.35, КЛ 10 кВ ф. 131	ТОЛ-10-І кл.т 0,5 Ктт = 400/5 рег. № 15128-07	НТМИ-10-66У3 кл.т 0,5 Ктн = 10000/100 рег. № 831-69	СТЭМ-300 кл.т 0,5S/1 рег. № 71771-18		
19	ЗРУ-10 кВ, 3сш 10 кВ, яч.33, ВЛ 10 кВ ф. 133	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т 0,5S Ктт = 300/5 рег. № 32139-06	НТМИ-10-66У3 кл.т 0,5 Ктн = 10000/100 рег. № 831-69	СТЭМ-300 кл.т 0,5S/1 рег. № 71771-18		
20	ЗРУ-10 кВ, 1сш 10 кВ, яч.13, КЛ 10 кВ ф. 138	ТПЛ-10У3 кл.т 0,5 Ктт = 150/5 рег. № 1276-59; ТБК-10 кл.т 0,5 Ктт = 150/5 рег. № 8913-82	НТМИ-10-66У3 кл.т 0,5 Ктн = 10000/100 рег. № 831-69	СТЭМ-300 кл.т 0,5S/1 рег. № 71771-18		
21	ЗРУ-10 кВ, 3сш 10 кВ, яч.27, ВЛ 10 кВ ф. 139	ТПЛ-10 кл.т 0,5 Ктт = 200/5 рег. № 1276-59	НТМИ-10-66У3 кл.т 0,5 Ктн = 10000/100 рег. № 831-69	СТЭМ-300 кл.т 0,5S/1 рег. № 71771-18		
22	ЗРУ-10 кВ, 1сш 10 кВ, яч.11, ВЛ 10 кВ ф. 140	ТПЛ-10 кл.т 0,5 Ктт = 300/5 рег. № 1276-59	НТМИ-10-66У3 кл.т 0,5 Ктн = 10000/100 рег. № 831-69	СТЭМ-300 кл.т 0,5S/1 рег. № 71771-18		
23	ЗРУ-10 кВ, 1сш 10 кВ, яч.9, ВЛ 10 кВ ф. 142	ТБК-10 кл.т 0,5 Ктт = 150/5 рег. № 8913-82	НТМИ-10-66У3 кл.т 0,5 Ктн = 10000/100 рег. № 831-69	СТЭМ-300 кл.т 0,5S/1 рег. № 71771-18		
24	ЗРУ-10 кВ, 1сш 10 кВ, яч.5, КЛ 10 кВ ф. 146	ТПЛ-10 кл.т 0,5 Ктт = 200/5 рег. № 1276-59	НТМИ-10-66У3 кл.т 0,5 Ктн = 10000/100 рег. № 831-69	СТЭМ-300 кл.т 0,5S/1 рег. № 71771-18		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
Примечания 1 Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчиков, УСПД, УССВ на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 3 метрологических характеристик. Замена оформляется техническим актом в установленном владельцем порядке с внесением изменений в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть. 2 Виды измеряемой электроэнергии для всех ИК, перечисленных в таблице 2, – активная, реактивная.						

Таблица 3 – Метрологические характеристики

Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в нормальных условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1-2 (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
3 (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
4 (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
5-13, 15-18, 20-24 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,5; ТН 0,5)	1,0	-	1,8	1,2	1,0
	0,8	-	2,9	1,7	1,3
	0,5	-	5,5	3,0	2,3
14, 19 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	1,0	2,1	1,2	1,0	1,0
	0,8	2,7	1,7	1,3	1,3
	0,5	4,9	3,1	2,3	2,3

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			
		$\delta_{2\%}$,	δ_5 %,	δ_{20} %,	δ_{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 (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
3 (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
4 (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
5-13, 15-18, 20-24 (Счетчик 1; ТТ 0,5; ТН 0,5)	0,8	-	4,6	2,6	2,1
	0,5	-	2,7	1,8	1,5
14, 19 (Счетчик 1; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,8	4,1	2,8	2,1	2,1
	0,5	2,7	1,8	1,5	1,5
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			
		$\delta_{1(2)\%}$,	δ_5 %,	δ_{20} %,	δ_{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 (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
3 (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
4 (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
5-13, 15-18, 20-24 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,5; ТН 0,5)	1,0	-	2,2	1,7	1,6
	0,8	-	3,2	2,1	1,8
	0,5	-	5,7	3,3	2,6
14, 19 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	1,0	2,4	1,7	1,6	1,6
	0,8	3,0	2,1	1,8	1,8
	0,5	5,1	3,4	2,6	2,6

Продолжение таблицы 3

Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$,	$\delta_{5\%}$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_{5\%}$	$I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1-2 (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
3 (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
4 (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
5-13, 15-18, 20-24 (Счетчик 1; ТТ 0,5; ТН 0,5)	0,8	-	5,5	4,0	3,7
	0,5	-	4,0	3,4	3,3
14, 19 (Счетчик 1; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,8	5,1	4,1	3,7	3,7
	0,5	4,0	3,5	3,3	3,3
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

Продолжение таблицы 4

1	2
Рабочие условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, не менее - частота, Гц диапазон рабочих температур окружающей среды, °С: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для УСПД - для сервера, УССВ	от 90 до 110 от 1(5) до 120 0,5 от 49,6 до 50,4 от -45 до +40 от +10 до +30 от +10 до +30 от +18 до +24
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики электроэнергии СТЭМ-300: - средняя наработка до отказа, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД TOPAZ IEC DAS: - средняя наработка на отказ, ч, не менее комплекс измерительно-вычислительный СТВ-01: - средняя наработка на отказ, ч, не менее	220000 72 140000 10000
Глубина хранения информации счетчики электроэнергии: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, сут, не менее - при отключенном питании, лет, не менее ИВК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	45 45 3 3,5

Надежность системных решений:

- резервирование питания УСПД с помощью источника бесперебойного питания и устройства АВР;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться с помощью электронной почты и сотовой связи;
- в журналах событий счетчиков и УСПД фиксируются факты:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекция шкалы времени.

Защищенность применяемых компонентов:

- наличие механической защиты от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - счетчиков электроэнергии;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - УСПД.

- наличие защиты на программном уровне:
 - пароль на счетчиках электроэнергии;
 - пароль на УСПД;
 - пароли на сервере, предусматривающие разграничение прав доступа к измерительным данным для различных групп пользователей.

Возможность коррекции шкалы времени в:

- счетчиках электроэнергии (функция автоматизирована);
- УСПД (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист формуляра АИИС КУЭ типографским способом. Нанесение знака утверждения типа на средство измерений не предусмотрено.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 5.

Таблица 5 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество шт./экз.
1	2	3
Трансформатор тока проходной с литой изоляцией	ТПЛ-10	25
Трансформатор тока проходной с литой изоляцией	ТПЛ-10УЗ	3
Трансформатор тока измерительный	ТФЗМ-110Б-1У1	6
Трансформатор тока измерительный	ТФНД-110М	3
Трансформатор тока	ТВК-10	3
Трансформатор тока	ТГФМ-110	3
Трансформатор тока	ТОЛ-10-І	4
Трансформатор тока	ТОЛ-СЭЩ-10	2
Трансформатор тока	ТПЛ-10-М	2
Трансформатор тока	ТПЛМ-10	1
Трансформатор напряжения антирезонансный	НАМИ-110 УХЛ1	3
Трансформатор напряжения	НКФ 110-57	3
Трансформатор напряжения	НТМИ-10-66УЗ	4
Счетчик электрической энергии трехфазный статический	СТЭМ-300	24
Устройство сбора и передачи данных	ТОРАZ ІЕС DAS	1
Комплекс измерительно-вычислительный	СТВ-01	1
Формуляр	АУВП.411711.ФСК.ОРЭМ.СЗ.П1100636.ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 110 кВ Индуктор», аттестованном ООО «ИЦ ЭАК», г. Москва уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311298.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Постановление Правительства Российской Федерации от 16 ноября 2020 г. № 1847 «Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений»;

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

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

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

Правообладатель

Публичное акционерное общество «Федеральная сетевая компания – Россети»
(ПАО «Россети»)

ИНН 4716016979

Юридический адрес: 121353, г. Москва, вн.тер.г. муниципальный округ Можайский,
ул. Беловежская, д. 4

Телефон: +7 (800) 200-18-81

E-mail: info@rosseti.ru

Web-сайт: www.rosseti.ru

Изготовитель

Публичное акционерное общество «Федеральная сетевая компания – Россети»
(ПАО «Россети»)

ИНН 4716016979

Адрес: 121353, г. Москва, вн.тер.г. муниципальный округ Можайский,
ул. Беловежская, д. 4

Телефон: +7 (800) 200-18-81

E-mail: info@rosseti.ru

Web-сайт: www.rosseti.ru

Испытательный центр

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

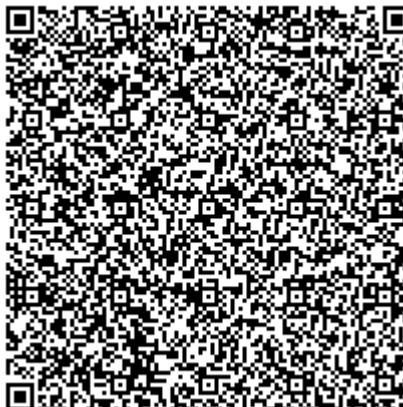
Адрес: 141401, Московская обл., г. Химки, ул. Рабочая, д. 2А, к. 22А, оф. 207

Телефон: +7 (495) 109-09-22

E-mail: info@enertest.ru

Web-сайт: www.enertest.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.314754.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «19» февраля 2025 г. № 327

Регистрационный № 94666-25

Лист № 1
Всего листов 8

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти № 725

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 725 (далее – СИКН) предназначена для автоматизированного измерения массы нефти при проведении учетных операций.

Описание средства измерений

Принцип действия СИКН основан на использовании косвенного метода динамических измерений массы брутто нефти по результатам измерений:

- объёма нефти с помощью преобразователей расхода, давления и температуры;
- плотности нефти с помощью поточных преобразователей плотности, давления и температуры или в лаборатории.

СИКН, заводской № 725, представляет собой единичный экземпляр измерительной системы, спроектированной для конкретного объекта и состоящей из блока измерительных линий (БИЛ), блока измерений показателей качества нефти (далее по тексту – БИК), системы сбора и обработки информации (далее по тексту – СОИ), узла подключения поверочной установки (УП ПУ). БИЛ состоит из трёх рабочих измерительных линий (далее – ИЛ) и одной резервной ИЛ.

Общий вид СИКН представлен на рисунке 1.



Рисунок 1 – Общий вид СИКН

В состав СИКН входят средства измерений, приведенные в таблице 1.

Таблица 1 – Перечень средств измерений

Наименование средства измерений	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений
Преобразователи расхода турбинные НТМ	79393-20
Преобразователи расхода жидкости турбинные HELIFLU TZ-N	15427-01
Термопреобразователи универсальные ТПУ 0304	50519-17
Преобразователи измерительные 644, 3144Р, 3244MV	14683-04
Преобразователи измерительные 644, 3144Р	14683-09
Термопреобразователи сопротивления платиновые 65	22257-05
Термопреобразователи сопротивления платиновые 65	22257-11
Преобразователи давления измерительные 3051	14061-99
Преобразователи давления измерительные 3051	14061-04
Преобразователи плотности жидкости измерительные 7835	15644-01
Преобразователи плотности жидкости измерительные 7835	15644-06
Преобразователи плотности жидкости измерительные 7835	52638-13
Преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные модели 7827	15642-01
Преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные модели 7829	15642-01
Влагомеры нефти поточные УДВН-1пм	14557-01
Влагомеры нефти поточные УДВН-1пм	14557-10
Комплексы измерительно-вычислительные ТН-01 (далее – ИВК)	67527-17

В состав СИКН входят показывающие средства измерений давления и температуры нефти утвержденных типов. В БИК установлен преобразователь расхода для контроля выполнения условий изокINETичности пробоотбора.

СИКН обеспечивает выполнение следующих функций:

- автоматизированное измерение массы брутто нефти (т) и объемного расхода нефти ($\text{м}^3/\text{ч}$) в рабочих диапазонах расхода, температуры, давления, плотности, вязкости, объемной доли воды в нефти;
- автоматическое измерение объемного влагосодержания (%), плотности ($\text{кг}/\text{м}^3$), вязкости (сСт), температуры ($^{\circ}\text{C}$) и давления (МПа) нефти;
- вычисление массы нетто нефти (т) с использованием результатов измерений содержания воды, хлористых солей и механических примесей в нефти;
- поверку и контроль метрологических характеристик преобразователей расхода по установке поверочной трубопоршневой двунаправленной стационарной (регистрационный № 77811-20), общей с системой измерений количества и показателей качества нефти № 726 или по передвижной поверочной установке;
- регистрацию и хранение результатов измерений, формирование интервальных отчетов, протоколов, актов приема-сдачи нефти, паспортов качества нефти;
- защиту информации от несанкционированного доступа.

Заводской номер СИКН нанесен типографским способом на информационную табличку, представленную на рисунке 2, установленную на площадке СИКН. Формат нанесения заводского номера – цифровой.

Пломбировка СИКН не предусмотрена.

Нанесение знака поверки на СИКН не предусмотрено.



Рисунок 2 – Информационная табличка СИКН

Программное обеспечение

СИКН имеет программное обеспечение (далее – ПО), реализованное в ИВК и автоматизированном месте оператора (далее – АРМ) оператора.

ПО АРМ оператора не содержит метрологически значимой части.

Защита ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений, обеспечение его соответствия утвержденному типу осуществляется наличием ограничения доступа, установкой логинов и паролей разного уровня доступа, ведения доступного только для чтения журнала событий. Доступ к ПО для пользователя закрыт. Конструкция системы исключает возможность несанкционированного влияния на ПО системы и измерительную информацию.

Уровень защиты ПО «высокий» в соответствии с Р 50.2.077–2014.

Таблица 2 – Идентификационные данные ПО СИКН

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	AnalogConverter.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.2.14.1
Цифровой идентификатор ПО	9319307D
Идентификационное наименование ПО	SIKNCalc.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.7.14.3
Цифровой идентификатор ПО	17D43552
Идентификационное наименование ПО	Sarasota.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.18
Цифровой идентификатор ПО	5FD2677A
Идентификационное наименование ПО	PP_78xx.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.20
Цифровой идентификатор ПО	CB6B884C

Продолжение таблицы 2

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	MI1974.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.6.14.11
Цифровой идентификатор ПО	116E8FC5
Идентификационное наименование ПО	MI3233.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.28
Цифровой идентификатор ПО	3836BADF
Идентификационное наименование ПО	MI3265.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.6.14.3
Цифровой идентификатор ПО	4EF156E4
Идентификационное наименование ПО	MI3266.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.6.14.6
Цифровой идентификатор ПО	4D07BD66
Идентификационное наименование ПО	MI3267.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.6.14.5
Цифровой идентификатор ПО	D19D9225
Идентификационное наименование ПО	MI3287.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.6.14.4
Цифровой идентификатор ПО	3A4CE55B
Идентификационное наименование ПО	MI3312.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.30
Цифровой идентификатор ПО	E56EAB1E
Идентификационное наименование ПО	MI3380.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.6.14.12
Цифровой идентификатор ПО	23F21EA1
Идентификационное наименование ПО	KMH_PP.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.17
Цифровой идентификатор ПО	71C65879
Идентификационное наименование ПО	KMH_PP_AREOM.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.3.14.1
Цифровой идентификатор ПО	62C75A03
Идентификационное наименование ПО	MI2816.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.5
Цифровой идентификатор ПО	B8DF3368

Продолжение таблицы 2

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	MI3151.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.21
Цифровой идентификатор ПО	F3B1C494
Идентификационное наименование ПО	MI3272.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.50
Цифровой идентификатор ПО	232DDC3F
Идентификационное наименование ПО	KMH_MPR_MPR.ap p
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.4
Цифровой идентификатор ПО	6A8CF172
Идентификационное наименование ПО	MI3288.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.14
Цифровой идентификатор ПО	32D8262B
Идентификационное наименование ПО	MI3155.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.30
Цифровой идентификатор ПО	F70067AC
Идентификационное наименование ПО	MI3189.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.21
Цифровой идентификатор ПО	35DD379D
Идентификационное наименование ПО	KMH_PV.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.1
Цифровой идентификатор ПО	9F5CD8E8
Идентификационное наименование ПО	KMH_PW.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.2
Цифровой идентификатор ПО	5C9E0FFE
Идентификационное наименование ПО	MI2974.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.21
Цифровой идентификатор ПО	AB567359
Идентификационное наименование ПО	MI3234.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.34
Цифровой идентификатор ПО	ED6637F5
Идентификационное наименование ПО	GOSTR8908.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.33
Цифровой идентификатор ПО	8D37552D

Продолжение таблицы 2

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Примечания 1. Допускается ограничивать количество программных модулей ИВК в зависимости от функционального назначения СИКН. 2. Цифровой идентификатор ПО представлен в шестнадцатеричной системе счисления в виде буквенно-цифрового кода, регистр букв при этом может быть представлен в виде прописных или строчных букв, при этом значимым является номинал и последовательность расположения цифр и букв. 3. Алгоритм вычисления цифрового идентификатора – CRC32	

Метрологические и технические характеристики

Таблица 3 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений расхода нефти *, м ³ /ч	от 400 до 10500
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %	±0,25
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, %	±0,35
* Указан максимальный диапазон измерений. Фактический диапазон измерений определяется при проведении поверки и не может выходить за пределы приведенного диапазона измерений.	

Таблица 4 – Технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Давление нефти в СИКН с учетом ее подключения к технологическим трубопроводам, МПа – минимальное – максимально допустимое	0,16 1,6
Режим работы СИКН	периодический
Измеряемая среда	нефть по ГОСТ Р 51858-2002
Физико-химические свойства измеряемой среды: – температура, °С – плотность в рабочем диапазоне температур, кг/м ³ – кинематическая вязкость в рабочем диапазоне температур, мм ² /с (сСт) – массовая доля воды, %, не более – массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более – массовая доля механических примесей, %, не более – содержание свободного газа	от +5 до +40 от 835 до 905 от 2 до 60 0,5 100 0,05 Не допускается
Параметры электрического питания: – напряжение переменного тока, В – частота переменного тока, Гц	380 ±38 В, трехфазное 220 ±22 В, однофазное 50±1

Продолжение таблицы 4

Наименование характеристики	Значение
Условия эксплуатации: а) температура окружающей среды, °С: – в месте установки БИЛ – в месте установки ИВК б) относительная влажность, % в) атмосферное давление, кПа	 от -36 до +34 от +10 до +35 от 30 до 80 от 84 до 106,7

Таблица 5 – Показатели надежности

Наименование характеристики	Значение
Средний срок службы, лет, не менее	10

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист инструкции по эксплуатации СИКН типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 6 – Комплектность СИКН

Наименование	Обозначение	Количество шт./ экз.
Система измерений количества и показателей качества нефти № 725	—	1
Инструкция по эксплуатации	—	1
Методика поверки	—	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Масса нефти. Методика измерений системой измерений количества и показателей качества нефти № 725», ФР.1.29.2024.49170.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Постановление Правительства Российской Федерации от 16 ноября 2020 г. № 1847 «Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений» (пункт 6.1.1);

Приказ Росстандарта от 26 сентября 2022 г. № 2356 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости».

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «Транснефть – Порт Приморск»
(ООО «Транснефть – Порт Приморск»)

ИНН 4704045809

Юридический адрес: 188910, Ленинградская обл., Выборгский р-н, пр-д Портовый (Приморская тер.), д. 7

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Транснефть – Порт Приморск»
(ООО «Транснефть – Порт Приморск»)

ИНН 4704045809

Адрес: 188910, Ленинградская обл., Выборгский р-н, пр-д Портовый (Приморская тер.), д. 7

Телефон: +7 (81378) 7-87-78

Факс: +7 (81378) 7-87-20

E-mail: info@prm.transneft.ru

Испытательный центр

Акционерное общество «Транснефть – Автоматизация и Метрология»
(АО «Транснефть - Автоматизация и Метрология»)

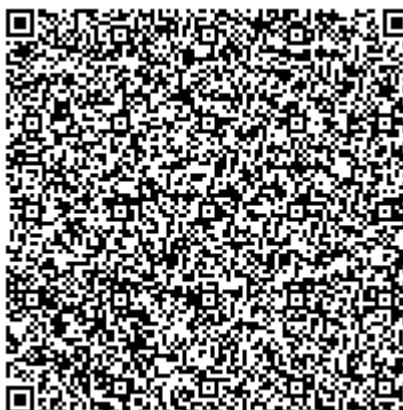
Адрес: 123112, г. Москва, Пресненская наб., д. 4, стр. 2

Телефон: (495) 950-87-00, факс: (495) 950-85-97

E-mail: cmo@cmo.transneft.ru

Web-сайт: <https://metrology.transneft.ru/>

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.313994.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «19» февраля 2025 г. № 327

Регистрационный № 94667-25

Лист № 1
Всего листов 7

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Контроллеры программируемые логические ALTUS Nexto

Назначение средства измерений

Контроллеры программируемые логические ALTUS Nexto (далее по тексту – контроллеры) предназначены для измерений силы постоянного электрического тока, постоянного электрического напряжения (включая преобразования сигналов от термоэлектрических преобразователей (ТП) в значения температуры по ГОСТ 8.585-2001), электрического сопротивления постоянного тока (включая преобразования сигналов от термопреобразователей сопротивления (ТС) в значения температуры по ГОСТ 6651-2009), а также воспроизведения силы постоянного электрического тока и постоянного электрического напряжения.

Описание средства измерений

Контроллеры предназначены для управления процессом во всех диспетчерских приложениях, для управления производством, передачей и распределением электроэнергии в таких системах, как гидроэлектростанции (ГЭС) и электроподстанции. Контроллеры могут быть использованы в химической, нефтедобывающей, нефтеперерабатывающей, горнорудной, металлургической, и других отраслях промышленности.

Принцип действия контроллеров заключается в преобразовании входных электрических сигналов посредством аналогово-цифрового преобразования (АЦП) в цифровой код, передаче цифрового кода в модуль центрального процессора, обработке цифрового кода, и выдаче управляющего воздействия через модули вывода посредством цифроаналогового преобразования (ЦАП) заданного кода в выходные электрические сигналы для передачи информационных и управляющих сигналов контроллеров.

Контроллеры относятся к проектно-компонуемым изделиям, имеющим модульную структуру, и могут отличаться по составу и количеству стоек, функциональных модулей, в зависимости от конкретного технологического объекта управления в соответствии с заказом и требованиями пользователя.

В общем случае контроллеры состоят из модуля центрального процессора NX3010 или NX3030, коммуникационных модулей, модулей питания NX8000 и модулей ввода/вывода: модулей ввода аналоговых сигналов NX6000, NX6010, NX6014, NX6020 на 8 измерительных каналов (ИК), модулей вывода аналоговых сигналов NX6100 на 4 ИК, размещаемых в специализированных локальных и разнесенных стойках.

Стойки представляют собой специальный алюминиевый корпус на 8, 12, 16, или 24 слота с монтажным цоколем для подключения всех модулей. Стойки имеют возможность крепления в шкафы и имеют высокий уровень защиты к электромагнитным помехам и электростатическому разряду (при выполнении всех требований по заземлению на этапе монтажа).

Локальная стойка состоит из модуля центрального процессора, модуля питания,

модулей ввода/вывода и коммуникационных модулей. Разнесённые стойки состоят из модуля питания, модулей ввода/вывода и коммуникационных модулей.

Для локальной стойки используется современная высокоскоростная шина Ethernet 100 Мбит/с в режиме реального времени. Поскольку локальная стоечная шина основана на Ethernet, ее можно легко расширить для удаленных стоек с помощью стандартных кабелей Ethernet (до 100 м) и модулей расширения шины. Эти устройства преобразуют внутренние сигналы в стандартные для Ethernet 100BASE-TX. Расширение шины может быть использовано для резервирования и построения высоконадёжной системы.

На каждую стойку можно установить до 24 модулей, а адресация системы поддерживает до 25 стоек.

Модуль центрального процессора отвечает за выполнение всех логических и управляющих функций. Базовый цикл модуля центрального процессора состоит из чтения входных данных, запуска алгоритмов и логики приложений, записи выходных данных и осуществления связи с системой управления и промышленной сетью.

Модуль питания обеспечивает питание модулей, установленных на стойке. Каждая стойка должна иметь свой собственный модуль питания.

Модули ввода/вывода устанавливаются на профильную шину приёма/передачи различных типов полевых сигналов к модулю центрального процессора.

Модули Nexto поддерживают горячую замену, их можно демонтировать из стойки без остановки контроллеров или отключения питания.

Интерфейсы промышленной сети являются ведущими узлами и обеспечивают доступ к удаленным модулям или другому оборудованию, использующему основные промышленные протоколы, такие как PROFIBUS-DP, MODBUS и другие. Интерфейсные модули подключаются к локальным стойкам и используют два слота модулей ввода/вывода.

Заводской номер контроллеров в виде цифрового обозначения, состоящего из арабских цифр, наносится на маркировочную табличку модуля центрального процессора типографским способом.

Идентификационные номера функциональных модулей в составе контроллеров наносятся на идентификационную табличку функциональных модулей, размещаемой на боковой стороне функциональных модулей.

Нанесение знака поверки на контроллеры в обязательном порядке не предусмотрено.

Пломбирование контроллеров не предусмотрено.

Общий вид контроллеров и функциональных модулей ввода/вывода представлен на рисунках 1 и 2.

Общий вид модулей центрального процессора с указанием мест нанесения знака утверждения типа и заводского номера контроллеров представлен на рисунке 3.



Рисунок 1 – Общий вид контроллеров.

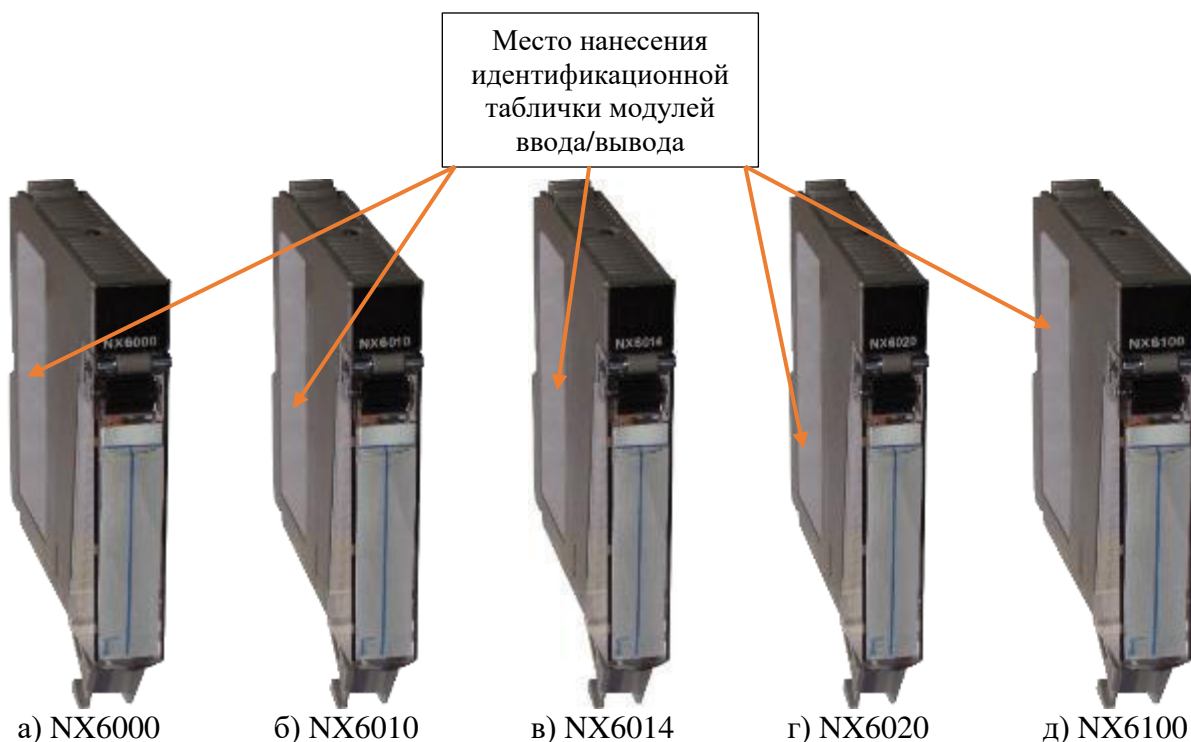


Рисунок 2 – Общий вид модулей ввода/вывода



Рисунок 3 – Общий вид модулей центрального процессора с указанием места нанесения знака утверждения типа и заводского номера контроллеров.

Программное обеспечение

Программное обеспечение контроллеров разделяется на встроенное программное обеспечение (далее по тексту – ВПО) и внешнее программное обеспечение (далее по тексту – внешнее ПО), устанавливаемое на персональный компьютер.

ВПО является метрологически значимым, встроено в контроллеры и хранится в их энергонезависимой памяти. ВПО контроллеров устанавливается на заводе-изготовителе в процессе производственного цикла. Оно не доступно пользователю и не подлежит изменению на протяжении всего срока эксплуатации.

Внешнее ПО «MasterTool IEC XE», устанавливаемое на персональный компьютер,

позволяет выполнять конфигурирование и настройку отображения результатов выполненных измерений в графическом и цифровом виде, а также архивировать и просматривать результаты ранее выполненных измерений. Внешнее ПО защищено от несанкционированного доступа путем разграничения прав доступа (вход по паролю). Метрологически значимая часть внешнего ПО выделена в файлы библиотеки математических функций `unmsp_math.dll` и `libunmsp_math.so`.

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

Метрологические характеристики контроллеров оцениваются с учетом влияния ПО.

Идентификационные данные ПО контроллеров приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные метрологически значимой части внешнего ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
Идентификационное наименование ПО	<code>unmsp_math.dll</code>	<code>libunmsp_math.so</code>
Номер версии (идентификационный номер ПО), не ниже	1.16.1	1.16.1
Цифровой идентификатор ПО	-	-

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Модуль	Диапазоны преобразований аналоговых сигналов/разрядность цифровых сигналов		Пределы допускаемой (основной) погрешности, γ – приведённой, % от диапазона измерений, Δ – абсолютной	Пределы допускаемой дополнительной приведенной погрешности, %
	на входе	на выходе		
1	2	3	4	5
NX6000	от 0 до 20 мА	16 бит	$\gamma: \pm 0,1 \%$	$\pm 0,005$
	от -10 до 10 В	16 бит	$\gamma: \pm 0,1 \%$	$\pm 0,005$
NX6010	ТП тип J: от -210 до +1200 °С	16 бит	$\gamma: \pm 0,1 \%$	$\pm 0,001$
	ТП тип К: от -250 до -200 °С	16 бит	$\gamma: \pm 0,22 \%$	$\pm 0,001$
	ТП тип К: от -200 до +1372 °С	16 бит	$\gamma: \pm 0,1 \%$	$\pm 0,001$
	ТП тип В: от +250 до +500 °С	16 бит	$\gamma: \pm 0,45 \%$	$\pm 0,001$
	ТП тип В: от +500 до +1050 °С	16 бит	$\gamma: \pm 0,22 \%$	$\pm 0,001$
	ТП тип В: от +1050 до +1800 °С	16 бит	$\gamma: \pm 0,12 \%$	$\pm 0,001$
	ТП тип Е: от -230 до +1000 °С	16 бит	$\gamma: \pm 0,15 \%$	$\pm 0,001$
	ТП тип Т: от -220 до -180 °С	16 бит	$\gamma: \pm 0,45 \%$	$\pm 0,001$
	ТП тип Т: от -180 до +400 °С	16 бит	$\gamma: \pm 0,25 \%$	$\pm 0,001$
	ТП тип R: от -50 до 0 °С	16 бит	$\gamma: \pm 0,3 \%$	$\pm 0,001$
	ТП тип R: от 0 до +200 °С	16 бит	$\gamma: \pm 0,14 \%$	$\pm 0,001$
	ТП тип R: от +200 до +1768 °С	16 бит	$\gamma: \pm 0,08 \%$	$\pm 0,001$
	ТП тип S: от -50 до 0 °С	16 бит	$\gamma: \pm 0,3 \%$	$\pm 0,001$
	ТП тип S: от 0 до +200 °С	16 бит	$\gamma: \pm 0,14 \%$	$\pm 0,001$
	ТП тип S: от +200 до +1768 °С	16 бит	$\gamma: \pm 0,08 \%$	$\pm 0,001$
	ТП тип N: от -250 до -200 °С	16 бит	$\gamma: \pm 0,3 \%$	$\pm 0,001$
	ТП тип N: от -200 до -150 °С	16 бит	$\gamma: \pm 0,15 \%$	$\pm 0,001$
	ТП тип N: от -150 до +1300 °С	16 бит	$\gamma: \pm 0,08 \%$	$\pm 0,001$

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5
NX6020	от 0 до 400 Ом	16 бит	$\gamma: \pm 0,3 \%$	-
	от 0 до 4000 Ом	16 бит	$\gamma: \pm 0,3 \%$	-
	от 0 до 10000 Ом	16 бит	$\gamma: \pm 0,5 \%$	-
	ТС Pt100 ($\alpha=0,00385 \text{ }^{\circ}\text{C}^{-1}$) от -200 °C до +850 °C	16 бит	$\Delta: \pm 3 \text{ }^{\circ}\text{C}$	-
	ТС Pt200 ($\alpha=0,00385 \text{ }^{\circ}\text{C}^{-1}$) от -200 °C до +850 °C	16 бит	$\Delta: \pm 3 \text{ }^{\circ}\text{C}$	-
	ТС Pt500 ($\alpha=0,00385 \text{ }^{\circ}\text{C}^{-1}$) от -200 °C до +850 °C	16 бит	$\Delta: \pm 3 \text{ }^{\circ}\text{C}$	-
	ТС Pt1000 ($\alpha=0,00385 \text{ }^{\circ}\text{C}^{-1}$) от -200 °C до +850 °C	16 бит	$\Delta: \pm 3 \text{ }^{\circ}\text{C}$	-
	ТС Ni100 ($\alpha=0,00617 \text{ }^{\circ}\text{C}^{-1}$) от -60 °C до +250 °C	16 бит	$\Delta: \pm 2 \text{ }^{\circ}\text{C}$	-
	ТС Ni120 ($\alpha=0,00617 \text{ }^{\circ}\text{C}^{-1}$) от -60 °C до +250 °C	16 бит	$\Delta: \pm 2 \text{ }^{\circ}\text{C}$	-
	ТС Ni200 ($\alpha=0,00617 \text{ }^{\circ}\text{C}^{-1}$) от -60 °C до +250 °C	16 бит	$\Delta: \pm 2 \text{ }^{\circ}\text{C}$	-
	ТС Ni500 ($\alpha=0,00617 \text{ }^{\circ}\text{C}^{-1}$) от -60 °C до +250 °C	16 бит	$\Delta: \pm 2 \text{ }^{\circ}\text{C}$	-
	ТС Ni1000 ($\alpha=0,00428 \text{ }^{\circ}\text{C}^{-1}$) от -60 °C до +250 °C	16 бит	$\Delta: \pm 2 \text{ }^{\circ}\text{C}$	-
	ТС Cu 10 ($\alpha=0,00617 \text{ }^{\circ}\text{C}^{-1}$) от -180 °C до +200 °C	16 бит	$\Delta: \pm 4,5 \text{ }^{\circ}\text{C}$	-
NX6014	от 0 до 20 мА	16 бит	$\gamma: \pm 0,1 \%$	$\pm 0,001$
NX6100	12 бит	от 0 до 20 мА	$\gamma: \pm 0,1 \%$	$\pm 0,005$
	12 бит	от -10 до 10 В	$\gamma: \pm 0,1 \%$	$\pm 0,005$

Примечания:

1. Нормируемым значением для приведенной погрешности является разность между максимальным и минимальным значениями диапазона измерений.

2. Дополнительная погрешность вызвана изменением температуры окружающей среды в пределах рабочих условий измерений от 0 °C до +60 °C на каждый 1 °C от нормальной (+20 ± 5) °C.

3. Пределы допускаемой погрешности преобразования сигналов ТП представлены без учета погрешности преобразования температуры холодного спая.

4. Основная и дополнительная погрешности суммируются алгебраически.

Таблица 3 – Технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
1	2
Параметры электрического питания: - напряжение постоянного тока, В	от 19,2 до 30
Потребляемая мощность, Вт, не более	200
Габаритные размеры (Ширина×Длина×Высота), мм, не более - модуля центрального процессора - модулей ввода/вывода	115,30×114,63×36,00 117,46×114,62×18,00
Масса, кг, не более - модуля центрального процессора - модулей ввода/вывода	0,9 0,2

Продолжение таблицы 3

1	2
Условия эксплуатации: - температура окружающего воздуха, °C - относительная влажность, % - атмосферное давление, кПа	от 0 до +60 от 10 до 96 от 84,0 до 106,7

Таблица 4 – Показатели надежности

Наименование характеристики	Значение
Средняя наработка на отказ, ч, не менее	60000
Средний срок службы, лет, не менее	15

Знак утверждения типа

наносится на маркировочную табличку модуля центрального процессора типографским способом согласно схеме, указанной на рисунке 3 и на титульный лист паспорта и руководства по эксплуатации.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Контроллер программируемый логический ALTUS Nexto	-	1 шт.
Паспорт	CR114000	1 экз.
Руководство по эксплуатации	MU214600	1 экз.
Программное обеспечение	MasterTool IEC XE	1 экз.
Примечание – Паспорт и руководство по эксплуатации поставляются в электронном виде.		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 1 «Введение» в разделе «Основные характеристики» руководства по эксплуатации MU214600.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 1 октября 2018 г. № 2091 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений силы постоянного электрического тока в диапазоне от $1 \cdot 10^{-16}$ до 100 А»;

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 28 июля 2023 г. № 1520 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений постоянного электрического напряжения и электродвижущей силы»;

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 30 декабря 2019 г. № 3456 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений электрического сопротивления постоянного и переменного тока»;

Контроллеры программируемые логические ALTUS Nexto. Стандарт предприятия.

Правообладатель

Altus Sistemas de Automação S.A., Бразилия

Адрес: Brazil, Av. Theodomiro Porto da Fonseca, 3101 Lote 01, São Leopoldo/RS - CEP 93022-715

Телефон/факс: +55 51 3589 9500

E-mail: vendas@altus.com.br

Изготовитель

Altus Sistemas de Automação S.A., Бразилия

Адрес: Brazil, Av. Theodomiro Porto da Fonseca, 3101 Lote 01, São Leopoldo/RS - CEP 93022-715

Телефон/факс: +55 51 3589 9500

E-mail: vendas@altus.com.br

Испытательный центр

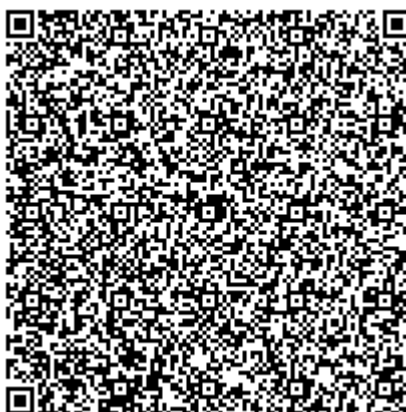
Общество с ограниченной ответственностью «ПРОММАШ ТЕСТ»
(ООО «ПРОММАШ ТЕСТ»)

Адрес: 119415, г. Москва, пр-кт Вернадского, д. 41, стр. 1, эт. 4, помещ. I, ком. 28

Тел.: +7 (495) 481-33-80

E-mail: info@prommashtest.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312126.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «19» февраля 2025 г. № 327

Регистрационный № 94668-25

Лист № 1
Всего листов 7

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Контроллеры программируемые логические ALTUS Hadron Xtorm

Назначение средства измерений

Контроллеры программируемые логические ALTUS Hadron Xtorm (далее по тексту – контроллеры) предназначены для измерений силы постоянного электрического тока, постоянного электрического напряжения, электрического сопротивления постоянного тока (сигналов от термопреобразователей сопротивления (ТС), и преобразований в значения температуры), силы переменного электрического тока, переменного электрического напряжения, а также воспроизведения силы постоянного электрического тока и постоянного электрического напряжения.

Описание средства измерений

Контроллеры предназначены для управления процессом во всех диспетчерских приложениях, для управления производством, передачей и распределением электроэнергии в таких системах, как гидроэлектростанции (ГЭС) и электроподстанции. Контроллеры могут быть использованы в химической, нефтедобывающей, нефтеперерабатывающей, горнорудной, металлургической, и других отраслях промышленности.

Принцип действия контроллеров заключается в преобразовании входных электрических сигналов посредством аналогово-цифрового преобразования (АЦП) в цифровой код, передаче цифрового кода в центральный процессор с последующим вычислением значений измеряемой величины в соответствии с характеристикой первичного преобразователя физической величины и обработке цифрового кода, а так же преобразовании заданного кода в выходные электрические сигналы посредством цифроаналогового преобразования (ЦАП), выдаче управляющего воздействия для передачи информационных и управляющих сигналов контроллеров.

Контроллеры относятся к проектно-компонуемым изделиям, имеющим модульную структуру, и могут отличаться по составу и количеству модулей, в зависимости от конкретного технологического объекта управления в соответствии с заказом и требованиями пользователя. Состав контроллеров и идентификационные данные модулей (модель и идентификационный номер) указываются в паспорте на контроллеры.

В общем случае контроллеры состоят из модуля центрального процессора НХ3040, модулей питания НХ8300 или НХ8320 и модулей ввода/вывода: модулей ввода аналоговых сигналов НХ6000 на 16 измерительных каналов (ИК), НХ6020 на 8 ИК, модулей ввода цифровых сигналов НХ1100, НХ1120, модулей вывода цифровых сигналов НХ2200, НХ 2300 и НХ2320, универсального модуля ввода/вывода аналоговых сигналов: НХ6065 на 4 ИК, размещаемых в специализированных стойках НХ9001 и НХ9003, на 9 и 18 модулей соответственно.

Модуль центрального процессора (ЦП) имеет несколько встроенных функций, возможность диалогового программирования, большой объем памяти и каналы

последовательной связи и оснащены современным 32-битным процессором, обеспечивающим отличную производительность, а также интеграцию различных функций. Модуль ЦП имеет Ethernet-порты для программирования, используемые в сетях протоколов MODBUS и DNP3 (протокол распределительной сети), а также встроенный веб-сервер и обеспечивает два последовательных интерфейса для подключения локальных человеко-машинных интерфейсов и сетей протокола MODBUS. Так же предусмотрено место для карты памяти, на которой можно размещать веб-страницы.

В модулях представлена высокая плотность каналов ввода/вывода. Каждый модуль ввода/вывода имеет дисплей для локальной диагностики, на котором отображается состояние ввода/вывода каждой точки. Также имеется многофункциональная диагностика состояния модулей. Вся диагностическая информация также может быть доступна удаленно посредством модуля ЦП, коммуникационных протоколов или через инструмент конфигурирования MasterTool Hadron Xtorm.

Архитектура контроллеров включает в себя шину современного технического уровня на базе Ethernet 100 Мбит/с. Высокая пропускная способность позволяет обновлять большое количество входов за короткий промежуток времени. Модули автоматически адресуются и идентифицируются, что позволяет избежать потенциально возможных ошибок при конфигурации приложения и техническом обслуживании в полевых условиях. Шина обеспечивает специальные функции, которые позволяют, помимо всего прочего, резервировать процессор в одной стойке.

Заводской номер контроллеров в виде цифрового обозначения, состоящего из арабских цифр, наносится на маркировочную табличку модуля центрального процессора типографским способом.

Идентификационные номера модулей в составе контроллеров наносятся на идентификационную табличку, размещаемой на боковой стороне модулей.

Нанесение знака поверки на контроллеры в обязательном порядке не предусмотрено.

Пломбирование контроллеров не предусмотрено.

Общий вид контроллеров и модулей ввода/вывода представлен на рисунках 1 и 2.

Общий вид модуля центрального процессора с указанием мест нанесения знака утверждения типа и заводского номера контроллеров представлен на рисунке 3.



Рисунок 1 – Общий вид контроллеров

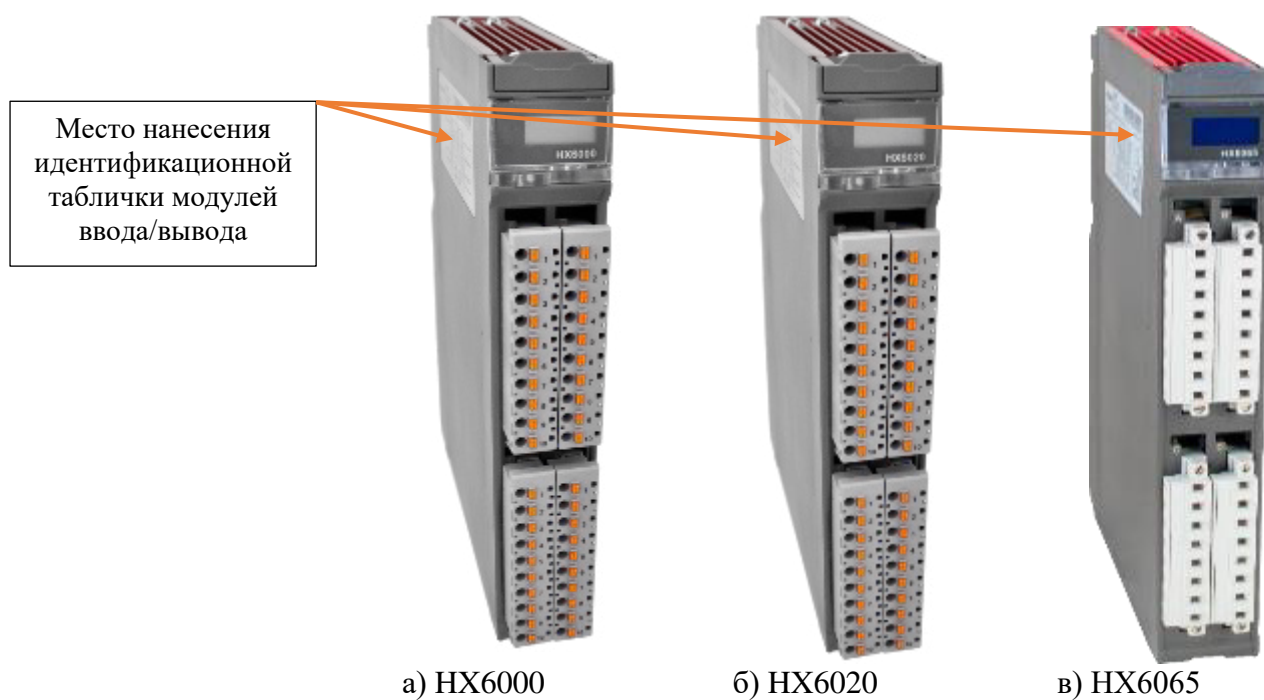


Рисунок 2 – Общий вид модулей ввода/вывода



Рисунок 3 – Общий вид модуля центрального процессора с указанием места нанесения знака утверждения типа и заводского номера контроллеров

Программное обеспечение

Программное обеспечение контроллеров разделяется на встроенное программное обеспечение (далее по тексту – ВПО) и внешнее программное обеспечение (далее по тексту – внешнее ПО), устанавливаемое на персональный компьютер.

ВПО является метрологически значимым, встроено в контроллеры и хранится в их энергонезависимой памяти. ВПО контроллеров устанавливается на заводе-изготовителе в процессе производственного цикла. Оно не доступно пользователю и не подлежит изменению на протяжении всего срока эксплуатации.

Внешнее ПО «MasterTool Hadron Xtorm HD8500», устанавливаемое на персональный компьютер, позволяет выполнять конфигурирование и настройку отображения результатов выполненных измерений в графическом и цифровом виде, а также архивировать и просматривать результаты ранее выполненных измерений. Внешнее ПО защищено от несанкционированного доступа путем разграничения прав доступа (вход по паролю). Метрологически значимая часть внешнего ПО выделена в файлы библиотеки математических функций `unmsp_math.dll` и `libunmsp_math.so`.

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

Метрологические характеристики контроллеров оцениваются с учетом влияния ПО. Идентификационные данные ПО контроллеров приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные метрологически значимой части внешнего ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
Идентификационное наименование ПО	<code>unmsp_math.dll</code>	<code>libunmsp_math.so</code>
Номер версии (идентификационный номер ПО), не ниже	1.16.1	1.16.1
Цифровой идентификатор ПО	-	-

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Модуль	Диапазоны преобразований аналоговых сигналов/разрядность цифровых сигналов		Пределы допускаемой основной погрешности, γ – приведённой, % от диапазона измерений, Δ – абсолютной	Пределы допускаемой дополнительной приведённой погрешности, %
	на входе	на выходе		
HX6000	от 0 до 20 мА	16 бит	$\gamma: \pm 0,1$	$\pm 0,005$
	от -10 до 10 В	16 бит	$\gamma: \pm 0,1$	$\pm 0,005$
HX6020	Pt100 ($\alpha=0,00385\text{ }^{\circ}\text{C}^{-1}$) от -200 $^{\circ}\text{C}$ до +850 $^{\circ}\text{C}$	16 бит	$\Delta: \pm 1\text{ }^{\circ}\text{C}$	$\pm 0,08$
	Pt200 ($\alpha=0,00385\text{ }^{\circ}\text{C}^{-1}$) от -200 $^{\circ}\text{C}$ до +850 $^{\circ}\text{C}$	16 бит	$\Delta: \pm 1\text{ }^{\circ}\text{C}$	$\pm 0,08$
	Pt500 ($\alpha=0,00385\text{ }^{\circ}\text{C}^{-1}$) от -200 $^{\circ}\text{C}$ до +850 $^{\circ}\text{C}$	16 бит	$\Delta: \pm 1\text{ }^{\circ}\text{C}$	$\pm 0,08$
	Pt1000 ($\alpha=0,00385\text{ }^{\circ}\text{C}^{-1}$) от -200 $^{\circ}\text{C}$ до +850 $^{\circ}\text{C}$	16 бит	$\Delta: \pm 1\text{ }^{\circ}\text{C}$	$\pm 0,08$
	Ni100 ($\alpha=0,00617\text{ }^{\circ}\text{C}^{-1}$) от -60 $^{\circ}\text{C}$ до +250 $^{\circ}\text{C}$	16 бит	$\Delta: \pm 1\text{ }^{\circ}\text{C}$	$\pm 0,05$
HX6065	от 50 до 520 В при частоте от 45 до 65 Гц	24 бит	$\gamma: \pm 0,35$	$\pm 0,005$
	от 0,1 до 5,0 А при частоте от 45 до 65 Гц	24 бит	$\gamma: \pm 0,35$	$\pm 0,005$
	12 бит	от 0 до 20 мА	$\gamma: \pm 0,6$	$\pm 0,005$
	12 бит	от -10 до 10 В	$\gamma: \pm 0,6$	$\pm 0,005$

Примечания:

1. нормируемым значением для приведенной погрешности является разность между максимальным и минимальным значениями диапазона измерений.
2. дополнительная погрешность вызвана изменением температуры окружающей среды в пределах рабочих условий измерений от -5 $^{\circ}\text{C}$ до +60 $^{\circ}\text{C}$ на каждый 1 $^{\circ}\text{C}$ от нормальной (+20 $\pm$ 5) $^{\circ}\text{C}$.
3. Основная и дополнительная погрешности суммируются алгебраически.

Таблица 3 – Технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Параметры электрического питания: - напряжение постоянного тока, В	от 18 до 32
Потребляемая мощность, Вт, не более	200
Габаритные размеры (Ширина×Длина×Высота), мм, не более - модуля центрального процессора - модулей ввода/вывода	38,0×235,3×173,2 38,0×235,3×187,2
Масса, кг, не более - модуля центрального процессора - модулей ввода/вывода	1,0 0,9
Условия эксплуатации: - температура окружающего воздуха, $^{\circ}\text{C}$ - относительная влажность, % - атмосферное давление, кПа	от -5 до +60 от 10 до 96 от 84,0 до 106,7

Таблица 4 – Показатели надежности

Наименование характеристики	Значение
Средняя наработка на отказ, ч, не менее	100000
Средний срок службы, лет, не менее	15

Знак утверждения типа

наносится на маркировочную табличку модуля центрального процессора типографским способом согласно схеме, указанной на рисунке 3 и на титульный лист паспорта и руководства по эксплуатации.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Контроллер ALTUS Hadron Xtorm	-	1 шт.
Паспорт	CE123000	1 экз.
Руководство по эксплуатации	MU223600	1 экз.
Программное обеспечение	MasterTool Xtorm HD8500	1 экз.
Примечание – паспорт и руководство по эксплуатации поставляются в электронном виде.		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 2 «Техническое описание» в разделе «Принцип действия и метод измерения» руководства по эксплуатации MU223600.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 1 октября 2018 г. № 2091 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений силы постоянного электрического тока в диапазоне от $1 \cdot 10^{-16}$ до 100 А»;

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 28 июля 2023 г. № 1520 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений постоянного электрического напряжения и электродвижущей силы»;

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 30 декабря 2019 г. № 3456 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений электрического сопротивления постоянного и переменного тока»;

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 18 августа 2023 г. № 1706 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений переменного электрического напряжения до 1000 В в диапазоне частот от $1 \cdot 10^{-1}$ до $2 \cdot 10^9$ Гц»;

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 17 марта 2022 г. № 668 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений силы переменного электрического тока от $1 \cdot 10^{-8}$ до 100 А в диапазоне частот от $1 \cdot 10^{-1}$ до $1 \cdot 10^6$ Гц»;

Контроллеры программируемые логические ALTUS Hadron Xtorm. Стандарт предприятия.

Правообладатель

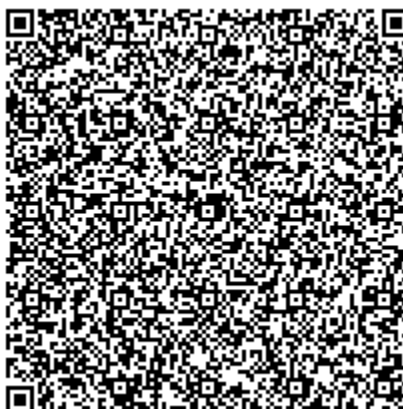
Altus Sistemas de Automação S.A., Бразилия
Юридический адрес: Brazil, Av. Theodomiro Porto da Fonseca, 3101 Lote 01, São Leopoldo/RS - CEP 93022-715
Телефон/факс: +55 51 3589 9500
E-mail: vendas@altus.com.br

Изготовитель

Altus Sistemas de Automação S.A., Бразилия
Адрес: Brazil, Av. Theodomiro Porto da Fonseca, 3101 Lote 01, São Leopoldo/RS - CEP 93022-715
Телефон/факс: +55 51 3589 9500
E-mail: vendas@altus.com.br

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «ПРОММАШ ТЕСТ»
(ООО «ПРОММАШ ТЕСТ»)
Адрес: 119415, г. Москва, пр-кт Вернадского, д. 41, стр. 1, эт. 4, помещ. I, ком. 28
Тел.: +7 (495) 481-33-80
E-mail: info@prommashtest.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312126.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «19» февраля 2025 г. № 327

Регистрационный № 94669-25

Лист № 1
Всего листов 9

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

**Система измерений количества и показателей качества нефтепродуктов
мобильная № 199/2**

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефтепродуктов мобильная № 199/2 (далее – СИКНП) предназначена для автоматизированных измерений массы и показателей качества нефтепродуктов.

Описание средства измерений

Принцип действия СИКНП основан на использовании косвенного метода динамических измерений массы нефтепродукта, основанного на измерениях объема нефтепродукта с применением счетчика жидкости и преобразователей плотности, температуры, давления. Выходные сигналы счетчика жидкости и преобразователей поступают на соответствующие входы измерительно-вычислительного комплекса, который преобразует их и вычисляет массу нефтепродукта по реализованному в нем алгоритму.

СИКНП, заводской номер 199/2, представляет собой единичный экземпляр средства измерений и оборудования целевого назначения, состоящей из блока измерительных линий, состоящего из одной измерительной линии (ИЛ), блока измерений показателей качества (далее – БИК), пробозаборного устройства целевого типа, системы сбора и обработки информации и системы дренажа, смонтированных на базе автомобильного полуприцепа, совместно с трубопоршневой поверочной установкой 1-го разряда.

СИКНП может эксплуатироваться как с мобильной операторной, смонтированной на автомобильном шасси, так и без неё. В БИК установлен расходомер для контроля выполнения условий изокINETичности пробоотбора. Общий вид СИКНП и мобильной операторной показан на рисунке 1,2.



Рисунок 1 – Общий вид СИКНП



Рисунок 2 – Общий вид мобильной операторной

Монтаж и наладка СИКНП осуществлены в соответствии с проектной и эксплуатационной документацией на СИКНП и ее компоненты.

В составе СИКНП применены средства измерений (СИ) утвержденных типов, которые указаны в таблице 1.

Таблица 1 – Состав СИКНП

Наименование и тип СИ	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений
Счетчик жидкости камерный лопастной Smith Meter исполнения JA10 модели S3 (далее – ПР)	64790-16
Преобразователь плотности жидкости измерительный модели 7835 (далее – ПП)	52638-13
Датчики давления Агат-100МТ	74779-19
Термопреобразователи прецизионные ПТ 0304-ВТ	77963-20
Установка поверочная трубопоршневая двунаправленная OGSB (далее – ПУ)	62207-15

Продолжение таблицы 1

Наименование и тип СИ	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений
Комплексы измерительно-вычислительные ТН-01 (далее – ИВК)	67527-17

В состав СИКНП входят показывающие средства измерений давления и температуры нефтепродуктов утвержденных типов.

СИКНП обеспечивает выполнение следующих основных функций:

- автоматическое измерение объемного расхода, объема и массы нефтепродукта;
- автоматическое измерение объема по ИЛ;
- автоматическое измерение технологических параметров (температуры и давления);
- автоматическое измерение показателей качества нефтепродукта с применением БИК

СИКНП (плотность, температура, давление);

– проведение поверки и контроля метрологических характеристик (КМХ) счетчиков жидкости и преобразователей объемного и массового расходов с применением ПУ из состава СИКНП в автоматизированном режиме без нарушения процесса измерений;

–отображение (индикацию), регистрацию и архивирование результатов измерений;

–поверку СИ (ПР, ПП, ИВК, ПУ) на месте эксплуатации;

–КМХ СИ (ПР, ПП) на месте эксплуатации;

–автоматический и ручной отбор проб нефтепродукта;

– контроль параметров измеряемого потока, их индикацию, и сигнализацию нарушений установленных границ;

– защиту программного обеспечения и информации от несанкционированного доступа.

Заводской номер СИКНП нанесен типографским способом на информационную табличку, представленную на рисунке 3, закрепленную на СИКНП, а также указан в эксплуатационной документации СИКНП типографским способом. Формат нанесения заводского номера – буквенно-числовой.

Пломбирование СИКНП не предусмотрено.

Нанесение знака поверки на СИКНП не предусмотрено.



Рисунок 3 – Информационная табличка СИКНП

Программное обеспечение

Программное обеспечение (ПО) СИКНП обеспечивает реализацию функций СИКНП.

Защита ПО СИКНП от непреднамеренных и преднамеренных изменений и обеспечение его соответствия утвержденному типу осуществляется путем идентификации, защиты от несанкционированного доступа.

ПО СИКНП защищено от несанкционированного доступа, изменения алгоритмов и установленных параметров системой идентификации пользователя.

Уровень защиты ПО «высокий» в соответствии с Р 50.2.077–2014. Идентификационные данные ПО СИКНП приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Идентификационные данные ПО СИКНП

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	AnalogConverter.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.2.14.1
Цифровой идентификатор ПО	9319307D
Идентификационное наименование ПО	SIKNCalc.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.7.14.3
Цифровой идентификатор ПО	17D43552
Идентификационное наименование ПО	Sarasota.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.18
Цифровой идентификатор ПО	5FD2677A

Продолжение таблицы 2

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	PP_78xx.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.20
Цифровой идентификатор ПО	CB6B884C
Идентификационное наименование ПО	MI1974.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.6.14.11
Цифровой идентификатор ПО	116E8FC5
Идентификационное наименование ПО	MI3233.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.28
Цифровой идентификатор ПО	3836BADF
Идентификационное наименование ПО	MI3265.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.6.14.3
Цифровой идентификатор ПО	4EF156E4
Идентификационное наименование ПО	MI3266.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.6.14.6
Цифровой идентификатор ПО	4D07BD66
Идентификационное наименование ПО	MI3267.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.6.14.5
Цифровой идентификатор ПО	D19D9225
Идентификационное наименование ПО	MI3287.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.6.14.4
Цифровой идентификатор ПО	3A4CE55B
Идентификационное наименование ПО	MI3312.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.30
Цифровой идентификатор ПО	E56EAB1E
Идентификационное наименование ПО	MI3380.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.6.14.12
Цифровой идентификатор ПО	23F21EA1
Идентификационное наименование ПО	KMH_PP.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.17
Цифровой идентификатор ПО	71C65879
Идентификационное наименование ПО	KMH_PP_AREOM.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.3.14.1
Цифровой идентификатор ПО	62C75A03
Идентификационное наименование ПО	MI2816.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.5
Цифровой идентификатор ПО	B8DF3368

Продолжение таблицы 2

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	MI3151.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.21
Цифровой идентификатор ПО	F3B1C494
Идентификационное наименование ПО	KMH_MPR_MPR.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.4
Цифровой идентификатор ПО	6A8CF172
Идентификационное наименование ПО	MI3272.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.50
Цифровой идентификатор ПО	232DDC3F
Идентификационное наименование ПО	MI3288.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.14
Цифровой идентификатор ПО	32D8262B
Идентификационное наименование ПО	MI3155.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.30
Цифровой идентификатор ПО	F70067AC
Идентификационное наименование ПО	MI3189.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.21
Цифровой идентификатор ПО	35DD379D
Идентификационное наименование ПО	KMH_PV.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.1
Цифровой идентификатор ПО	9F5CD8E8
Идентификационное наименование ПО	KMH_PW.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.2
Цифровой идентификатор ПО	5C9E0FFE
Идентификационное наименование ПО	MI2974.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.21
Цифровой идентификатор ПО	AB567359
Идентификационное наименование ПО	MI3234.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.34
Цифровой идентификатор ПО	ED6637F5
Идентификационное наименование ПО	GOSTR8908.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.33
Цифровой идентификатор ПО	8D37552D

Продолжение таблицы 2

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Примечания 1. Допускается ограничивать количество программных модулей ИВК в зависимости от функционального назначения в применяемой измерительной системе. 2. Цифровой идентификатор ПО представлен в шестнадцатеричной системе счисления в виде буквенно-цифрового кода, регистр букв при этом может быть представлен в виде прописных или строчных букв, при этом значимым является номинал и последовательность расположения цифр или букв. 3. Алгоритм вычисления цифрового идентификатора – CRC32.	

Метрологические и технические характеристики

Таблица 3 – Метрологические характеристики СИКНП

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений расхода нефтепродуктов через СИКНП*, м ³ /ч	от 22,9 до 550,0
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нефтепродукта, %	±0,25
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объема нефтепродукта, %	±0,15
Указаны минимальное и максимальное значения диапазона измерений. Фактический диапазон измерений определяется при проведении поверки СИКНП и не может выходить за пределы приведенного диапазона измерений.	

Таблица 4 – Технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Измеряемая среда	Дизельное топливо ЕВРО по ГОСТ 32511-2013 и ТР ТС 013/2011
Температура нефтепродукта, °С	от -10 до +40
Диапазон измерений давления нефтепродукта, МПа	от 0,1 до 1,6
Плотность измеряемой среды при температуре 15 °С, кг/м ³	от 820 до 845
Содержание свободного газа в измеряемой среде	не допускается
Режим работы СИКНП	периодический
Параметры электрического питания: – напряжение переменного тока, В – частота переменного тока, Гц	$220^{+22}_{-33} / 380^{+38}_{-57}$ 50±1
Условия эксплуатации СИКНП: – температура окружающей среды, °С	от -29 до +40
Масса СИКНП, кг, не более	24000
Масса мобильной операторной, кг, не более	22500
Габаритные размеры СИКНП, мм, не более: – высота – ширина – длина	4000 2380 13620
Габаритные размеры мобильной операторной, мм, не более: – высота – ширина – длина	3995 2500 8650

Таблица 5 – Показатели надежности

Наименование характеристики	Значение
Средний срок службы, лет, не менее	12

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист инструкции по эксплуатации СИКНП типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 6 – Комплектность СИКНП

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Система измерений количества и показателей качества нефтепродуктов мобильная № 199/2	—	1 шт.
Инструкция по эксплуатации	—	1 экз.
Методика поверки	—	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Инструкция. Масса нефтепродуктов. Методика измерений мобильной системой измерений количества и показателей качества нефтепродуктов № 199/2», свидетельство об аттестации методики (метода) измерений № 440-RA.RU.312546-2024 от 21.06.2024.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Постановление Правительства Российской Федерации от 16 ноября 2020 г. № 1847 «Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений» (пункт 6.3.1);

Приказ Росстандарта от 26 сентября 2022 г. № 2356 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости».

Правообладатель

Акционерное общество «Транснефть – Дружба» (АО «Транснефть – Дружба»)

ИНН 3235002178

Юридический адрес: 241020, г. Брянск, ул. Уральская, д. 113

Изготовитель

Акционерное общество «Транснефть – Дружба» (АО «Транснефть – Дружба»)

ИНН 3235002178

Адрес: 241020, г. Брянск, ул. Уральская, д. 113

Испытательный центр

Акционерное общество «Транснефть – Автоматизация и Метрология»
(АО «Транснефть – Автоматизация и Метрология»)

Адрес: 123112, г. Москва, Пресненская наб., д. 4, стр. 2

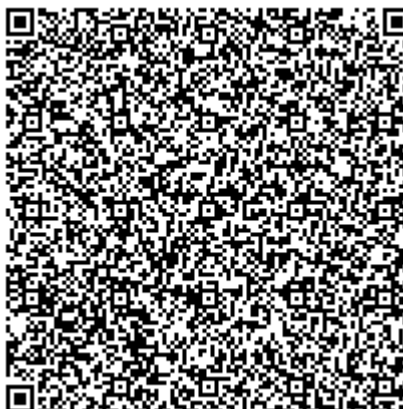
Телефон: (495) 950-87-00

Факс: (495) 950-85-97

E-mail: tam@transneft.ru

Web-сайт: <https://metrology.transneft.ru/>

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.313994.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «19» февраля 2025 г. № 327

Регистрационный № 94670-25

Лист № 1
Всего листов 7

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Набор эталонных мер индуктивности и добротности LQ-2408

Назначение средства измерений

Набор эталонных мер индуктивности и добротности LQ-2408 (далее – набор LQ-2408) соответствует рабочим эталонам 1 разряда единицы индуктивности и рабочим эталонам 1 разряда единицы электрической добротности, и предназначен для хранения, воспроизведения и передачи ряда значений индуктивности и электрической добротности рабочим эталонам 2 разряда и рабочим средств измерений, в диапазоне частот от 100 Гц до 1 МГц.

Описание средства измерений

В набор LQ-2408 включены: 11 штук однозначных эталонных мер индуктивности и добротности LQ-2408-2 (далее меры LQ-2408-2) и одна многозначная эталонная мера индуктивности и добротности LQ-2408-3 (далее мера LQ-2408-3).

Принцип действия мер LQ-2408-2 основан на преобразовании энергии электрического поля в энергию магнитного поля и представляют собой катушки индуктивности. Принцип действия меры LQ-2408-3 основан на имитации индуктивности и добротности, и представляет собой Т-образную электрическую цепь, составленную из резистивных и емкостных элементов.

Конструкция мер из набора LQ-2408:

– меры LQ-2408-2 выполнены в цилиндрическом корпусе из алюминиевого сплава со штыревыми контактами на нижней крышке (двухзажимное подключение). Номинальные значения индуктивности мер LQ-2408-2: 1 мкГн, 5 мкГн, 10 мкГн, 50 мкГн, 100 мкГн, 500 мкГн, 1 мГн, 5 мГн, 10 мГн, 50 мГн, 100 мГн и номинальные значения электрической добротности от 20 до 200 единиц, в диапазоне частот от 1 кГц до 1 МГц;

– мера LQ-2408-3 выполнена в цилиндрическом корпусе из алюминиевого сплава на акриловой подставке и имеет 10 коаксиальных разъемов на боковой поверхности (трёхзажимное подключение). Номинальные значения индуктивности меры LQ-2408-3: 1 Гн, 10 Гн, 100 Гн, 1000 Гн, 10000 Гн и номинальные значения электрической добротности от 1 до 100 единиц, в диапазоне частот от 100 Гц до 10 кГц.

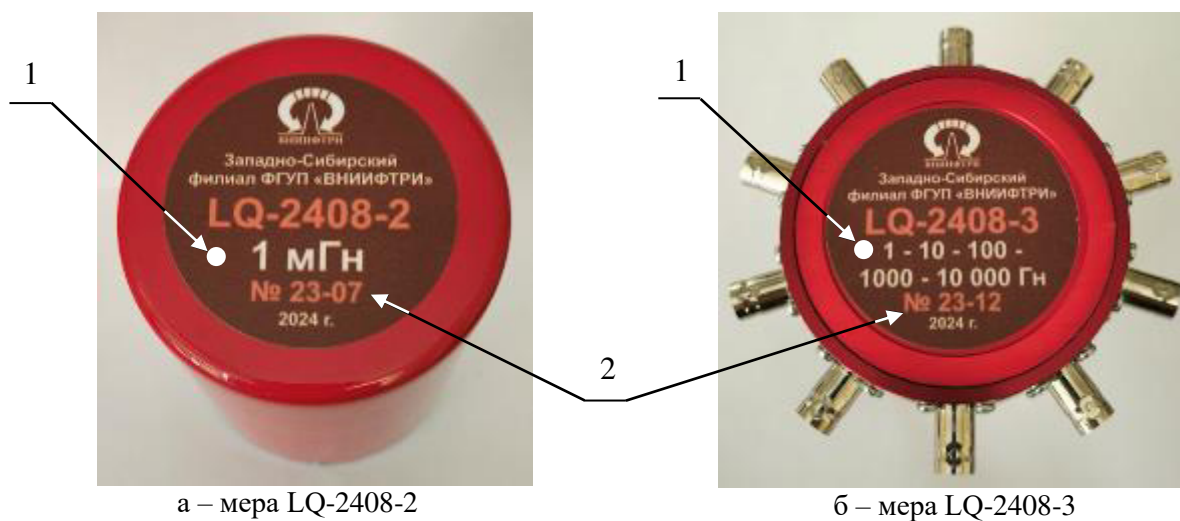
Заводской номер набора LQ-2408 обозначается в формате «№ ХХ-YY», где ХХ – заводской номер набора, YY – порядковый номер меры из набора.

Общий вид набора LQ-2408 в укладочном ящике представлен на рисунке 1.



Рисунок 1 – Общий вид набора LQ-2408 в укладочном ящике

Общий вид мер LQ-2408-2 и LQ-2408-3 представлен на рисунке 2.



а – мера LQ-2408-2

б – мера LQ-2408-3

Рисунок 2 – Общий вид мер LQ-2408-2 и LQ-2408-3:
1 – место нанесения наклейки знака утверждения типа;
2 – место нанесения заводского номера

Схема пломбировки от несанкционированного доступа и расположение места нанесения знака поверки (мастичные пломбы с изображением знака поверки) представлены на рис. 3. Пломбировка меры LQ-2408-3 осуществляется со снятой подставкой (необходимо открутить винт удерживающий подставку).

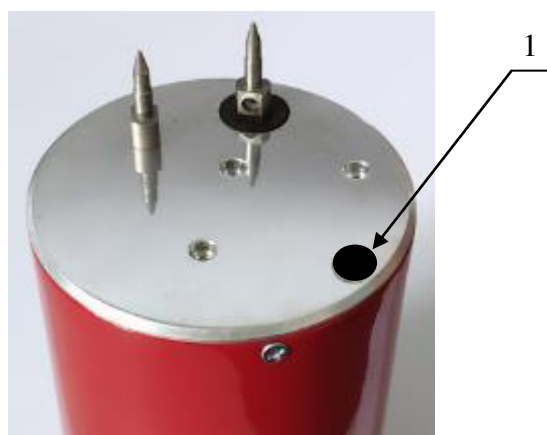


Рисунок 3 – Схема пломбировки мер из набора LQ-2408 от несанкционированного доступа и расположение места нанесения знака поверки: 1 – место нанесения знака поверки (мера LQ-2408-3 пломбируется со снятой подставкой)

К наборам LQ-2408 данного типа относятся Набор эталонных мер индуктивности и добротности LQ-2408 зав. № 23.

Метрологические и технические характеристики
приведены в таблицах 1, 2, 3, 4 и 5.

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Номинальные значения индуктивности и электрической добротности, при рабочих частотах	см. таблицы 2 и 3
Пределы допускаемой основной относительной погрешности значений индуктивности δ_L	см. таблицу 4
Пределы допускаемой основной относительной погрешности значений электрической добротности δ_Q , % - мер LQ-2408-2: - меры LQ-2408-3:	± 1 $\pm 0,04 (1 + Q^*)$
Температурные коэффициенты индуктивности (ТКИ) и электрической добротности (ТКД)	указываются в паспорте на изделие
Действительные значения индуктивности и электрической добротности	указываются в паспорте на изделие
*Q – номинальное значение электрической добротности	

Таблица 2 – Номинальные значения индуктивности, при рабочих частотах

Модификация	Номинальное значение индуктивности	Рабочая частота, кГц							
		0,100	0,120	1,0	10	30	100	300	1000
LQ-2408-3	10000 Гн	L; Q	L; Q	-	-	-	-	-	-
	1000 Гн	L; Q	L; Q	-	-	-	-	-	-
	100 Гн	L; Q	L; Q	L; Q	-	-	-	-	-
	10 Гн	L; Q	L; Q	L; Q	L; Q	-	-	-	-
	1 Гн	-	-	L; Q	L; Q	-	-	-	-
LQ-2408-2	100 мГн	-	-	L	L; Q	L; Q	-	-	-
LQ-2408-2	50 мГн	-	-	L	L; Q	L; Q	-	-	-
LQ-2408-2	10 мГн	-	-	L	L; Q	L; Q	L; Q	-	-

Продолжение таблицы 2

Модификация	Номинальное значение индуктивности	Рабочая частота, кГц							
		0,100	0,120	1,0	10	30	100	300	1000
LQ-2408-2	5 мГн	-	-	L	L; Q	L; Q	L; Q	-	-
LQ-2408-2	1 мГн	-	-	L	L; Q	L; Q	L; Q	L; Q	-
LQ-2408-2	500 мкГн	-	-	L	L	L; Q	L; Q	L; Q	-
LQ-2408-2	100 мкГн	-	-	L	L	L	L; Q	L; Q	L; Q
LQ-2408-2	50 мкГн	-	-	-	L	L	L	L	L
LQ-2408-2	10 мкГн	-	-	-	L	L	L	L	L
LQ-2408-2	5 мкГн	-	-	-	L	L	L	L	L
LQ-2408-2	1 мкГн	-	-	-	L	L	L	L	L

Примечание – Обозначением «L; Q» отмечены рабочие частоты, при которых проводится поверка/калибровка по индуктивности и по добротности, а обозначением «L» - только по индуктивности.

Таблица 3 – Номинальные значения электрической добротности, при рабочих частотах

Модификация	Номинальное значение индуктивности	Номинальные значения электрической добротности, при рабочих частотах, кГц							
		0,100	0,120	1,0	10	30	100	300	1000
LQ-2408-3	10000 Гн	31	38	-	-	-	-	-	-
	1000 Гн	10	12	-	-	-	-	-	-
	100 Гн	3,1	3,8	31	-	-	-	-	-
	10 Гн	1	1,2	10	100	-	-	-	-
	1 Гн	-	-	3,1	31	-	-	-	-
LQ-2408-2	100 мГн	-	-	-	20	50	-	-	-
LQ-2408-2	50 мГн	-	-	-	20	50	-	-	-
LQ-2408-2	10 мГн	-	-	-	30	75	130	-	-
LQ-2408-2	5 мГн	-	-	-	30	75	150	-	-
LQ-2408-2	1 мГн	-	-	-	20	50	130	200	-
LQ-2408-2	500 мкГн	-	-	-	-	45	130	200	-
LQ-2408-2	100 мкГн	-	-	-	-	-	50	130	180

Таблица 4 – Пределы допускаемой основной относительной погрешности значений индуктивности

Модификация	Номинальное значение индуктивности	Пределы допускаемой основной относительной погрешности, $\pm\delta_L$, %, при рабочих частотах, кГц							
		0,100	0,120	1,0	10	30	100	300	1000
LQ-2408-3	10000 Гн	0,03	0,03	-	-	-	-	-	-
	1000 Гн	0,03	0,03	-	-	-	-	-	-
	100 Гн	0,03	0,03	0,02	-	-	-	-	-
	10 Гн	0,03	0,03	0,02	0,1	-	-	-	-
	1 Гн	-	-	0,02	0,1	-	-	-	-
LQ-2408-2	100 мГн	-	-	0,03	0,06	0,06	-	-	-
LQ-2408-2	50 мГн	-	-	0,03	0,06	0,06	-	-	-
LQ-2408-2	10 мГн	-	-	0,03	0,06	0,06	0,1	-	-
LQ-2408-2	5 мГн	-	-	0,03	0,06	0,1	0,1	-	-
LQ-2408-2	1 мГн	-	-	0,03	0,06	0,1	0,1	0,1	-
LQ-2408-2	500 мкГн	-	-	0,03	0,06	0,1	0,1	0,1	-

Продолжение таблицы 4

Модификация	Номинальное значение индуктивности	Пределы допускаемой основной относительной погрешности, $\pm\delta_L$, %, при рабочих частотах, кГц							
		0,100	0,120	1,0	10	30	100	300	1000
LQ-2408-2	100 мкГн	-	-	0,03	0,06	0,1	0,1	0,1	0,1
LQ-2408-2	50 мкГн	-	-	-	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
LQ-2408-2	10 мкГн	-	-	-	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
LQ-2408-2	5 мкГн	-	-	-	0,5	0,2	0,2	0,2	0,2
LQ-2408-2	1 мкГн	-	-	-	0,5	0,2	0,2	0,2	0,2

Таблица 5 – Технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Максимальная амплитуда переменного напряжения, подаваемого на контактные выводы, В, не более	1
Габаритные размеры укладочного ящика, мм, не более - высота - ширина - длина	300 500 600
Масса в укладочном ящике, кг, не более	30
Габаритные размеры меры LQ-2408-2, мм, не более - высота - диаметр	145 85
Габаритные размеры меры LQ-2408-3, мм, не более - высота - диаметр	110 120
Масса одной меры, кг, не более	1
Нормальные условия применения: - температура окружающего воздуха, °С - относительная влажность воздуха, % - атмосферное давление, кПа	от +19 до +21 от 30 до 80 от 84 до 106,7
Рабочие условия применения: - температура окружающего воздуха, °С - относительная влажность воздуха, при +25 °С, %, не более - атмосферное давление, кПа	от +15 до +25 80 от 84 до 106,7
Предельные условия транспортирования: - температура окружающего воздуха, °С - относительная влажность воздуха, при +25 °С, %, не более - атмосферное давление, кПа	от -25 до +50 95 от 84 до 106,7
Срок службы набора LQ-2408, лет	10
Наработка на отказ набора LQ-2408, ч	5000

Знак утверждения типа наносится

на верхнюю часть корпуса каждой меры из набора LQ-2408 наклейкой и на титульные листы паспорта и руководства по эксплуатации типографским способом.

Комплектность средства измерений
приведена в таблице 6.

Таблица 6 – Комплект поставки набора LQ-2408

Наименование	Обозначение	Количество
Меры LQ-2408-2, в составе (номинальные значения индуктивности):	-	11 шт.
• 1 мкГн	LQ-2408-2	1 шт.
• 5 мкГн	LQ-2408-2	1 шт.
• 10 мкГн	LQ-2408-2	1 шт.
• 50 мкГн	LQ-2408-2	1 шт.
• 100 мкГн	LQ-2408-2	1 шт.
• 500 мкГн	LQ-2408-2	1 шт.
• 1 мГн	LQ-2408-2	1 шт.
• 5 мГн	LQ-2408-2	1 шт.
• 10 мГн	LQ-2408-2	1 шт.
• 50 мГн	LQ-2408-2	1 шт.
• 100 мГн	LQ-2408-2	1 шт.
Мера LQ-2408-3	LQ-2408-3	1 шт.
Укладочный ящик	-	1 шт.
Руководство по эксплуатации	-	1 экз.
Паспорт	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений
приведены в разделе 2 «Использование по назначению» руководства по эксплуатации.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

ГОСТ Р 8.732-2011 «Государственная система обеспечения единства измерений. Государственная поверочная схема для средств измерений индуктивности»;

ГОСТ Р 8.868-2014 «Государственная система обеспечения единства измерений. Государственная поверочная схема для средств измерений электрической добротности».

Правообладатель

Западно-Сибирский филиал Федерального Государственного унитарного предприятия «Всероссийский научно-исследовательский институт физико-технических и радиотехнических измерений» (Западно-Сибирский филиал ФГУП «ВНИИФТРИ»)

ИНН 5044000102

Юридический адрес: 630004, г. Новосибирск, пр-кт Димитрова, д. 4

Телефон: (383) 210-08-14

E-mail: director@sniim.ru

Изготовитель

Западно-Сибирский филиал Федерального Государственного унитарного предприятия «Всероссийский научно-исследовательский институт физико-технических и радиотехнических измерений» (Западно-Сибирский филиал ФГУП «ВНИИФТРИ»)

ИНН 5044000102

Адрес: 630004, г. Новосибирск, пр-кт Димитрова, д. 4

Телефон: (383) 210-08-14

E-mail: director@sniim.ru

Испытательный центр

Западно-Сибирский филиал Федерального Государственного унитарного предприятия «Всероссийский научно-исследовательский институт физико-технических и радиотехнических измерений» (Западно-Сибирский филиал ФГУП «ВНИИФТРИ»)

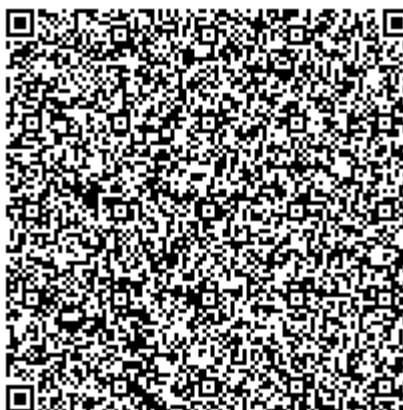
ИНН 5044000102

Адрес: 630004, г. Новосибирск, пр-кт Димитрова, д. 4

Телефон: (383) 210-08-14

E-mail: director@sniim.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц: № RA.RU.310556.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «19» февраля 2025 г. № 327

Регистрационный № 94671-25

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества конденсата газового нестабильного (СИКП), получаемого на УППГ ООО «ГПН-Заполярье» и ГКП-1А УГПУ филиала ООО «Газпром добыча Уренгой»

Назначение средства измерений

Система измерений количества конденсата газового нестабильного (СИКП), получаемого на УППГ ООО «ГПН-Заполярье» и ГКП-1А УГПУ филиала ООО «Газпром добыча Уренгой» (далее – СИКП) предназначена для измерений деэтанализованного конденсата (конденсат газовый нестабильный).

Описание средства измерений

Принцип действия СИКП основан на использовании прямого метода динамических измерений массы нестабильного газового конденсата с помощью счетчиков-расходомеров массовых. Выходные электрические сигналы счетчиков-расходомеров массовых поступают на соответствующие входы измерительного контроллера, который преобразует их и вычисляет массу нестабильного газового конденсата по реализованному в нем алгоритму.

СИКП представляет собой единичный экземпляр измерительной системы, спроектированной для конкретного объекта из компонентов серийного отечественного и импортного изготовления. Монтаж и наладка СИКП осуществлены непосредственно на объекте эксплуатации в соответствии с проектной документацией на СИКП и эксплуатационными документами на ее компоненты.

Конструктивно СИКП состоит из блока измерительных линий, входного и выходного коллекторов, системы сбора и обработки информации.

На каждой измерительной линии (рабочая и контрольно-резервная) установлены следующие основные средства измерений (СИ):

- счетчик-расходомер массовый Micro Motion, мод. CMF400M (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (далее - Федеральный информационный фонд) 45115-16);

- преобразователь давления АИР-20/М2-Н мод. АИР-20/М2-Н-ДИ (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 63044-16);

- термопреобразователь универсальный ТПУ 0304, мод ТПУ 0304/М2- (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 50519-17).

Система сбора и обработки информации (далее – СОИ) предназначена для автоматизированного сбора, обработки, отображения, регистрации информации по учету конденсата газового нестабильного и управление режимами работы СИКП. В состав СОИ входят: шкаф измерительно-вычислительного комплекса, где установлен комплекс измерительно-вычислительный «АБАК+» (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 52866-13), шкаф локальной системы управления (ЛСУ),

автоматизированное рабочее место (АРМ) оператора с ПО. Комплекс измерительно-вычислительный «АБАК+» осуществляет обработку сигналов с первичных преобразователей СИ, расчет массового расхода конденсата, передачу по согласованным протоколам Ethernet на верхний уровень в систему АСУ ТП Заказчика и на АРМ оператора (основной и резервный), обеспечивает регистрацию аварий и событий и их хранение в соответствующих архивах, возможность периодического введения и регистрации значений условно постоянных величин, атмосферного давления и прочее. Панель оператора, входящая в состав ЛСУ, отображает загазованность для сбора данных, состояние клапанов регулирующих и задвижек, температуру и избыточное давление. АРМ оператора обеспечивает отображение визуализации и архивирования измерительной и технологической информации, аварийных событий.

Все средства измерений располагаются в обогреваемых термочехлах. Измерительно-вычислительный комплекс ИВК «АБАК+» размещается в отапливаемом помещении операторной.

Пломбирование СИКП не предусмотрено. Обеспечена возможность пломбирования, нанесения оттисков клейм или наклеек на СИ, входящие в состав СИКП.

Заводской номер 23021 в цифровом формате наносится методом лазерной гравировки на маркировочную табличку, прикрепленную на информационном стенде корпуса СИКП.

Нанесение знака поверки на СИКП не предусмотрено. Знак поверки наносится на свидетельство о поверке СИКП.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее – ПО) СИКП разделено на два структурных уровня – верхний и нижний. К нижнему уровню относится комплекс измерительно-вычислительный «АБАК+» («АБАК+») (далее – ИВК). ИВК выполняет функции вычисления массового расхода конденсата, передачи информации по согласованным протоколам Ethernet на верхний уровень в систему АСУ ТП Заказчика и на АРМ оператора. ПО ИВК является метрологически значимым. Примененные специальные средства защиты ПО ИВК в достаточной мере исключают возможность несанкционированной модификации, обновления (загрузки), удаления и иных преднамеренных изменений метрологически значимого ПО и измеренных (вычисленных) данных.

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014 «ГСИ. Испытания средств измерений в целях утверждения типа. Проверка защиты программного обеспечения».

Идентификационные данные ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Наименование характеристики	Значение			
Идентификационное наименование ПО	Abak.bex	ngas2015.bex	mivisc.bex	mi3548.bex
Номер версии (идентификационный номер)	1.0	1.0	1.0	1.0
Цифровой идентификатор ПО (CRC32)	4069091340	3133109068	3354585224	2333558944

Продолжение таблицы 1

Наименование характеристики	Значение			
Идентификационное наименование ПО	ttriso.bex	AbakC2.bex	LNGmr273.bex	AbakC3.bex
Номер версии (идентификационный номер)	1.0	1.0	1.0	1.0
Цифровой идентификатор ПО (CRC32)	1686257056	2555287759	362319064	4090641921

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон массового расхода, т/ч	от 22,7 до 240
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы конденсата газового нестабильного, %	±0,35

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Измеряемая среда	Конденсат газовый нестабильный
Температура измеряемой среды, °C	От +90 до +220
Давление измеряемой среды(рабочее), МПа	От 1,5 до 3,5
Массовая доля воды не более, %	0,5
Массовая доля механических примесей не более, %	0,05
Параметры электрического питания: - напряжение переменного тока, В - частота переменного тока, Гц	380±38/220±22 50±1
Условия эксплуатации: - температура окружающей среды, °C - температура воздуха в операторной, °C	от -56 до +34 от +15 до +34
Средний срок службы, лет, не менее	20
Режим работы СИКП	непрерывный
Габаритные размеры СИКП, мм: - высота - ширина - длина	6 650 5 200 12 000

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы руководства по эксплуатации и паспорта СИКП типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество, экз./шт.
Система измерений количества конденсата газового нестабильного (СИКП) получаемого на УППГ ООО «ГПН-Заполярье» и ГКП-1А УГПУ филиала ООО «Газпром добыча Уренгой»	—	1
Руководство по эксплуатации	210/20/3-РЭ	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Инструкция. Масса нестабильного газового конденсата. Методика измерений системой измерений количества конденсата газового нестабильного (СИКП), получаемого на УППГ ООО «ГПН-Заполярье» и ГКП-1А УГПУ филиала ООО «Газпром добыча Уренгой», свидетельство об аттестации № 155-RA.RU.311956-2024.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Постановление Правительства Российской Федерации от 16 ноября 2020 г. №1847 «Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений» (п. 6.8.2.3);

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 26 сентября 2022 г. № 2356 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости».

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «Газпромнефть-Заполярье»
(ООО «Газпромнефть-Заполярье»)

ИНН 7728720448

Юридический адрес: 629305, Ямало-Ненецкий автономный округ, г. Новый Уренгой, ул. Таежная, д. 30А, помещ. 10, каб. 207

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Метрология и Автоматизация»
(ООО «Метрология и Автоматизация»)

ИНН 6330013048

Адрес: 443013, Самарская обл., г. Самара, ул. Киевская, д. 5А

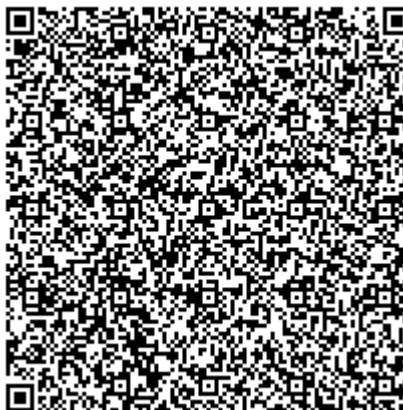
Тел/факс: 8 (846) 247-89-19, 247-89-29

E-mail: ma@ma-samara.ru

Web-сайт: www.ma-samara.com

Испытательный центр

Акционерное общество «Нефтеавтоматика» (АО «Нефтеавтоматика»)
Адрес: 420029, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Журналистов, д. 2а
Тел: 8 (843) 567-20-10
E-mail: gnmc@nefteavtomatika.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311366.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «19» февраля 2025 г. № 327

Регистрационный № 94672-25

Лист № 1
Всего листов 6

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Измерители электрической емкости и тангенса угла диэлектрических потерь высоковольтные Тангенс

Назначение средства измерений

Измерители электрической емкости и тангенса угла диэлектрических потерь высоковольтные Тангенс (далее – измерители) предназначены для измерений электрической емкости, тангенса угла потерь, сопротивления изоляции постоянному току (только для модификаций Тангенс-10R и Тангенс-10RU6), а также для воспроизведений напряжения переменного и постоянного тока.

Описание средства измерений

Принцип действия измерителей основан на использовании метода компарирования токов с применением мостовой схемы измерений.

Измерители модификаций Тангенс-10R и Тангенс-12 конструктивно выполнены в пластиковом прямоугольном кейсе с закрывающейся крышкой и снабженного ручками для переноски. Все низковольтные разъемы для подключения, органы управления, термопринтер и ЖК-дисплей находятся на лицевой панели. Разъем высокого напряжения находится на боковой стенке и имеет специальную заглушку для транспортирования и хранения.

Измерители модификаций Тангенс-10RU6 и Тангенс-12U6 конструктивно выполнены в прямоугольном металлическом корпусе, снабженном ручками для переноски и пригодного для монтажа в стойку. Все низковольтные разъемы для подключения, органы управления, термопринтер и ЖК-дисплей находятся на лицевой панели. Разъем высокого напряжения находится на задней панели и имеет специальную заглушку для транспортирования и хранения.

Измерители состоят из источника высокого напряжения, эталонного конденсатора и измерительного блока, расположенных в едином корпусе. Все кабели хранятся в отдельной упаковке.

Источник напряжения переменного тока выполнен по инверторной схеме и может воспроизводить напряжения с частотами: 50,0, 47,5/52,5, и 45,0/55,0 Гц.

Результаты измерений отображаются на ЖК-дисплее и могут быть распечатаны на встроенном принтере.

Измерители позволяют производить измерения электрической емкости и тангенса угла потерь по прямой и перевернутой схемам измерений с использованием встроенного или внешнего эталонного конденсатора.

Модификации Тангенс-10R и Тангенс-10RU6 имеют функцию измерения сопротивления постоянному току.

Для связи с компьютером измерители оснащены разъемами RS232 и USB.

Измерители выпускаются в модификациях Тангенс-10R, Тангенс-10RU6, Тангенс-12 и Тангенс-12U6 которые отличаются максимальным выходным напряжением, наличием функции измерения сопротивления напряжению постоянного тока и видом корпуса, для стационарного использования или переносного.

На боковой панели измерители имеют табличку с нанесенными на ней методом печати заводскими номерами в виде цифровых обозначений, однозначно идентифицирующих каждый экземпляр.

Измерители пломбируются от несанкционированного доступа нанесением наклеек на один из винтов на лицевой панели.

Рабочее положение измерителей – горизонтальное.

Нанесение знака поверки на измеритель не предусмотрено.

Общий вид измерителей, обозначение места пломбирования от несанкционированного доступа (А), места нанесения заводского номера (В) и места нанесения знака утверждения типа (С) представлены на рисунках с 1 по 2.



Рисунок 1 – Общий вид модификаций Тангенс-10R и Тангенс-12



Рисунок 2 – Общий вид модификаций Тангенс-10RU6 и Тангенс-12U6

Программное обеспечение

Измерители оснащены метрологически значимым встроенным программным обеспечением (далее – ПО). Встроенное ПО устанавливается в энергонезависимую память. Встроенное ПО используется для обеспечения функционирования измерителей, выполнения измерений и их результатов обработки, отображения, хранения и передачи результатов измерений на внешние устройства.

Встроенное ПО реализует следующие функции: тестирование при запуске, вывод сообщений об ошибках, вывод и хранение измерительной информации. Защита встроенного ПО от вмешательства реализована при помощи ограничения доступа системой паролей.

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

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование программного обеспечения - для модификаций Тангенс-10R и Тангенс-10RU6 - для модификаций Тангенс-12 и Тангенс-12U6	DX8000 DX9000
Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения - для модификаций Тангенс-10R и Тангенс-10RU6 - для модификаций Тангенс-12 и Тангенс-12U6	не ниже DX8000_TFT_V5 DX9000_TFT_V3
Цифровой идентификатор программного обеспечения	-

Конструкция средства измерений исключает возможность несанкционированного влияния на программное обеспечение и измерительную информацию.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений электрической емкости, пФ	от 15 до $3 \cdot 10^5$ *
Пределы допускаемой абсолютной основной погрешности измерений емкости, пФ	$\pm(0,01 \cdot C_x + 1)**$
Диапазон измерений тангенса угла потерь	от $5,0 \cdot 10^{-5}$ до 1,0
Пределы допускаемой абсолютной основной погрешности измерений тангенса угла потерь	$\pm(0,01 \cdot \operatorname{tg} \delta_x + 0,0004)**$
Диапазон воспроизведений напряжения переменного и постоянного тока, кВ - для модификаций Тангенс-10R и Тангенс-10RU6 - для модификаций Тангенс-12 и Тангенс-12U6	от 0,5 до 10 от 0,5 до 12
Пределы допускаемой абсолютной основной погрешности воспроизведений напряжения переменного и постоянного тока, В	$\pm(0,02 \cdot U_x + 10)**$
Диапазон номинальных частот напряжения переменного тока, Гц	от 45 до 65
Диапазоны измерений сопротивления постоянному току (только для модификаций Тангенс-10R и Тангенс-10RU6), МОм:	от 0,1 до $1 \cdot 10^6$
Пределы допускаемой относительной основной погрешности измерений сопротивления постоянному току, % - от 100 кОм до 100 ГОм включ. (при номинальном напряжении от 500 до 2500 В) - св. 100 до 1000 ГОм включ. (при номинальном напряжении 10000 В)	± 5 ± 10
Нормальные условия применения: - температура окружающей среды, °C - относительная влажность, % - атмосферное давление, кПа	от +15 до +25 от 10 до 80 от 84 до 106
Пределы допускаемой дополнительной относительной погрешности измерений, вызванной отклонением температуры окружающей среды от нормальной в диапазоне рабочих температур, равны пределам основной погрешности измерений	
Примечания: * указанный диапазон измерений электрической емкости обеспечивается при протекании тока в канале C_x силой от $9 \cdot 10^{-5}$ до $9 \cdot 10^{-2}$ А; ** C_x , $\operatorname{tg} \delta_x$, U_x – измеренные значения емкости, тангенса угла потерь и воспроизведенные значения напряжения.	

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Параметры электрического питания: - напряжения переменного тока, В - частота переменного тока, Гц	от 198 до 242 50
Условия применения: - температура окружающей среды, °C - относительная влажность (без конденсации), % - атмосферное давление, кПа	от -10 до +50 до 90 от 84 до 106
Габаритные размеры (высота × ширина × длина), мм, не более - для модификаций Тангенс-10R и Тангенс-12 - для модификаций Тангенс-10RU6 и Тангенс-12U6	$340 \times 360 \times 520$ $262 \times 426 \times 450$

Наименование характеристики	Значение
Масса, кг, не более	
- для модификаций Тангенс-10R и Тангенс-12U6	27
- для модификаций Тангенс-10RU6	28
- для модификаций Тангенс-12	26
Средний срок службы, лет, не менее	7
Средняя наработка на отказ, ч, не менее	8000

Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится на информационную табличку на измерителе и на титульный лист руководства по эксплуатации типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность средства измерений представлена в таблице 4.

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Измерители электрической емкости и тангенса угла диэлектрических потерь	Тангенс	1
Комплект кабелей, проводов и ЗИП	-	1
Блок измерения параметров жидких диэлектриков	БИТМ-2*	1
Руководство по эксплуатации	-	1
Паспорт	-	1
Примечания: * - поставляется по дополнительному заказу, в базовую комплектацию не входит.		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 2 «Технические характеристики» документа «Измерители электрической емкости и тангенса угла диэлектрических потерь Тангенс. Руководство по эксплуатации».

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 7 августа 2023 г. № 1554 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений коэффициента масштабного преобразования и угла фазового сдвига напряжения переменного тока промышленной частоты в диапазоне от $0,1/\sqrt{3}$ до $750/\sqrt{3}$ кВ и средств измерений электрической емкости и тангенса угла потерь на напряжении переменного тока промышленной частоты в диапазоне от 1 до 500 кВ»;

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 30 декабря 2019 г. № 3456 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений электрического сопротивления постоянного и переменного тока»;

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 31 декабря 2020 г. № 2316 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений электрического напряжения переменного тока промышленной частоты и комбинированного напряжения в диапазоне от 1 до 500 кВ с гармоническими составляющими от 0,3 до 50 порядка, в диапазоне частот от 15 до 2500 Гц»;

ЭС.БИ.029.000 ТУ. «Измерители электрической емкости и тангенса угла диэлектрических потерь Тангенс. Технические условия.

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «Учебно-технический Центр Энергоскан» (ООО «УТЦ Энергоскан»)

ИНН 6658466271

Юридический адрес: 620014, Свердловская обл., г. Екатеринбург, ул. Шейнкмана, д. 9, оф. 84

Телефон: +7 (343) 318-01-52

E-mail: utc@energoskan.ru

Web-сайт: www.energoskan.ru

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Учебно-технический Центр Энергоскан» (ООО «УТЦ Энергоскан»)

ИНН 6658466271

Юридический адрес: 620014, Свердловская обл., г. Екатеринбург, ул. Шейнкмана, д. 9, оф. 84

Адрес места осуществления деятельности: 620007, Свердловская обл., г. Екатеринбург, км. Сибирский тракт 14, д. 4, помещ. 1

Телефон: +7 (343) 318-01-52

E-mail: utc@energoskan.ru

Web-сайт: www.energoskan.ru

Испытательный центр

Федеральное государственное бюджетное учреждение «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы» (ФГБУ «ВНИИМС»)

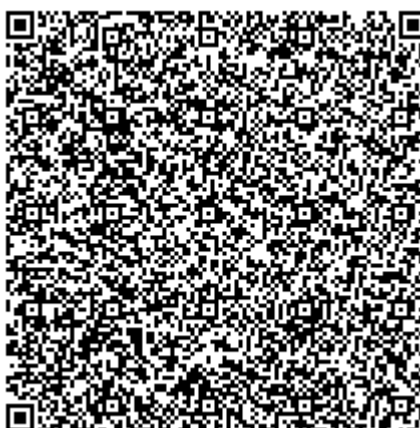
Адрес: 119361, г. Москва, ул. Озерная, д. 46

Телефон: +7 (495) 437-55-77

E-mail: office@vniims.ru

Web-сайт: www.vniims.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № 30004-13.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «19» февраля 2025 г. № 327

Регистрационный № 94673-25

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Барьеры искрозащиты K15-БИЗА

Назначение средства измерений

Барьеры искрозащиты K15-БИЗА (далее по тексту – барьеры) предназначены для гальванической развязки и преобразований входных аналоговых сигналов силы постоянного тока в электрические выходные аналоговые сигналы силы постоянного тока, в том числе для передачи по протоколу HART между взрывоопасной и взрывобезопасной зонами, обеспечивая искробезопасные электрические параметры устройств.

Описание средства измерений

Принцип действия барьеров основан на преобразовании входных аналоговых сигналов силы постоянного тока в электрические выходные сигналы силы постоянного тока с возможностью передачи сигналов по протоколу HART. Барьеры обеспечивают гальваническое разделение цепей питания, входных и выходных цепей.

Конструктивно барьеры являются законченными модулями, выполненными в виде электронной платы с клеммниками, размещенной в неразборном пластмассовом корпусе. Барьеры рассчитаны для монтажа на DIN-рейку. Подача питания на барьеры осуществляется как через съемные клеммные колодки, так и через специальный разъём со стороны DIN-рейки.

Барьеры имеют вид взрывозащиты «искробезопасная электрическая цепь» уровня ia или ib в соответствии с требованиями для электрооборудованию подгрупп IIB и IIC по ГОСТ 31610.0-2019 и ГОСТ 31610.11-2014, имеют маркировку взрывозащиты «[Ex ia Ga] IIB/IIC».

Барьеры изготавливаются в следующих модификациях: K15-БИЗА-24420-(0-20)-(0-20), K15-БИЗА-24420-(0-20)-(0-5), K15-БИЗА-24420-(0-5)-(0-20), K15-БИЗА-24420-(0-5)-(0-5), K15-БИЗА-24420H-(0-20)-(0-20), которые отличаются диапазонами входных, выходных сигналов и наличием сигналов передачи по протоколу HART.

Заводской номер в виде цифро-буквенного обозначения, наносится типографским методом на маркировочную табличку. Маркировочная табличка крепиться на корпус барьеров, и расположена на боковой панели, что обеспечивает идентификацию каждого экземпляра в течение всего срока эксплуатации.

Знак утверждения типа наносится на маркировочную табличку.

Нанесение знака поверки на корпус барьеров не предусмотрено.

Пломбирование конструкцией барьеров не предусмотрено.

Общий вид барьеров с указанием мест нанесения заводского номера, знака утверждения типа представлен на рисунке 2.

	K15-БИЗА-24420	I	-	II	-	III
Тип барьера Не указывается – барьер с искробезопасным входом; Н – HART-прозрачный барьер с искробезопасным аналоговым входом						
Диапазон входного сигнала (0-5) или (0-20)						
Диапазон выходного сигнала (0-5) или (0-20)						

Рисунок 1 – Обозначение барьеров



Рисунок 2 – Общий вид барьеров, места нанесения заводского номера и знака утверждения

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики барьеров

Наименование характеристики	Значение				
Модификация	K15- БИЗА- 24420-(0- 20)-(0-20)	K15- БИЗА- 24420-(0- 20)-(0-5)	K15- БИЗА- 24420-(0- 5)-(0-20)	K15- БИЗА- 24420-(0- 5)-(0-5)	K15- БИЗА- 24420Н-(0- 20)-(0-20)
Диапазон входного сигнала силы постоянного тока, мА	от 0 до 20	от 0 до 20	от 0 до 5	от 0 до 5	от 0 до 20
Диапазон выходного сигнала силы постоянного тока, мА	от 0 до 20	от 0 до 5	от 0 до 20	от 0 до 5	от 0 до 20
Пределы допускаемой основной приведенной к диапазону выходного сигнала погрешности преобразований силы постоянного тока, %	$\pm 0,1$				
Пределы допускаемой дополнительной приведенной к верхнему пределу диапазона выходного сигнала погрешности преобразований от изменения температуры окружающей среды в диапазоне рабочих температур на каждый 10°C, %	$\pm 0,1$				

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон напряжения питания постоянного тока, В	от 18 до 36
Потребляемая мощность, Вт, не более	3,8
Масса, кг, не более	0,2
Габаритные размеры (Ширина×Высота×Толщина), мм, не более	120×120×25
Нормальные условия эксплуатации: - температура окружающей среды, °C - относительная влажность, %, не более	от +18 до +22 80
Рабочие условия эксплуатации: - температура окружающей среды, °C - относительная влажность, %, не более	от -40 до +60 85
Маркировка взрывозащиты	[Ex ia Ga] IIC

Таблица 3 – Показатели надежности

Наименование характеристики	Значение
Средняя наработка на отказ составляет не менее, ч, не менее	50000
Средний срок службы, лет	10

Знак утверждения типа

наносится на маркировочную табличку, титульный лист паспорта и руководства по эксплуатации типографским методом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Барьер искрозащиты К15-БИЗА	К15-БИЗА-24420*	1
Паспорт	ЕСЛТ.426475.011 ПС	1
Руководство по эксплуатации	ЕСЛТ.426475.011РЭ	1
Примечание: в соответствии с заказом		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены п. 1.3 «Устройство и работа» в руководстве по эксплуатации.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 1 октября 2018 г. № 2091 «Государственная поверочная схема для средств измерений силы постоянного электрического тока в диапазоне от $1 \cdot 10^{-16}$ до 100 А»;

ТУ 26.51.190-011-06013736-2017 «Барьеры искрозащиты К15-БИЗ и К15-БИЗА. Технические условия.

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «Эй энд Ти Текнолоджис»
(ООО «Эй энд Ти Текнолоджис»)

ИНН: 0276918662

Юридический адрес: 450081, Республика Башкортостан, г. Уфа, ул. Шота Руставели, д. 51, к. 1, помещ. 003

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Эй энд Ти Текнолоджис»
(ООО «Эй энд Ти Текнолоджис»)

ИНН: 0276918662

Адрес: 450081, Республика Башкортостан, г. Уфа, ул. Шота Руставели, д. 51, к. 1, помещ. 003

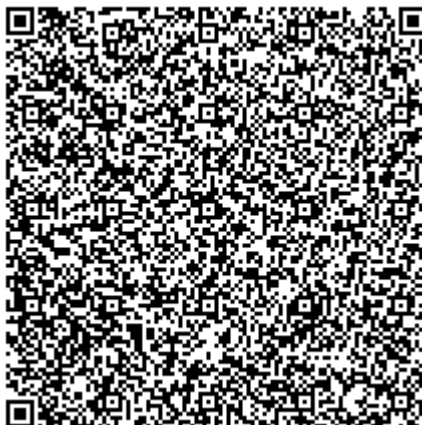
Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «ПРОММАШ ТЕСТ Метрология»
(ООО «ПРОММАШ ТЕСТ Метрология»)

Адрес: 142300, Московская обл., г. Чехов, Симферопольское ш., д. 2

E-mail: info@metrologiya.prommashtest.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.314164.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «19» февраля 2025 г. № 327

Регистрационный № 94674-25

Лист № 1
Всего листов 6

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ТРЦ «Матрешка»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ТРЦ «Матрешка» (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, автоматизированного сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную двухуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерений.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (ТН), счетчики активной и реактивной электрической энергии (счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер с программным комплексом (ПК) «Энергосфера», устройство синхронизации времени (УСВ), каналообразующую аппаратуру, автоматизированные рабочие места (АРМ), технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации.

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.

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 мгновенных значений мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Цифровой сигнал с выхода счетчика при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на сервер, где осуществляется обработка измерительной информации, в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом

коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов.

Дополнительно сервер может принимать измерительную информацию в виде xml-файлов установленных форматов от ИВК прочих АИИС КУЭ, зарегистрированных в Федеральном информационном фонде, и передавать всем заинтересованным субъектам оптового рынка электроэнергии (ОРЭ), в том числе в программно-аппаратный комплекс АО «АТС» с электронной цифровой подписью субъекта ОРЭ.

Передача информации от сервера в программно-аппаратный комплекс АО «АТС» с электронной цифровой подписью субъекта ОРЭ, в филиал АО «СО ЕЭС» и в другие смежные субъекты ОРЭ производится по каналу связи с протоколом ТСР/ІР сети Internet в виде xml-файлов установленных форматов в соответствии с приложением 11.1.1 «Формат и регламент предоставления результатов измерений, состояний 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.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая включает в себя часы счетчиков, часы сервера и УСВ. УСВ обеспечивают коррекцию часов компонентов АИИС КУЭ по сигналам навигационных систем ГЛОНАСС/GPS.

Сравнение показаний часов сервера с УСВ осуществляется не реже 1 раза в сутки. Корректировка часов сервера производится при расхождении показаний на ± 1 с и более.

Сравнение показаний часов счетчиков с часами сервера осуществляется не реже 1 раза в сутки. Корректировка часов счетчиков производится при расхождении показаний часов счетчиков с часами сервера на ± 2 с и более.

Журналы событий счетчиков и сервера отображают факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции или величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Маркировка заводского номера АИИС КУЭ ТРЦ «Матрешка» наносится на этикетку, расположенную на тыльной стороне сервера, типографским способом. Дополнительно заводской номер 1 указывается в формуляре.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПК «Энергосфера». ПК «Энергосфера» обеспечивает защиту измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПК «Энергосфера». Метрологически значимая часть ПК «Энергосфера» указана в таблице 1. Уровень защиты программного обеспечения от непреднамеренных и преднамеренных изменений – «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПК «Энергосфера»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Библиотека pso_metr.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.1.1.1
Цифровой идентификатор ПО	СВЕВ6F6CA69318BED976E08A2BB7814B
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов (ИК) и их основные метрологические и технические характеристики приведены в таблицах 2, 3.

Таблица 2 – Состав ИК АИИС КУЭ и их метрологические характеристики

Но- мер ИК	Наименование точки измере- ний	Измерительные компоненты				Сервер	Вид элек- тро- энер- гии	Метрологические характе- ристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	УСВ			Границы до- пускаемой основной относитель- ной погреш- ности (±δ), %	Границы до- пускаемой от- носительной погрешности в рабочих условиях (±δ), %
1	ТП-3170, РУ-10 кВ, I с.ш. 10 кВ, яч. 1, КЛ-10 кВ ТП-746 - ТП- 3170-I	ТПЛ-НТЗ-10 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 51678-12 Фазы: А; С	ЗНОЛ-НТЗ-10 Кл.т. 0,5 10000/√3/100/√3 Рег. № 51676-12 Фазы: А; В; С	Меркурий 230 ART-00 PQRSIDN Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07	УСВ-2 Рег. № 41681-10	Сервер, сов- местимый с платформой x86-x64	Актив- ная	1,3	3,4
							Реак- тивная	2,5	5,9
2	ТП-3170, РУ-10 кВ, II с.ш. 10 кВ, яч. 7, КЛ-10 кВ ТП-746 - ТП- 3170-II	ТПЛ-НТЗ-10 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 51678-12 Фазы: А; С	ЗНОЛ-НТЗ-10 Кл.т. 0,5 10000/√3/100/√3 Рег. № 51676-12 Фазы: А; В; С	Меркурий 230 ART-00 PQRSIDN Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07			Актив- ная	1,3	3,4
							Реак- тивная	2,5	5,9
Пределы допускаемой абсолютной погрешности часов компонентов АИИС КУЭ в рабочих условиях									±5 с

Примечания:

1. В качестве характеристик погрешности ИК установлены границы допускаемой относительной погрешности ИК при доверительной вероятности, равной 0,95.
2. Характеристики погрешности ИК указаны для измерений активной и реактивной электроэнергии на интервале времени 30 мин.
3. Погрешность в рабочих условиях указана для силы тока 5 % от $I_{ном}$; $\cos\varphi = 0,8$ инд.
4. Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 2 метрологических характеристик. Допускается замена УСВ на аналогичное утвержденного типа, а также замена сервера без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО). Замена оформляется техническим актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Технический акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество ИК	2
Нормальные условия: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ сила тока, % от $I_{ном}$ коэффициент мощности $\cos\varphi$ частота, Гц температура окружающей среды, °C	от 95 до 105 от 5 до 120 0,9 от 49,8 до 50,2 от +15 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ сила тока, % от $I_{ном}$ коэффициент мощности $\cos\varphi$ частота, Гц температура окружающей среды в месте расположения ТТ и ТН, °C температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °C температура окружающей среды в месте расположения сервера, °C	от 90 до 110 от 5 до 120 от 0,5 до 1,0 от 49,6 до 50,4 от -45 до +40 от -10 до +30 от +10 до +30
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: для счетчиков: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для УСВ: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для сервера: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч	150000 2 45000 2 70000 1
Глубина хранения информации: для счетчиков: тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее при отключении питания, лет, не менее для сервера: хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	85 10 3,5

Надежность системных решений:

защита от кратковременных сбоев питания сервера с помощью источника бесперебойного питания;

резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации-участники оптового рынка электроэнергии по электронной почте.

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счетчиков:
параметрирования;
пропадания напряжения;
коррекции времени в счетчиках.
- журнал сервера:
параметрирования;

пропадания напряжения;
коррекции времени в счетчиках и сервере;
пропадание и восстановление связи со счетчиками.

Защищенность применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:
счетчиках электрической энергии (функция автоматизирована);
сервере (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:
о состоянии средств измерений;
о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:
измерений 30 мин (функция автоматизирована);
сбора не реже одного раза в сутки (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Трансформаторы тока	ТПЛ-НТЗ-10	4
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ-НТЗ-10	6
Счетчики электрической энергии трехфазные статические	Меркурий 230	2
Устройства синхронизации времени	УСВ-2	1
Сервер	Сервер, совместимый с платформой x86-x64	1
Методика поверки	—	1
Формуляр	НЭС.ОСУДОР.042024.1.ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием АИИС КУЭ ТРЦ «Матрешка», аттестованном ООО «ЭнергоПромРесурс», уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312078.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

Правообладатель

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

ИНН 7204108421

Юридический адрес: 625048, Тюменская обл., г. Тюмень, ул. Шиллера, д. 22/2а

Телефон: (3452) 59-54-63

Изготовитель

Акционерное общество «Новосибирскэнергосбыт» (АО «Новосибирскэнергосбыт»)

ИНН 5407025576

Адрес: 630099, Новосибирская обл., г. Новосибирск, ул. Орджоникидзе, д. 32

Телефон: (383)273-98-98

Web-сайт: новосибирскэнергосбыт.рф

Испытательный центр

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

Адрес: 143443, Московская обл., г. Красногорск, мкр. Опалиха, ул. Ново-Никольская, д. 57, оф. 19

Телефон: (495) 380-37-61

E-mail: energopromresurs2016@gmail.com

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312047.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «19» февраля 2025 г. № 327

Регистрационный № 94675-25

Лист № 1
Всего листов 7

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Серверы синхронизации времени ПЭИ ССВ-1Г

Назначение средства измерений

Серверы синхронизации времени ПЭИ ССВ-1Г (далее - ССВ) предназначены для формирования высокостабильных по частоте эталонных сигналов 1 Гц, 5 и 10 МГц, а также импульсных сигналов 2,048 МГц, корректируемых по сигналам глобальных навигационных спутниковых систем (далее - ГНСС) и/или внешних модулей; формирования сигналов точного времени для синхронизации времени различного сетевого оборудования.

Описание средства измерений

Принцип действия ССВ основан на сравнении сигнала от текущего источника синхронизации с частотой внутреннего опорного генератора (далее - ОГ), подстройке частоты ОГ, хранении и формировании шкалы времени по информации от ГНСС и/или внешних модулей, выдаче сигналов частоты и времени, в том числе при использовании протокола PTP v2 (IEEE Std 1588-2008).

ССВ имеют следующие опции, которые отличаются метрологическими характеристиками:

- 010 (с кварцевым термостатированным генератором версия 1);
- 020 (с кварцевым термостатированным генератором версия 2);
- 030 (с рубидиевым генератором версия 1);
- 040 (с рубидиевым генератором версия 2).

Конструктивно ССВ выполняются в виде блока в металлическом корпусе двух цветов (серый и черный), разных по высоте (исполнение корпуса 1U и исполнение корпуса 1,5U) с элементами крепления для установки в 19-дюймовые телекоммуникационные стойки.

Снаружи корпуса расположены разъемы для подключения внешних цепей, светодиодные индикаторы режима работы, дисплей, клавиши управления.

ССВ может содержать следующие модули:

- модуль MLAN;
- модуль MLANP;
- модуль MGLAN;
- модуль MPPS;
- модуль M10M;
- модуль MCOMB;
- модуль MSYNC 120;
- модуль MSYNC 75;
- модуль МТП;
- модуль MIRIG;
- модуль M422;
- модуль MWEB;

- модуль MGNSS.

ССВ не имеют узлов регулировки, способных повлиять на измерительную информацию.

Нанесение знака поверки на ССВ не предусмотрено.

Заводской номер, идентифицирующий каждый экземпляр средства измерений, наносится в виде цифрового обозначения на наклейке на нижнюю панель сервера синхронизации времени ПЭИ ССВ-1Г.

Внешний вид ССВ с указанием мест пломбирования и нанесения знака утверждения типа и заводского номера приведен на рисунках 1, 2, 3.



Рисунок 1 – Внешний вид сервера синхронизации времени ПЭИ ССВ-1Г и место пломбирования



Рисунок 2 – Передняя панель сервера синхронизации времени ПЭИ ССВ-1Г

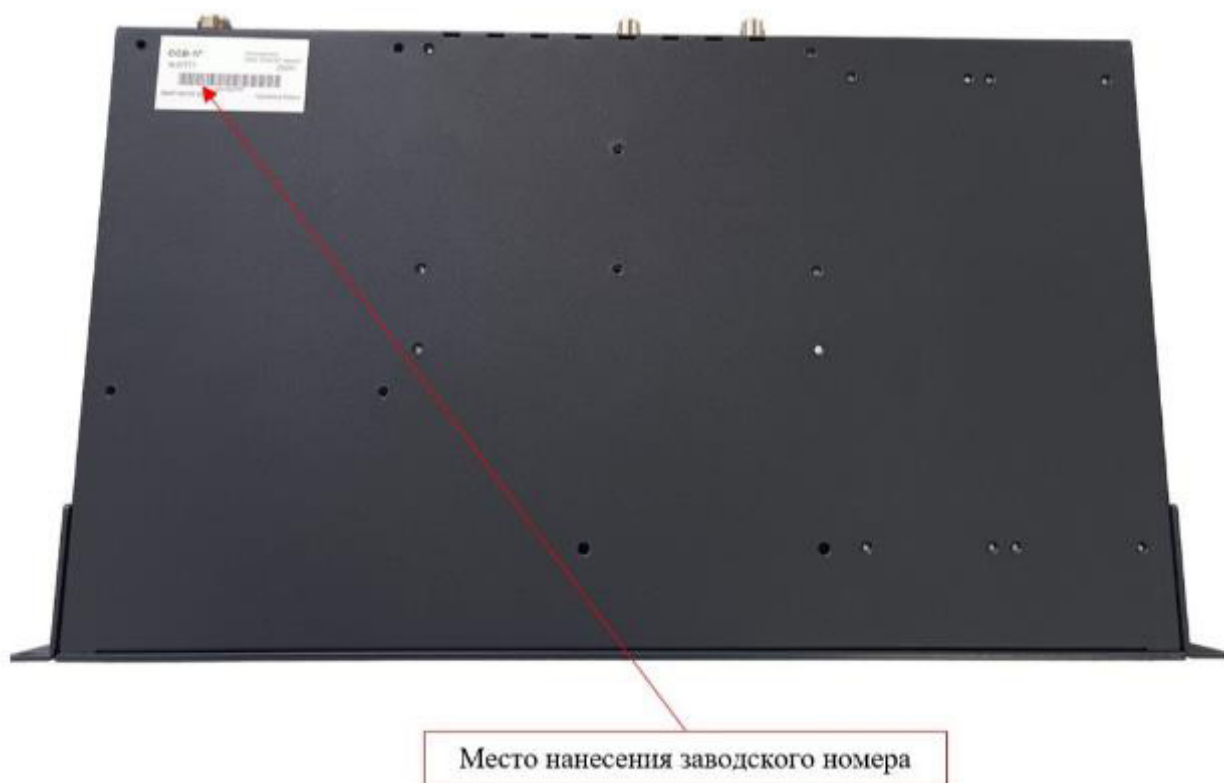


Рисунок 3 – Нижняя панель корпуса сервера синхронизации времени ПЭИ ССВ-1Г

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее - ПО) встроенное, с управляющими функциями.

Конструкция ССВ исключает возможность несанкционированного влияния на ПО и измерительную информацию.

Запись ПО осуществляется в процессе производства. Доступ к внутренним частям ССВ, включая процессор, защищен конструкцией и пломбой. Модификация ПО возможна только на предприятии изготовителе.

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

Идентификационные данные ПО ССВ приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Server SSV
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 3.XXX.XXX.XXX
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	-
Алгоритм вычисления идентификатора ПО	-
Примечание – XXX – номер версии метрологически незначимой части встроенного ПО, «XXX» может принимать целые значения в диапазоне от 0 до 999.	

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Номинальные значения частоты выходных сигналов, Гц	1,0; 2,048·10 ⁶ ; 5·10 ⁶ ; 1·10 ⁷
Амплитуда выходного импульсного сигнала частотой 1 Гц на нагрузке 50 Ом, В	от 3 до 5
Амплитуда выходных сигналов частотой 5 и 10 МГц на нагрузке 50 Ом, В	1,4 ± 0,2
Амплитуда выходных сигналов 2,048 МГц на нагрузке, В: - 75 Ом - 120 Ом	от 0,75 до 1,5 от 1,0 до 1,9
Пределы допускаемой относительной погрешности по частоте в режиме синхронизации по сигналам ГНСС	±5,0·10 ⁻¹¹
Пределы допускаемой абсолютной погрешности привязки переднего фронта выходного импульса частотой 1 Гц к шкале времени UTC(SU) в режиме синхронизации по сигналам ГНСС, нс	±100
Пределы допускаемой абсолютной погрешности привязки переднего фронта выходного импульса частотой 1 Гц к сигналам внешней синхронизации 1PPS, нс	±100
Предел допускаемого среднего квадратического относительного отклонения случайной составляющей погрешности измерений частоты выходного сигнала на интервале времени измерения 100 с в режиме непрерывной синхронизации, не более: - опция 010 - опция 020 - опция 030 - опция 040	5,0·10 ⁻¹¹ 1,0·10 ⁻¹¹ 2,0·10 ⁻¹¹ 4,0·10 ⁻¹²
Пределы допускаемой абсолютной погрешности привязки переднего фронта выходного импульса частотой 1 Гц к шкале времени UTC(SU) в режиме автономного функционирования за сутки, мкс: - опция 010 - опция 020 - опция 030 - опция 040	±10 ±5 ±5 ±1
Пределы допускаемой абсолютной погрешности привязки шкалы времени относительно шкалы времени UTC(SU) по протоколу NTP через интерфейс Ethernet, мкс	±10

Таблица 3 – Технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Параметры электрического питания: - напряжение постоянного тока, В - напряжение постоянного тока, В - напряжение переменного тока частотой (50±2,5) Гц, В - напряжение постоянного тока, В	от 18 до 36 от 36 до 72 от 100 до 270 от 113 до 370
Габаритные размеры (длина×ширина×высота), мм, не более: в исполнении 1U в исполнении 1,5U	480×263×45 480×263×65
Масса, кг, не более: в исполнении 1U в исполнении 1,5U	4 6
Рабочие условия применения: - температура окружающей среды, °С - относительная влажность, %, не более	от +5 до +40 90

Таблица 4 – Показатели надежности

Наименование характеристики	Значение
Средний срок службы, лет, не менее	20
Средняя наработка на отказ, ч, не менее	108000

Знак утверждения типа

наносится на лицевую панель ССВ в виде наклеиваемой этикетки в месте, указанном на рисунке 2, и/или на руководство по эксплуатации типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
1	2	3
Серверы синхронизации времени ПЭИ	ССВ-1Г	1 шт.
Комплект монтажный в 19-дюймовую стойку	-	1 шт.
Антенна ГНСС *	Антенна ГНСС	1 шт.
Антенный кабель с разъемами *	-	1 шт.
Модуль*	MLAN	1 шт.
Модуль*	MLANP	1 шт.
Модуль*	MGLAN	1 шт.
Модуль*	MPPS	1 шт.
Модуль*	M10M	1 шт.
Модуль*	MCOMB	1 шт.

Продолжение таблицы 5

1	2	3
Модуль*	MSYNC 120	1 шт.
Модуль*	MSYNC 75	1 шт.
Модуль*	МТП	1 шт.
Модуль*	MIRIG	1 шт.
Модуль*	M422	1 шт.
Модуль*	MWEB	1 шт.
Модуль*	MGNSS	1 шт.
Руководство пользователя	ЛЖАР.468150.004-01 РП	1 экз.
Руководство по эксплуатации	ЛЖАР.468150.004 РЭ	1 экз.
Паспорт	ЛЖАР.468150.004 ПС	1 экз.
*поставляется по запросу. Состав и тип уточняется при заказе.		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 2.7 «Работа с устройством» руководства по эксплуатации ЛЖАР.468150.004 РЭ.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Росстандарта от 26 сентября 2022 г. № 2360 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений времени и частоты»;

Приказ Росстандарта от 30 декабря 2019 г. № 3463 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений импульсного электрического напряжения»;

Технические условия ЛЖАР.468150.004 ТУ - 2012 «Сервер синхронизации времени ПЭИ ССВ-1Г».

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «КОМСЕТ-сервис»
(ООО «КОМСЕТ-сервис»)

ИНН 7725411434

Юридический адрес: 115280, г. Москва, вн. тер. г. муниципальный округ Даниловский, ул. Автозаводская, д. 23, стр. 928, помещ. 113/3

Телефон: +7 (495) 921-29-12

E-mail: ooo@komset.ru

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «КОМСЕТ-сервис»
(ООО «КОМСЕТ-сервис»)

ИНН 7725411434

Юридический адрес: 115280, г. Москва, вн. тер. г. муниципальный округ Даниловский, ул. Автозаводская, д. 23, стр. 928, помещ. 113/3

Адрес места осуществления деятельности: 111024, г. Москва, ул. Авиамоторная, д. 8А, стр. 5

Телефон: +7 (495) 921-29-12

E-mail: ooo@komset.ru

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Научно-исследовательский центр прикладной метрологии – Ростест» (ФБУ «НИЦ ПМ – Ростест»)

Адрес: 117418, г. Москва, Нахимовский пр-кт, д. 31

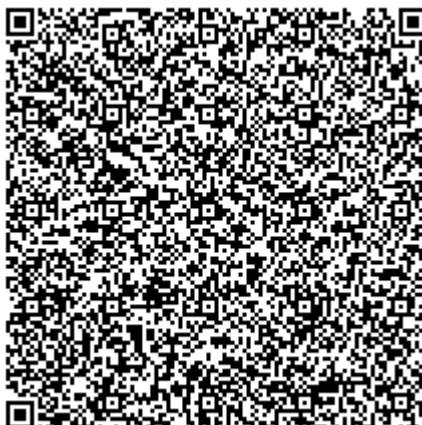
Телефон: +7 (495) 544-00-00

Факс: +7 (499) 124-99-96

E-mail: info@rostest.ru

Web-сайт: www.rostest.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.310639.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «19» февраля 2025 г. № 327

Регистрационный № 94676-25

Лист № 1
Всего листов 10

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 110 кВ Новозыбков

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 110 кВ Новозыбков (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 сервер сбора и сервер баз данных (ЦСОД) Исполнительного аппарата (ИА), устройство синхронизации системного времени (УССВ ИВК), автоматизированные рабочие места (АРМ), расположенные в ЦСОД ИА и в филиалах ПАО «Россети» - МЭС, ПМЭС, 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 линиям связи.

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. УССВ ИВК, принимающее сигналы спутниковых навигационных систем, обеспечивает автоматическую непрерывную синхронизацию времени в ИВК с национальной шкалой координированного времени UTC(SU).

ИВК выполняет функцию источника точного времени для ИВКЭ. Коррекция часов УСПД проводится при расхождении времени в УСПД и времени национальной шкалы координированного времени UTC(SU) более чем на 2 с. Интервал проверки текущего времени в УСПД выполняется с периодичностью не менее одного раза в 60 мин.

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

Нанесение знака поверки на конструкцию средства измерений не предусмотрено.

Нанесение заводского номера на конструкцию средства измерений не предусмотрено. АИИС КУЭ присвоен заводской номер 652. Заводской номер указывается в формуляре на АИИС КУЭ типографским способом. Место, способ и форма нанесения заводских номеров измерительных компонентов, входящих в состав измерительных каналов (ИК) АИИС КУЭ, приведены в формуляре на АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется специализированное программное обеспечение автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии ЕНЭС (Метроскоп) (далее по тексту - СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)). СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) используется при учете электрической энергии и обеспечивает обработку, организацию учета и хранения результатов измерений, а также их отображение, распечатку с помощью принтера и передачу в форматах, предусмотренных регламентом оптового рынка электроэнергии.

СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) не оказывает влияния на метрологические характеристики АИИС КУЭ.

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

Метрологически значимой частью СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) являются файлы DataServer.exe, DataServer_USPD.exe.

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

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

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

Метрологические и технические характеристики

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

Таблица 2 – Состав измерительных каналов АИИС КУЭ

№ ИК	Наименование ИК	Состав измерительных каналов АИИС КУЭ				
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	УСПД	УССВ ИВК
1	2	3	4	5	6	7
1	ВЛ 110 кВ Гомель – Новозыбков с отпайкой на ПС Закопытье I цепь	ТБМО-110 УХЛ1 кл.т 0,5S Ктт = 600/5 рег. № 23256-05	НАМИ кл.т 0,2 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 60353-15	СТЭМ-300 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 71771-18	ТОРАЗ IEC DAS рег. № 65921-16	СТВ-01 рег. № 49933-12
2	ВЛ 110 кВ Гомель – Новозыбков с отпайками II цепь	ТБМО-110 УХЛ1 кл.т 0,5S Ктт = 600/5 рег. № 23256-05	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т 0,2 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 83250-21	СТЭМ-300 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 71771-18		
3	ВЛ 110 кВ Новозыбков - Залинейная	ТГФМ-110 кл.т 0,2S Ктт = 800/5 рег. № 52261-12	НАМИ кл.т 0,2 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 60353-15	СТЭМ-300 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 71771-18		
4	ВЛ 110 кВ Новозыбков - Климово I цепь	ТГФМ-110 кл.т 0,2S Ктт = 600/5 рег. № 52261-12	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т 0,2 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 83250-21	СТЭМ-300 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 71771-18		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
5	ВЛ 110 кВ Новозыбков - Климово с отпайкой на ПС Новозыбков-2 II цепь	ТГФМ-110 кл.т 0,2S К _{ТТ} = 300/5 рег. № 52261-12	НАМИ кл.т 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	СТЭМ-300 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 71771-18	ТОРАЗ IEC DAS рег. № 65921-16	СТВ-01 рег. № 49933-12
6	ВЛ 110 кВ Новозыбков - Шеломы	ТГФМ-110 кл.т 0,2S К _{ТТ} = 200/5 рег. № 52261-12	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 83250-21	СТЭМ-300 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 71771-18		
7	ЗРУ-6 кВ, 2сш 6 кВ, яч.4, КЛ 6 кВ ф. 601	ТЛП-10 кл.т 0,2S К _{ТТ} = 600/5 рег. № 30709-11	НТМИ-6 кл.т 0,5 К _{ТН} = 6000/100 рег. № 831-53	СТЭМ-300 кл.т 0,5S/1 рег. № 71771-18		
8	ЗРУ-6 кВ, 2сш 6 кВ, яч.6, ВЛ 6 кВ ф. 602	ТПФМ кл.т 0,5 К _{ТТ} = 200/5 рег. № 86432-22	НТМИ-6 кл.т 0,5 К _{ТН} = 6000/100 рег. № 831-53	СТЭМ-300 кл.т 0,5S/1 рег. № 71771-18		
9	ЗРУ-6 кВ, 2сш 6 кВ, яч.8, ВЛ 6 кВ ф. 603	ТЛП-10 кл.т 0,2S К _{ТТ} = 600/5 рег. № 30709-11	НТМИ-6 кл.т 0,5 К _{ТН} = 6000/100 рег. № 831-53	СТЭМ-300 кл.т 0,5S/1 рег. № 71771-18		
10	ЗРУ-6 кВ, 2сш 6 кВ, яч.10, ВЛ 6 кВ ф. 604	ТПЛ-10 кл.т 0,5 К _{ТТ} = 150/5 рег. № 1276-59	НТМИ-6 кл.т 0,5 К _{ТН} = 6000/100 рег. № 831-53	СТЭМ-300 кл.т 0,5S/1 рег. № 71771-18		
11	ЗРУ-6 кВ, 2сш 6 кВ, яч.14, ВЛ 6 кВ ф. 606	ТПЛ-10 кл.т 0,5 К _{ТТ} = 400/5 рег. № 1276-59	НТМИ-6 кл.т 0,5 К _{ТН} = 6000/100 рег. № 831-53	СТЭМ-300 кл.т 0,5S/1 рег. № 71771-18		
12	ЗРУ-6 кВ, 1сш 6 кВ, яч.5, ВЛ 6 кВ ф. 607	ТВЛМ-10 кл.т 0,5 К _{ТТ} = 400/5 рег. № 83411-21	НТМИ-6 кл.т 0,5 К _{ТН} = 6000/100 рег. № 831-53	СТЭМ-300 кл.т 0,5S/1 рег. № 71771-18		
13	ЗРУ-6 кВ, 1сш 6 кВ, яч.7, КЛ 6 кВ ф. 608	ТВЛМ-10 кл.т 0,5 К _{ТТ} = 400/5 рег. № 1856-63	НТМИ-6 кл.т 0,5 К _{ТН} = 6000/100 рег. № 831-53	СТЭМ-300 кл.т 0,5S/1 рег. № 71771-18		
14	ЗРУ-6 кВ, 1сш 6 кВ, яч.11, КЛ 6 кВ ф. 609	ТПЛ-10 кл.т 0,5 К _{ТТ} = 200/5 рег. № 1276-59	НТМИ-6 кл.т 0,5 К _{ТН} = 6000/100 рег. № 831-53	СТЭМ-300 кл.т 0,5S/1 рег. № 71771-18		
15	ЗРУ-6 кВ, 1сш 6 кВ, яч.13, ВЛ 6 кВ ф. 610	ТВЛМ-10 кл.т 0,5 К _{ТТ} = 200/5 рег. № 1856-63	НТМИ-6 кл.т 0,5 К _{ТН} = 6000/100 рег. № 831-53	СТЭМ-300 кл.т 0,5S/1 рег. № 71771-18		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
16	ЗРУ-6 кВ, 1сш 6 кВ, яч.15, КЛ 6 кВ ф. 611	ТПЛМ-10 кл.т 0,5 К _{тт} = 400/5 рег. № 2363-68	НТМИ-6 кл.т 0,5 К _{тн} = 6000/100 рег. № 831-53	СТЭМ-300 кл.т 0,5S/1 рег. № 71771-18	ТОРАЗ IEC DAS рег. № 65921-16	СТВ-01 рег. № 49933-12
17	ЗРУ-6 кВ, 1сш 6 кВ, яч.17, ВЛ 6 кВ ф. 612	ТВЛМ-10 кл.т 0,5 К _{тт} = 200/5 рег. № 1856-63	НТМИ-6 кл.т 0,5 К _{тн} = 6000/100 рег. № 831-53	СТЭМ-300 кл.т 0,5S/1 рег. № 71771-18		
18	ЗРУ-6 кВ, 1сш 6 кВ, яч.19, ВЛ 6 кВ ф. 613	ТВЛМ-10 кл.т 0,5 К _{тт} = 300/5 рег. № 1856-63	НТМИ-6 кл.т 0,5 К _{тн} = 6000/100 рег. № 831-53	СТЭМ-300 кл.т 0,5S/1 рег. № 71771-18		
19	ЗРУ-6 кВ, 1сш 6 кВ, яч.23, ВЛ 6 кВ ф. 615	ТПЛ-10УЗ кл.т 0,5 К _{тт} = 200/5 рег. № 1276-59	НТМИ-6 кл.т 0,5 К _{тн} = 6000/100 рег. № 831-53	СТЭМ-300 кл.т 0,5S/1 рег. № 71771-18		

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 (±δ), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		δ _{1(2) %} ,	δ _{5 %} ,	δ _{20 %} ,	δ _{100 %} ,
		I _{1(2) %} ≤ I _{изм} < I _{5 %}	I _{5 %} ≤ I _{изм} < I _{20 %}	I _{20 %} ≤ I _{изм} < I _{100 %}	I _{100 %} ≤ I _{изм} ≤ I _{120 %}
1-2 (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
3-6 (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
7, 9 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	1,0	1,5	0,9	0,9	0,9
	0,8	1,7	1,2	1,0	1,0
	0,5	2,3	1,9	1,5	1,5
8, 10-19 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,5; ТН 0,5)	1,0	-	1,8	1,2	1,0
	0,8	-	2,9	1,7	1,3
	0,5	-	5,5	3,0	2,3

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			
		$\delta_{2\%}$,	δ_5 %,	δ_{20} %,	δ_{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 (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
3-6 (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
7, 9 (Счетчик 1; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	0,8	2,4	2,0	1,6	1,6
	0,5	2,0	1,5	1,3	1,3
8, 10-19 (Счетчик 1; ТТ 0,5; ТН 0,5)	0,8	-	4,6	2,6	2,1
	0,5	-	2,7	1,8	1,5
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			
		$\delta_{1(2)\%}$,	δ_5 %,	δ_{20} %,	δ_{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 (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
3-6 (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
7, 9 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	1,0	1,9	1,5	1,5	1,5
	0,8	2,1	1,7	1,6	1,6
	0,5	2,7	2,3	2,0	2,0
8, 10-19 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,5; ТН 0,5)	1,0	-	2,2	1,7	1,6
	0,8	-	3,2	2,1	1,8
	0,5	-	5,7	3,3	2,6

Продолжение таблицы 3

Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$,	δ_5 %,	δ_{20} %,	δ_{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 (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
3-6 (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
7, 9 (Счетчик 1; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	0,8	3,9	3,6	3,4	3,4
	0,5	3,6	3,3	3,2	3,2
8, 10-19 (Счетчик 1; ТТ 0,5; ТН 0,5)	0,8	-	5,5	4,0	3,7
	0,5	-	4,0	3,4	3,3
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
Рабочие условия: 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

Продолжение таблицы 4

1	2
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики электроэнергии СТЭМ-300: - средняя наработка до отказа, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД TOPAZ IEC DAS: - средняя наработка на отказ, ч, не менее комплекс измерительно-вычислительный СТВ-01: - средняя наработка на отказ, ч, не менее	 220000 72 140000 10000
Глубина хранения информации счетчики электроэнергии: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, сут, не менее при отключенном питании, лет, не менее ИВК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	 45 45 3 3,5

- Надежность системных решений:
- резервирование питания УСПД с помощью источника бесперебойного питания и устройства АВР;
 - резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться с помощью электронной почты и сотовой связи;
 - в журналах событий счетчиков и УСПД фиксируются факты:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекция шкалы времени.
- Защищенность применяемых компонентов:
- наличие механической защиты от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - счетчиков электроэнергии;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - УСПД.
 - наличие защиты на программном уровне:
 - пароль на счетчиках электроэнергии;
 - пароль на УСПД;
 - пароли на сервере, предусматривающие разграничение прав доступа к измерительным данным для различных групп пользователей.
- Возможность коррекции шкалы времени в:
- счетчиках электроэнергии (функция автоматизирована);
 - УСПД (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист формуляра АИИС КУЭ типографским способом. Нанесение знака утверждения типа на средство измерений не предусмотрено.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 5.

Таблица 5 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество шт./экз.
1	2	3
Трансформатор тока проходной с литой изоляцией	ТПЛ-10	6
Трансформатор тока проходной с литой изоляцией	ТПЛ-10УЗ	2
Трансформатор тока измерительный	ТВЛМ-10	8
Трансформатор тока	ТБМО-110 УХЛ1	6
Трансформатор тока	ТВЛМ-10	2
Трансформатор тока	ТГФМ-110	12
Трансформатор тока	ТЛП-10	4
Трансформатор тока	ТПЛМ-10	2
Трансформатор тока	ТПФМ	2
Трансформатор напряжения антирезонансный однофазный	НАМИ	3
Трансформатор напряжения	НАМИ-110 УХЛ1	3
Трансформатор напряжения	НТМИ-6	2
Счетчик электрической энергии трехфазный статический	СТЭМ-300	19
Устройство сбора и передачи данных	ТОРАZ IEC DAS	1
Комплекс измерительно-вычислительный	СТВ-01	1
Формуляр	АУВП.411711.ФСК.ОРЭМ.СЗ.П1100634.ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 110 кВ Новозыбков», аттестованном ООО «ИЦ ЭАК», г. Москва уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311298.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Постановление Правительства Российской Федерации от 16 ноября 2020 г. № 1847 «Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений»;

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

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

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

Правообладатель

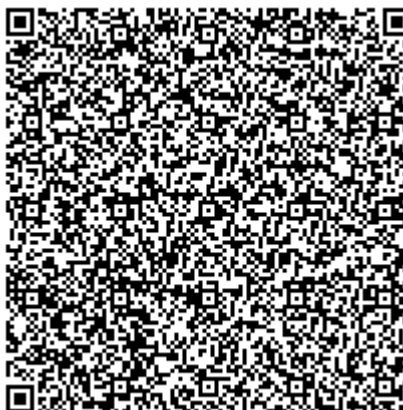
Публичное акционерное общество «Федеральная сетевая компания – Россети»
(ПАО «Россети»)
ИНН 4716016979
Юридический адрес: 121353, г. Москва, вн.тер.г. муниципальный округ Можайский,
ул. Беловежская, д. 4
Телефон: +7 (800) 200-18-81
E-mail: info@rosseti.ru
Web-сайт: www.rosseti.ru

Изготовитель

Публичное акционерное общество «Федеральная сетевая компания – Россети»
(ПАО «Россети»)
ИНН 4716016979
Адрес: 121353, г. Москва, вн.тер.г. муниципальный округ Можайский,
ул. Беловежская, д. 4
Телефон: +7 (800) 200-18-81
E-mail: info@rosseti.ru
Web-сайт: www.rosseti.ru

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «ЭнерТест» (ООО «ЭнерТест»)
Адрес: 141401, Московская обл., г. Химки, ул. Рабочая, д. 2А, к. 22А, оф. 207
Телефон: +7 (495) 109-09-22
E-mail: info@enertest.ru
Web-сайт: www.enertest.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.314754.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «19» февраля 2025 г. № 327

Регистрационный № 94677-25

Лист № 1
Всего листов 10

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 110 кВ Красная Гора

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 110 кВ Красная Гора (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 сервер сбора и сервер баз данных (ЦСОД) Исполнительного аппарата (ИА), устройство синхронизации системного времени (УССВ ИВК), автоматизированные рабочие места (АРМ), расположенные в ЦСОД ИА и в филиалах ПАО «Россети» - МЭС, ПМЭС, 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 линиям связи.

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. УССВ ИВК, принимающее сигналы спутниковых навигационных систем, обеспечивает автоматическую непрерывную синхронизацию времени в ИВК с национальной шкалой координированного времени UTC(SU).

ИВК выполняет функцию источника точного времени для ИВКЭ. Коррекция часов УСПД проводится при расхождении времени в УСПД и времени национальной шкалы координированного времени UTC(SU) более чем на 2 с. Интервал проверки текущего времени в УСПД выполняется с периодичностью не менее одного раза в 60 мин.

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

Нанесение знака поверки на конструкцию средства измерений не предусмотрено.

Нанесение заводского номера на конструкцию средства измерений не предусмотрено. АИИС КУЭ присвоен заводской номер 647. Заводской номер указывается в формуляре на АИИС КУЭ типографским способом. Место, способ и форма нанесения заводских номеров измерительных компонентов, входящих в состав измерительных каналов (ИК) АИИС КУЭ, приведены в формуляре на АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется специализированное программное обеспечение автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии ЕНЭС (Метроскоп) (далее по тексту - СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)). СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) используется при учете электрической энергии и обеспечивает обработку, организацию учета и хранения результатов измерений, а также их отображение, распечатку с помощью принтера и передачу в форматах, предусмотренных регламентом оптового рынка электроэнергии.

СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) не оказывает влияния на метрологические характеристики АИИС КУЭ.

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

Метрологически значимой частью СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) являются файлы DataServer.exe, DataServer_USPD.exe.

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

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

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

Метрологические и технические характеристики

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

Таблица 2 – Состав измерительных каналов АИИС КУЭ

№ ИК	Наименование ИК	Состав измерительных каналов АИИС КУЭ				
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	УСПД	УССВ ИВК
1	2	3	4	5	6	7
1	ВЛ 110 кВ Красная Гора - Кожаны	ТГФМ-110 кл.т 0,2S К _{тт} = 300/5 рег. № 52261-12	НКФ110-83У1 кл.т 0,5 К _{тн} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 1188-84	СТЭМ-300 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 71771-18	ТОРАЗ IEC DAS рег. № 65921-16	СТВ-01 рег. № 49933-12
2	ВЛ 110 кВ Светиловичи - Красная Гора	ТГФМ-110 кл.т 0,2S К _{тт} = 300/5 рег. № 52261-12	НКФ110-83У1 кл.т 0,5 К _{тн} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 1188-84	СТЭМ-300 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 71771-18		
3	ВЛ 35 кВ Красная Гора – Заводская	ТГМ кл.т 0,2S К _{тт} = 100/5 рег. № 59982-15	ЗНОМ-35-65 кл.т 0,5 К _{тн} = (35000/√3)/(100/√3) рег. № 912-70	СТЭМ-300 кл.т 0,5S/1 рег. № 71771-18		
4	ВЛ-35кВ Красная Гора - Лотаки	ТГМ кл.т 0,2S К _{тт} = 100/5 рег. № 59982-15	ЗНОМ-35-65 кл.т 0,5 К _{тн} = (35000/√3)/(100/√3) рег. № 912-70	СТЭМ-300 кл.т 0,5S/1 рег. № 71771-18		
5	КРУН-10 кВ, 1ш 10 кВ, яч.3, ВЛ 10 кВ ф. 102	ТЛМ-10 кл.т 0,5 К _{тт} = 100/5 рег. № 2473-69	НТМИ-10-66У3 кл.т 0,5 К _{тн} = 10000/100 рег. № 831-69	СТЭМ-300 кл.т 0,5S/1 рег. № 71771-18		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
6	КРУН-10 кВ, 1сш 10 кВ, яч.5, ВЛ 10 кВ ф. 103	ТЛМ-10 кл.т 0,5 Ктт = 100/5 рег. № 2473-69	НТМИ-10-66У3 кл.т 0,5 Ктн = 10000/100 рег. № 831-69	СТЭМ-300 кл.т 0,5S/1 рег. № 71771-18	ТОРАЗ IEC DAS рег. № 65921-16	СТВ-01 рег. № 49933-12
7	КРУН-10 кВ, 1сш 10 кВ, яч.7, ВЛ 10 кВ ф. 104	ТЛМ-10 кл.т 0,5 Ктт = 100/5 рег. № 2473-69	НТМИ-10-66У3 кл.т 0,5 Ктн = 10000/100 рег. № 831-69	СТЭМ-300 кл.т 0,5S/1 рег. № 71771-18		
8	КРУН-10 кВ, 1сш 10 кВ, яч.13, ВЛ 10 кВ ф. 105	ТЛМ-10 кл.т 0,5 Ктт = 100/5 рег. № 2473-69	НТМИ-10-66У3 кл.т 0,5 Ктн = 10000/100 рег. № 831-69	СТЭМ-300 кл.т 0,5S/1 рег. № 71771-18		
9	КРУН-10 кВ, 1сш 10 кВ, яч.15, ВЛ 10 кВ ф. 106	ТЛМ-10 кл.т 0,5 Ктт = 150/5 рег. № 2473-69	НТМИ-10-66У3 кл.т 0,5 Ктн = 10000/100 рег. № 831-69	СТЭМ-300 кл.т 0,5S/1 рег. № 71771-18		
10	КРУН-10 кВ, 1сш 10 кВ, яч.17, ВЛ 10 кВ ф. 107	ТЛМ-10 кл.т 0,5 Ктт = 100/5 рег. № 2473-69	НТМИ-10-66У3 кл.т 0,5 Ктн = 10000/100 рег. № 831-69	СТЭМ-300 кл.т 0,5S/1 рег. № 71771-18		
11	КРУН-10 кВ, 2сш 10 кВ, яч.4, ВЛ 10 кВ ф. 108	ТЛМ-10 кл.т 0,5 Ктт = 150/5 рег. № 2473-69	НАМИ-10 кл.т 0,2 Ктн = 10000/100 рег. № 11094-87	СТЭМ-300 кл.т 0,5S/1 рег. № 71771-18		
12	КРУН-10 кВ, 2сш 10 кВ, яч.6, ВЛ 10 кВ ф. 109	ТЛМ-10 кл.т 0,5 Ктт = 200/5 рег. № 2473-69	НАМИ-10 кл.т 0,2 Ктн = 10000/100 рег. № 11094-87	СТЭМ-300 кл.т 0,5S/1 рег. № 71771-18		
13	КРУН-10 кВ, 2сш 10 кВ, яч.8, ВЛ 10 кВ ф. 110	ТЛМ-10 кл.т 0,5 Ктт = 100/5 рег. № 2473-69	НАМИ-10 кл.т 0,2 Ктн = 10000/100 рег. № 11094-87	СТЭМ-300 кл.т 0,5S/1 рег. № 71771-18		
14	КРУН-10 кВ, 2сш 10 кВ, яч.16, ВЛ 10 кВ ф. 112	ТЛМ-10 кл.т 0,5 Ктт = 100/5 рег. № 2473-69	НАМИ-10 кл.т 0,2 Ктн = 10000/100 рег. № 11094-87	СТЭМ-300 кл.т 0,5S/1 рег. № 71771-18		

Примечания

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

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

Таблица 3 – Метрологические характеристики

Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в нормальных условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1-2 (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
3-4 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	1,0	1,5	0,9	0,9	0,9
	0,8	1,7	1,2	1,0	1,0
	0,5	2,3	1,9	1,5	1,5
5-10 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,5; ТН 0,5)	1,0	-	1,8	1,2	1,0
	0,8	-	2,9	1,7	1,3
	0,5	-	5,5	3,0	2,3
11-14 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,5; ТН 0,2)	1,0	-	1,8	1,1	0,9
	0,8	-	2,9	1,5	1,2
	0,5	-	5,4	2,8	2,0
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 (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
3-4 (Счетчик 1; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	0,8	2,4	2,0	1,6	1,6
	0,5	2,0	1,5	1,3	1,3
5-10 (Счетчик 1; ТТ 0,5; ТН 0,5)	0,8	-	4,6	2,6	2,1
	0,5	-	2,7	1,8	1,5
11-14 (Счетчик 1; ТТ 0,5; ТН 0,2)	0,8	-	4,5	2,4	1,9
	0,5	-	2,7	1,7	1,4

Продолжение таблицы 3

Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1-2 (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
3-4 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	1,0	1,9	1,5	1,5	1,5
	0,8	2,1	1,7	1,6	1,6
	0,5	2,7	2,3	2,0	2,0
5-10 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,5; ТН 0,5)	1,0	-	2,2	1,7	1,6
	0,8	-	3,2	2,1	1,8
	0,5	-	5,7	3,3	2,6
11-14 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,5; ТН 0,2)	1,0	-	2,1	1,6	1,5
	0,8	-	3,1	2,0	1,7
	0,5	-	5,6	3,1	2,4
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			
		$\delta_{2\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1-2 (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
3-4 (Счетчик 1; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	0,8	3,9	3,6	3,4	3,4
	0,5	3,6	3,3	3,2	3,2
5-10 (Счетчик 1; ТТ 0,5; ТН 0,5)	0,8	-	5,5	4,0	3,7
	0,5	-	4,0	3,4	3,3
11-14 (Счетчик 1; ТТ 0,5; ТН 0,2)	0,8	-	5,4	3,9	3,6
	0,5	-	4,0	3,4	3,3
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
Рабочие условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, не менее - частота, Гц диапазон рабочих температур окружающей среды, °С: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для УСПД - для сервера, УССВ	от 90 до 110 от 1(5) до 120 0,5 от 49,6 до 50,4 от -45 до +40 от +10 до +30 от +10 до +30 от +18 до +24
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики электроэнергии СТЭМ-300: - средняя наработка до отказа, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД ТОРАZ IEC DAS: - средняя наработка на отказ, ч, не менее комплекс измерительно-вычислительный СТВ-01: - средняя наработка на отказ, ч, не менее	220000 72 140000 10000
Глубина хранения информации счетчики электроэнергии: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, сут, не менее - при отключенном питании, лет, не менее ИВК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	45 45 3 3,5

Надежность системных решений:

- резервирование питания УСПД с помощью источника бесперебойного питания и устройства АВР;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться с помощью электронной почты и сотовой связи;
- в журналах событий счетчиков и УСПД фиксируются факты:
 - параметрирования;

- пропадания напряжения;
- коррекция шкалы времени.

Защищенность применяемых компонентов:

- наличие механической защиты от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - счетчиков электроэнергии;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - УСПД.
- наличие защиты на программном уровне:
 - пароль на счетчиках электроэнергии;
 - пароль на УСПД;
 - пароли на сервере, предусматривающие разграничение прав доступа к измерительным данным для различных групп пользователей.

Возможность коррекции шкалы времени в:

- счетчиках электроэнергии (функция автоматизирована);
- УСПД (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист формуляра АИИС КУЭ типографским способом. Нанесение знака утверждения типа на средство измерений не предусмотрено.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 5.

Таблица 5 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество шт./экз.
1	2	3
Трансформатор тока	ТГМ	6
Трансформатор тока	ТГФМ-110	6
Трансформатор тока	ТЛМ-10	20
Трансформатор напряжения	ЗНОМ-35-65	3
Трансформатор напряжения	НАМИ-10	1
Трансформатор напряжения	НКФ110-83У1	6
Трансформатор напряжения	НТМИ-10-66У3	1
Счетчик электрической энергии трехфазный статический	СТЭМ-300	14
Устройство сбора и передачи данных	ТОРАZ IEC DAS	1
Комплекс измерительно- вычислительный	СТВ-01	1
Формуляр	АУВП.411711.ФСК.ОРЭМ.СЗ.П1100635.ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 110 кВ Красная Гора», аттестованном ООО «ИЦ ЭАК», г. Москва уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311298.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Постановление Правительства Российской Федерации от 16 ноября 2020 г. № 1847 «Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений»;

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

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

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

Правообладатель

Публичное акционерное общество «Федеральная сетевая компания – Россети»
(ПАО «Россети»)

ИНН 4716016979

Юридический адрес: 121353, г. Москва, вн.тер.г. муниципальный округ Можайский,
ул. Беловежская, д. 4

Телефон: +7 (800) 200-18-81

E-mail: info@rosseti.ru

Web-сайт: www.rosseti.ru

Изготовитель

Публичное акционерное общество «Федеральная сетевая компания – Россети»
(ПАО «Россети»)

ИНН 4716016979

Адрес: 121353, г. Москва, вн.тер.г. муниципальный округ Можайский,
ул. Беловежская, д. 4

Телефон: +7 (800) 200-18-81

E-mail: info@rosseti.ru

Web-сайт: www.rosseti.ru

Испытательный центр

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

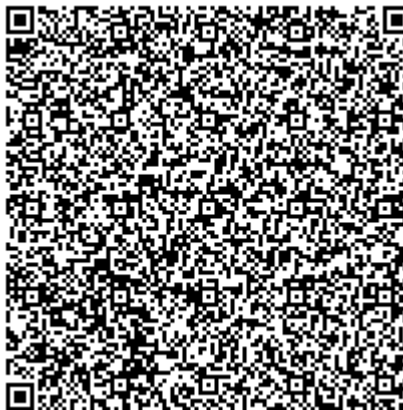
Адрес: 141401, Московская обл., г. Химки, ул. Рабочая, д. 2А, к. 22А, оф. 207

Телефон: +7 (495) 109-09-22

E-mail: info@enertest.ru

Web-сайт: www.enertest.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.314754.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «19» февраля 2025 г. № 327

Регистрационный № 94678-25

Лист № 1
Всего листов 11

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

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

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 330 кВ Рославль (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 сервер сбора и сервер баз данных (ЦСОД) Исполнительного аппарата (ИА), устройство синхронизации системного времени (УССВ ИВК), автоматизированные рабочие места (АРМ), расположенные в ЦСОД ИА и в филиалах ПАО «Россети» - МЭС, ПМЭС, 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 линиям связи.

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. УССВ ИВК, принимающее сигналы спутниковых навигационных систем, обеспечивает автоматическую непрерывную синхронизацию времени в ИВК с национальной шкалой координированного времени UTC(SU).

ИВК выполняет функцию источника точного времени для ИВКЭ. Коррекция часов УСПД проводится при расхождении времени в УСПД и времени национальной шкалы координированного времени UTC(SU) более чем на 2 с. Интервал проверки текущего времени в УСПД выполняется с периодичностью не менее одного раза в 60 мин.

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

Нанесение знака поверки на конструкцию средства измерений не предусмотрено.

Нанесение заводского номера на конструкцию средства измерений не предусмотрено. АИИС КУЭ присвоен заводской номер 618. Заводской номер указывается в формуляре на АИИС КУЭ типографским способом. Место, способ и форма нанесения заводских номеров измерительных компонентов, входящих в состав измерительных каналов (ИК) АИИС КУЭ, приведены в формуляре на АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется специализированное программное обеспечение автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии ЕНЭС (Метроскоп) (далее по тексту - СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)). СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) используется при учете электрической энергии и обеспечивает обработку, организацию учета и хранения результатов измерений, а также их отображение, распечатку с помощью принтера и передачу в форматах, предусмотренных регламентом оптового рынка электроэнергии.

СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) не оказывает влияния на метрологические характеристики АИИС КУЭ.

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

Метрологически значимой частью СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) являются файлы DataServer.exe, DataServer_USPD.exe.

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

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

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

Метрологические и технические характеристики

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

Таблица 2 – Состав измерительных каналов АИИС КУЭ

№ ИК	Наименование ИК	Состав измерительных каналов АИИС КУЭ				
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	УСПД	УССВ ИВК
1	2	3	4	5	6	7
1	ВЛ 330 кВ Рославль – Кричев (ВЛ-439)	СА 362 кл.т. 0,2S Ктт = 2000/1 рег. № 23747-02	НКФ-330-73У1 кл.т. 0,5 Ктн = $(330000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 87416-22	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	ТОРАЗ IEC DAS рег. № 65921-16	СТВ-01 рег. № 49933-12
2	ВЛ 330 кВ Рославль – Кричев (ВЛ-439) (контрольный)	СА 362 кл.т. 0,2S Ктт = 2000/1 рег. № 23747-02	НКФ-330-73У1 кл.т. 0,5 Ктн = $(330000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 87416-22	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
3	ВЛ 330 кВ Смоленская АЭС – Рославль № 1	ТФМ кл.т. 0,2S Ктт = 2000/1 рег. № 83514-21	СРВ кл.т. 0,2 Ктн = $(330000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 68549-17	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
4	ВЛ 330 кВ Смоленская АЭС – Рославль № 2	СА 362 кл.т. 0,2S Ктт = 2000/1 рег. № 23747-02	СРВ 362 кл.т. 0,2 Ктн = $(330000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 47844-11	Альфа А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
5	КВЛ 110 кВ Рославль-330 – Тепличная	TG кл.т. 0,2S Ктт = 600/5 рег. № 30489-09	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
6	ВЛ 110 кВ Рославль-330 – Дубровская (ВЛ-842)	ТФЗМ кл.т. 0,5 Ктт = 600/5 рег. № 82927-21	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	ТОPAZ IEC DAS рег. № 65921-16	СТВ-01 рег. № 49933-12
7	ВЛ 110 кВ Рославль-330 - Ершичи с отпайкой на ПС Индустриальная (ВЛ-159)	ТГФМ-110 кл.т. 0,2S Ктт = 600/5 рег. № 52261-12	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т. 0,2 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 24218-13	СТЭМ-300 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 71771-18		
8	ВЛ 110 кВ Рославль-330 - Пригорье с отпайкой на ПС Индустриальная (ВЛ-198)	ТГФМ-110 кл.т. 0,2S Ктт = 600/5 рег. № 52261-12	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т. 0,2 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 24218-13	СТЭМ-300 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 71771-18		
9	ВЛ 110 кВ Рославль-330 – Рославль-110 с отпайкой на ПС Промышленная I цепь (ВЛ-149)	ТГФМ-110 кл.т. 0,2S Ктт = 600/5 рег. № 52261-12	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т. 0,2 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 24218-13	СТЭМ-300 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 71771-18		
10	ВЛ 110 кВ Рославль-330 – Рославль-110 с отпайкой на ПС Промышленная II цепь (ВЛ-148)	ТГФМ-110 кл.т. 0,2S Ктт = 600/5 рег. № 52261-12	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т. 0,2 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 24218-13	СТЭМ-300 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 71771-18		
11	ВЛ 110 кВ Рославль-330 - Рославль-110 I цепь (ВЛ-197)	ТГФМ-110 кл.т. 0,2S Ктт = 600/5 рег. № 52261-12	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т. 0,2 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 24218-13	СТЭМ-300 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 71771-18		
12	ВЛ 110 кВ Рославль-330 - Рославль-110 II цепь (ВЛ-196)	ТГФМ-110 кл.т. 0,2S Ктт = 600/5 рег. № 52261-12	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т. 0,2 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 24218-13	СТЭМ-300 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 71771-18		
13	ВЛ 110 кВ Барсуки – Рославль-330 (ВЛ-161)	ТГФМ-110 кл.т. 0,2S Ктт = 600/5 рег. № 52261-12	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т. 0,2 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 24218-13	СТЭМ-300 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 71771-18		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
14	ВЛ 110 кВ Стодолище – Рославль-330 (ВЛ-194)	ТГФМ-110 кл.т. 0,2S К _{тт} = 600/5 рег. № 52261-12	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т. 0,2 К _{тн} = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 24218-13	СТЭМ-300 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 71771-18	ТОPAZ IEC DAS рег. № 65921-16	СТВ-01 рег. № 49933-12
15	ОВ 110	ТГФМ-110 кл.т. 0,2S К _{тт} = 2000/5 рег. № 52261-12	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		
16	ЗРУ 10 кВ №1, ТСН-3 (10/0,4 кВ), ввод 0,4 кВ (ВЛ 1008)	ТШ-0,66У3 кл.т. 0,5 К _{тт} = 1500/5 рег. № 15764-96	-	СТЭМ-300 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 71771-18		

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 (±δ), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		δ ₁₍₂₎ %	δ ₅ %	δ ₂₀ %	δ ₁₀₀ %
		I ₁₍₂₎ % ≤ I _{изм} < I ₅ %	I ₅ % ≤ I _{изм} < I ₂₀ %	I ₂₀ % ≤ I _{изм} < I ₁₀₀ %	I ₁₀₀ % ≤ I _{изм} ≤ I ₁₂₀ %
1	2	3	4	5	6
1 – 2 (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
3 – 5, 7 – 15 (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 (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
16 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,5)	1,0	-	1,7	1,0	0,8
	0,8	-	2,8	1,5	1,1
	0,5	-	5,4	2,7	1,9

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			
		$\delta_{2\%}$	$\delta_{5\%}$	$\delta_{20\%}$	$\delta_{100\%}$
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_{5\%}$	$I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1	2	3	4	5	6
1 – 2 (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
3 – 5, 7 – 15 (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 (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
16 (Счетчик 1,0; ТТ 0,5)	0,8	-	4,4	2,4	1,8
	0,5	-	2,6	1,6	1,3
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{1(2)\%}$	$\delta_{5\%}$	$\delta_{20\%}$	$\delta_{100\%}$
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_{5\%}$	$I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1 – 2 (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
3 – 5, 7 – 15 (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 (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
16 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,5)	1,0	-	2,1	1,6	1,4
	0,8	-	3,1	1,9	1,7
	0,5	-	5,5	3,0	2,3

Продолжение таблицы 3

Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$	$\delta_{5\%}$	$\delta_{20\%}$	$\delta_{100\%}$
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_{5\%}$	$I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1	2	3	4	5	6
1 – 2 (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
3 – 5, 7 – 15 (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 (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
16 (Счетчик 1,0; ТТ 0,5)	0,8	-	5,4	3,9	3,5
	0,5	-	4,0	3,4	3,3
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
Рабочие условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, не менее - частота, Гц диапазон рабочих температур окружающей среды, °С: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для УСПД - для сервера, УССВ	от 90 до 110 от 1(5) до 120 0,5 от 49,6 до 50,4 от -45 до +40 от +10 до +30 от +10 до +30 от +18 до +24

Продолжение таблицы 4

1	2
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики электроэнергии Альфа А1800: - средняя наработка до отказа, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч счетчики электроэнергии СТЭМ-300: - средняя наработка на отказ, ч - среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД TORAZ IEC DAS: - средняя наработка на отказ, ч, не менее комплекс измерительно-вычислительный СТВ-01: - средняя наработка на отказ, ч, не менее	120000 72 220000 72 140000 10000
Глубина хранения информации счетчики электроэнергии: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, сут, не менее - при отключенном питании, лет, не менее ИВК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	45 45 3 3,5

Надежность системных решений:

- резервирование питания УСПД с помощью источника бесперебойного питания и устройства АВР;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться с помощью электронной почты и сотовой связи;
- в журналах событий счетчиков и УСПД фиксируются факты:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекция шкалы времени.

Защищенность применяемых компонентов:

- наличие механической защиты от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - счетчиков электроэнергии;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - УСПД.
- наличие защиты на программном уровне:
 - пароль на счетчиках электроэнергии;
 - пароль на УСПД;
 - пароли на сервере, предусматривающие разграничение прав доступа к измерительным данным для различных групп пользователей.

Возможность коррекции шкалы времени в:

- счетчиках электроэнергии (функция автоматизирована);

– УСПД (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист формуляра АИИС КУЭ типографским способом. Нанесение знака утверждения типа на средство измерений не предусмотрено.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 5.

Таблица 5 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество шт./экз.
Трансформатор тока	СА 362	6
Трансформатор тока	ТФМ	3
Трансформатор тока	TG	3
Трансформатор тока	ТФЗМ	3
Трансформатор тока	ТГФМ-110	27
Трансформатор тока	ТШ-0,66УЗ	3
Трансформатор напряжения	НКФ-330-73У1	3
Трансформатор напряжения	СРВ	3
Трансформатор напряжения	СРВ 362	3
Трансформатор напряжения	НАМИ-110 УХЛ1	6
Счетчик электрической энергии многофункциональный	Альфа А1800	7
Счетчик электрической энергии многофункциональный	СТЭМ-300	9
Устройство сбора и передачи данных	ТОРАZ IEC DAS	1
Комплекс измерительно-вычислительный	СТВ-01	1
Формуляр	АУВП.411711.ФСК.ОРЭМ.СЗ. П3300621.ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 330 кВ Рославль», аттестованном ООО «ИЦ ЭАК», г. Москва уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311298.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Постановление Правительства Российской Федерации от 16 ноября 2020 г. № 1847 «Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений»;

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

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

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

Правообладатель

Публичное акционерное общество «Федеральная сетевая компания – Россети»
(ПАО «Россети»)

ИНН 4716016979

Юридический адрес: 121353, г. Москва, вн.тер.г. муниципальный округ Можайский,
ул. Беловежская, д. 4

Телефон: +7 (800) 200-18-81

Факс: +7 (495) 664-81-33

E-mail: info@rosseti.ru

Web-сайт: www.rosseti.ru

Изготовитель

Публичное акционерное общество «Федеральная сетевая компания – Россети»
(ПАО «Россети»)

ИНН 4716016979

Адрес: 121353, г. Москва, вн.тер.г. муниципальный округ Можайский,
ул. Беловежская, д. 4

Телефон: +7 (800) 200-18-81

Факс: +7 (495) 664-81-33

E-mail: info@rosseti.ru

Web-сайт: www.rosseti.ru

Испытательный центр

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

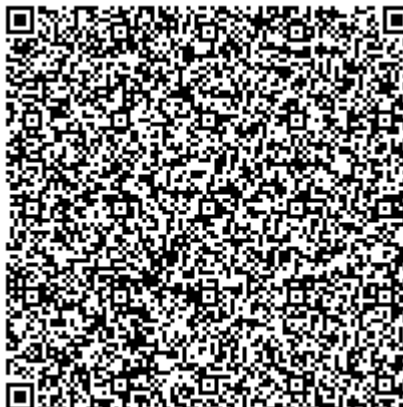
Адрес: 141401, Московская обл., г. Химки, ул. Рабочая, д. 2А, к. 22А, оф. 207

Телефон: +7 (495) 109-09-22

E-mail: info@enertest.ru

Web-сайт: www.enertest.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.314754.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «19» февраля 2025 г. № 327

Регистрационный № 94679-25

Лист № 1
Всего листов 7

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

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

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 500 кВ Астрахань (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 сервер сбора и сервер баз данных (ЦСОД) Исполнительного аппарата (ИА), устройство синхронизации системного времени (УССВ ИВК), автоматизированные рабочие места (АРМ), расположенные в ЦСОД ИА и в филиалах ПАО «Россети» - МЭС, ПМЭС, 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 линиям связи.

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. УССВ ИВК, принимающее сигналы спутниковых навигационных систем, обеспечивает автоматическую непрерывную синхронизацию времени в ИВК с национальной шкалой координированного времени UTC(SU).

ИВК выполняет функцию источника точного времени для ИВКЭ. Коррекция часов УСПД проводится при расхождении времени в УСПД и времени национальной шкалы координированного времени UTC(SU) более чем на 2 с. Интервал проверки текущего времени в УСПД выполняется с периодичностью не менее одного раза в 60 мин.

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

Нанесение знака поверки на конструкцию средства измерений не предусмотрено.

Нанесение заводского номера на конструкцию средства измерений не предусмотрено. АИИС КУЭ присвоен заводской номер 665. Заводской номер указывается в формуляре на АИИС КУЭ типографским способом. Место, способ и форма нанесения заводских номеров измерительных компонентов, входящих в состав измерительных каналов (ИК) АИИС КУЭ, приведены в формуляре на АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется специализированное программное обеспечение автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии ЕНЭС (Метроскоп) (далее по тексту - СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)). СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) используется при учете электрической энергии и обеспечивает обработку, организацию учета и хранения результатов измерений, а также их отображение, распечатку с помощью принтера и передачу в форматах, предусмотренных регламентом оптового рынка электроэнергии.

СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) не оказывает влияния на метрологические характеристики АИИС КУЭ.

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

Метрологически значимой частью СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) являются файлы DataServer.exe, DataServer_USPD.exe.

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

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

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

Метрологические и технические характеристики

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

Таблица 2 – Состав измерительных каналов АИИС КУЭ

№ ИК	Наименование ИК	Состав измерительных каналов АИИС КУЭ				
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	УСПД	УССВ ИВК
1	2	3	4	5	6	7
1	Ввод 10 кВ Т-3	ТЛО-10 кл.т 0,5S Ктт = 500/5 рег. № 25433-11	НТМИ-10-66У3 кл.т 0,5 Ктн = 10000/100 рег. № 831-69	СТЭМ-300 кл.т 0,5S/1 рег. № 71771-18	RTU-300 рег. № 19495-03	СТВ-01 рег. № 49933-12
2	КТП №500 10/0,4 кВ	ТЛО-10 кл.т 0,5S Ктт = 25/5 рег. № 25433-11	ЗНОЛП-ЭК кл.т 0,5 Ктн = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 68841-17	СТЭМ-300 кл.т 0,5S/1 рег. № 71771-18		

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	$\cos\varphi$	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 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	1,0	2,1	1,2	1,0	1,0
	0,8	2,7	1,7	1,3	1,3
	0,5	4,9	3,1	2,3	2,3
Номер ИК	$\cos\varphi$	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 (Счетчик 1; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,8	4,1	2,8	2,1	2,1
	0,5	2,7	1,8	1,5	1,5
Номер ИК	$\cos\varphi$	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1-2 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	1,0	2,4	1,7	1,6	1,6
	0,8	3,0	2,1	1,8	1,8
	0,5	5,1	3,4	2,6	2,6
Номер ИК	$\cos\varphi$	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1-2 (Счетчик 1; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,8	5,1	4,1	3,7	3,7
	0,5	4,0	3,5	3,3	3,3
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 до 120 0,87 от 49,85 до 50,15 от +21 до +25
Рабочие условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, не менее - частота, Гц диапазон рабочих температур окружающей среды, °С: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для УСПД - для сервера, УССВ	от 90 до 110 от 1 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 СТЭМ-300: - средняя наработка до отказа, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД RTU-300: - средняя наработка на отказ, ч, не менее комплекс измерительно-вычислительный СТВ-01: - средняя наработка на отказ, ч, не менее	220000 72 40000 10000
Глубина хранения информации счетчики электроэнергии: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, сут, не менее при отключенном питании, лет, не менее ИВК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	45 45 3 3,5

Надежность системных решений:

- резервирование питания УСПД с помощью источника бесперебойного питания и устройства АВР;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться с помощью электронной почты и сотовой связи;
- в журналах событий счетчиков и УСПД фиксируются факты:
 - параметрирования;

- пропадания напряжения;
- коррекция шкалы времени.

Защищенность применяемых компонентов:

- наличие механической защиты от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - счетчиков электроэнергии;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - УСПД.
- наличие защиты на программном уровне:
 - пароль на счетчиках электроэнергии;
 - пароль на УСПД;
 - пароли на сервере, предусматривающие разграничение прав доступа к измерительным данным для различных групп пользователей.

Возможность коррекции шкалы времени в:

- счетчиках электроэнергии (функция автоматизирована);
- УСПД (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист формуляра АИИС КУЭ типографским способом. Нанесение знака утверждения типа на средство измерений не предусмотрено.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 5.

Таблица 5 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество шт./экз.
1	2	3
Трансформатор тока	ТЛО-10	6
Трансформатор напряжения заземляемый	ЗНОЛП-ЭК	3
Трансформатор напряжения	НТМИ-10-66УЗ	1
Счетчик электрической энергии трехфазный статический	СТЭМ-300	2
Устройство сбора и передачи данных	RTU-300	1
Комплекс измерительно- вычислительный	СТВ-01	1
Формуляр	АУВП.411711.ФСК.ОРЭМ.Ю.П5000051.ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 500 кВ Астрахань», аттестованном ООО «ИЦ ЭАК», г. Москва уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311298.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Постановление Правительства Российской Федерации от 16 ноября 2020 г. № 1847 «Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений»;

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

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

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

Правообладатель

Публичное акционерное общество «Федеральная сетевая компания – Россети»
(ПАО «Россети»)

ИНН 4716016979

Юридический адрес: 121353, г. Москва, вн.тер.г. муниципальный округ Можайский,
ул. Беловежская, д. 4

Телефон: +7 (800) 200-18-81

E-mail: info@rosseti.ru

Web-сайт: www.rosseti.ru

Изготовитель

Публичное акционерное общество «Федеральная сетевая компания – Россети»
(ПАО «Россети»)

ИНН 4716016979

Адрес: 121353, г. Москва, вн.тер.г. муниципальный округ Можайский,
ул. Беловежская, д. 4

Телефон: +7 (800) 200-18-81

E-mail: info@rosseti.ru

Web-сайт: www.rosseti.ru

Испытательный центр

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

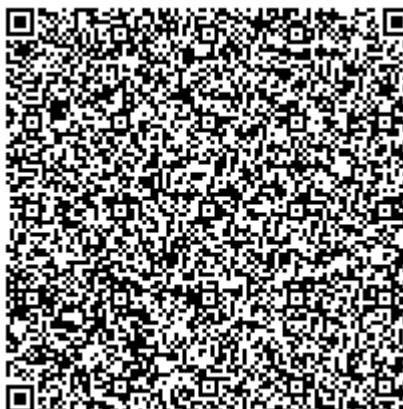
Адрес: 141401, Московская обл., г. Химки, ул. Рабочая, д. 2А, к. 22А, оф. 207

Телефон: +7 (495) 109-09-22

E-mail: info@enertest.ru

Web-сайт: www.enertest.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.314754.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «19» февраля 2025 г. № 327

Регистрационный № 94680-25

Лист № 1
Всего листов 7

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ВЛ 10 кВ №8 Покровка-10

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ВЛ 10 кВ №8 Покровка-10 (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-информационный комплекс (ИИК), включающий измерительные трансформаторы тока (ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (ТН), счетчик активной и реактивной электроэнергии (счетчик), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

Второй уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий сервер сбора и сервер баз данных (ЦСОД) Исполнительного аппарата (ИА), устройство синхронизации системного времени (УССВ ИВК), автоматизированные рабочие места (АРМ), расположенные в ЦСОД ИА и в филиалах ПАО «Россети» - МЭС, ПМЭС, 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.

Сервер сбора ИВК АИИС КУЭ единой национальной (общероссийской) электрической сети (далее по тексту - ЕНЭС) автоматически опрашивает счетчик

электрической энергии (один раз в 30 минут). Опрос счетчика выполняется с помощью канала связи GSM.

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 счетчика в ИВК, поскольку используется цифровой метод передачи данных.

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

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

Нанесение знака поверки на конструкцию средства измерений не предусмотрено.

Нанесение заводского номера на конструкцию средства измерений не предусмотрено. АИИС КУЭ присвоен заводской номер 646. Заводской номер указывается в формуляре на АИИС КУЭ типографским способом. Место, способ и форма нанесения заводских номеров измерительных компонентов, входящих в состав измерительных каналов (ИК) АИИС КУЭ, приведены в формуляре на АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется специализированное программное обеспечение автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии ЕНЭС (Метроскоп) (далее по тексту - СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)). СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) используется при учете электрической энергии и обеспечивает обработку, организацию учета и хранения результатов измерений, а также их отображение, распечатку с помощью принтера и передачу в форматах, предусмотренных регламентом оптового рынка электроэнергии.

СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) не оказывает влияния на метрологические характеристики АИИС КУЭ.

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

Метрологически значимой частью СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) являются файлы DataServer.exe, DataServer_USPD.exe.

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

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

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

Метрологические и технические характеристики

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

Таблица 2 – Состав измерительных каналов АИИС КУЭ

№ ИК	Наименование ИК	Состав измерительных каналов АИИС КУЭ			
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	УССВ ИВК
1	ВЛ 10 кВ №8 Покровка-10	ТЛО кл.т. 0,5S Ктт = 5/5 рег. № 25433-11	ЗНОЛП-ЭК кл.т. 0,5 Ктн = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 68841-17	СТЭМ-300 кл.т. 0,5S/1 рег. № 71771-18	СТВ-01 рег. № 49933-12

Примечания

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

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

Таблица 3 – Метрологические характеристики

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

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			
		$\delta_{2\%}$	$\delta_5 \%$	$\delta_{20} \%$	$\delta_{100} \%$
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_5 \%$	$I_5 \% \leq I_{изм} < I_{20} \%$	$I_{20} \% \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100} \% \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1	2	3	4	5	6
1 (Счетчик 1,0; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,8	5,1	3,3	2,5	2,5
	0,5	2,7	1,9	1,5	1,5
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 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	1,0	2,5	1,8	1,7	1,7
	0,8	2,8	2,1	1,9	1,9
	0,5	5,2	3,5	2,8	2,8
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 (Счетчик 1,0; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,8	6,1	4,7	4,2	4,2
	0,5	4,2	3,7	3,5	3,5
Пределы допускаемой абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов АИИС КУЭ, входящих в состав СОЕВ, относительно шкалы времени UTC(SU), ($\pm\Delta$), с					5
Примечания 1 Границы интервала допускаемой относительной погрешности $\delta_{1(2)\%P}$ для $\cos\varphi=1,0$ нормируются от $I_1\%$, границы интервала допускаемой относительной погрешности $\delta_{1(2)\%P}$ и $\delta_{2\%Q}$ для $\cos\varphi<1,0$ нормируются от $I_{2\%}$. 2 Метрологические характеристики ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).					

Таблица 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц температура окружающей среды, °С: - для счетчика электроэнергии	от 99 до 101 от 1 до 120 0,87 от 49,85 до 50,15 от +21 до +25
Рабочие условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, не менее - частота, Гц диапазон рабочих температур окружающей среды, °С: - для ТТ и ТН - для счетчика - для сервера, УССВ	от 90 до 110 от 1 до 120 0,5 от 49,6 до 50,4 от -45 до +40 от 0 до +40 от +18 до +24
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики электроэнергии СТЭМ-300: - средняя наработка на отказ, ч - среднее время восстановления работоспособности, ч комплекс измерительно-вычислительный СТВ-01: - средняя наработка на отказ, ч, не менее	220000 72 10000
Глубина хранения информации счетчик электроэнергии: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее ИВК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	45 3,5

Надежность системных решений:

- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться с помощью электронной почты и сотовой связи;
- в журналах событий счетчика фиксируются факты:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекция шкалы времени.

Защищенность применяемых компонентов:

- наличие механической защиты от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - счетчика электроэнергии;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки.
- наличие защиты на программном уровне:
 - пароль на счетчике электроэнергии;

– пароли на сервере, предусматривающие разграничение прав доступа к измерительным данным для различных групп пользователей.

Возможность коррекции шкалы времени в:

– счетчике электроэнергии (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист формуляра АИИС КУЭ типографским способом. Нанесение знака утверждения типа на средство измерений не предусмотрено.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 5.

Таблица 5 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество шт./экз.
Трансформатор тока	ТЛО	3
Трансформатор напряжения	ЗНОЛП-ЭК	3
Счетчик электрической энергии многофункциональный	СТЭМ-300	1
Комплекс измерительно-вычислительный	СТВ-01	1
Формуляр	АУВП.411711.ФСК.ОРЭМ.Ю. Л0102916.ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ВЛ 10 кВ №8 Покровка-10», аттестованном ООО «ИЦ ЭАК», г. Москва уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311298.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Постановление Правительства Российской Федерации от 16 ноября 2020 г. № 1847 «Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений»;

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

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

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

Правообладатель

Публичное акционерное общество «Федеральная сетевая компания – Россети»
(ПАО «Россети»)

ИНН 4716016979

Юридический адрес: 121353, г. Москва, вн.тер.г. муниципальный округ Можайский,
ул. Беловежская, д. 4

Телефон: +7 (800) 200-18-81

E-mail: info@rosseti.ru

Web-сайт: www.rosseti.ru

Изготовитель

Публичное акционерное общество «Федеральная сетевая компания – Россети»
(ПАО «Россети»)

ИНН 4716016979

Адрес: 121353, г. Москва, вн.тер.г. муниципальный округ Можайский,
ул. Беловежская, д. 4

Телефон: +7 (800) 200-18-81

E-mail: info@rosseti.ru

Web-сайт: www.rosseti.ru

Испытательный центр

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

Адрес: 141401, Московская обл., г. Химки, ул. Рабочая, д. 2А, к. 22А, оф. 207

Телефон: +7 (495) 109-09-22

E-mail: info@enertest.ru

Web-сайт: www.enertest.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.314754.

