

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «23» июня 2025 г. № 1242

Регистрационный № 95749-25

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Эквивалент сети ESH2-Z5

Назначение средства измерений

Эквивалент сети ESH2-Z5 (далее по тексту – эквивалент сети) предназначен для измерений напряжения кондуктивных высокочастотных помех, вносимых испытываемым техническим средством (далее – ИТС) в сеть питания переменного тока.

Описание средства измерений

Принцип работы эквивалента сети основан на выделении высокочастотной помехи, создаваемой ИТС в промышленных сетях питания, с помощью пассивного RLC-фильтра высоких частот и подавлении при этом сигнала промышленной частоты.

Кроме того, в эквиваленте сети установлен пассивный RLC-фильтр низкой частоты, который выполняет следующие функции:

- обеспечивает фильтрацию высокочастотных помех, имеющих в промышленной сети питания;
- формирует нормированное, в соответствии с ГОСТ 30805.16.1.2-2013, входное сопротивление для сигнала высокочастотной помехи, создаваемой ИТС.

Таким образом, фильтр низкой частоты обеспечивает единство условий измерения сигнала помехи, создаваемой ИТС.

Измерительный канал эквивалента сети представляет собой фильтр низкой частоты, вход которого подключен к промышленной сети, а к его выходу – ИТС и фильтр высоких частот. К выходу фильтра высоких частот подключают измерительный приемник (анализатор спектра, селективный вольтметр). Коэффициент калибровки эквивалента сети является коэффициентом передачи фильтра высоких частот.

Конструктивно эквивалент сети выполнен в виде моноблока с размещенными в корпусе четырема одинаковыми измерительными каналами для фаз сети L1, L2, L3 и нейтральной N для возможности измерения напряжения помех от устройств, требующих трехфазного питания. Также эквивалент сети оборудован размещённым внутри корпуса элементом РС для подключения эквивалента руки. Управление работой эквивалента сети осуществляется как в ручном режиме при помощи переключателя управления, расположенного на лицевой панели, так и дистанционно с использованием сигналов TTL уровня.

Общий вид эквивалента сети (зав. № 100179), места пломбировки от несанкционированного доступа, нанесения наклейки «Знак утверждения типа», знака поверки и заводского номера представлены на рисунках 1, 2, 3. Заводской № 100179, идентифицирующий эквивалент сети, нанесен на информационную табличку наклейкой, размещаемой на передней панели.



Рисунок 1 – Внешний вид эквивалента сети (вид спереди)



Рисунок 2 – Внешний вид эквивалента сети (вид сзади)



Рисунок 3 – Схема пломбировки

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон рабочих частот, МГц	от 0,009 до 30,000
Коэффициент калибровки, дБ	от 0 до 2
Пределы допускаемой абсолютной погрешности коэффициента калибровки, дБ, не более	± 2

Таблица 2 – Значения аргумента и модуля полного входного сопротивления

Частота, МГц	Модуль полного входного сопротивления, Ом	Пределы допускаемых значений модуля полного входного сопротивления, Ом, ($\pm 20\%$)	Аргумент полного входного сопротивления, град	Пределы допускаемых значений аргумента полного входного сопротивления, град., ($\pm 11,5^\circ$)
0,009	5,22	от 4,176 до 6,264	26,55	от 15,05 до 38,05
0,010	5,36	от 4,288 до 6,432	37,00	от 25,50 до 48,50
0,015	6,22	от 4,976 до 7,464	38,41	от 26,91 до 49,91
0,020	7,25	от 5,800 до 8,700	44,97	от 33,47 до 56,47
0,030	9,56	от 7,648 до 11,472	52,33	от 40,83 до 63,83
0,050	14,41	от 11,528 до 17,292	56,40	от 44,90 до 67,90
0,070	19,04	от 15,232 до 22,848	55,40	от 43,90 до 66,90
0,080	21,19	от 16,952 до 25,428	54,19	от 42,69 до 65,69
0,100	25,11	от 20,088 до 30,132	51,22	от 39,72 до 62,72
0,200	39,12	от 31,296 до 46,944	38,51	от 27,01 до 50,01
0,500	47,65	от 38,120 до 57,180	17,66	от 6,16 до 29,16
0,700	48,76	от 39,008 до 58,512	12,81	от 1,31 до 24,31
0,800	49,00	от 39,200 до 58,800	11,30	от -0,30 до +22,80
1,000	49,38	от 39,504 до 59,256	9,04	от -2,46 до +20,54
2,000	49,93	от 39,944 до 59,916	4,55	от -6,95 до +16,05
3,000	50,00	от 40,000 до 60,000	3,04	от -8,46 до +14,54
5,000	50,00	от 40,000 до 60,000	1,82	от -9,68 до +13,32
7,000	50,00	от 40,000 до 60,000	1,30	от -10,20 до +12,80
10,000	50,00	от 40,000 до 60,000	0,91	от -10,59 до +12,41
20,000	50,00	от 40,000 до 60,000	0,46	от -11,04 до +11,96
30,000	50,00	от 40,000 до 60,000	0,30	от -11,20 до +11,80

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Габаритные размеры (длина $\times$ ширина $\times$ высота), мм, не более	603 $\times$ 494 $\times$ 294
Масса, кг, не более	26
Параметры электропитания: - напряжение переменного тока, В - частота, Гц	230 $\pm$ 23 50 $\pm$ 1
Условия эксплуатации: - температура окружающего воздуха, $^\circ\text{C}$ - относительная влажность воздуха, %, не более - атмосферное давление, кПа	от +15 до +25 80 от 84,0 до 106,7

Знак утверждения типа

наносится типографским способом на титульный лист руководства по эксплуатации в правом верхнем углу и на передней панели эквивалента в средней части методом наклейки в соответствии с рисунком 2.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Эквивалент сети (зав. № 100179)	ESH2-Z5	1 шт.
Руководство по эксплуатации	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в части 3 «Использование по назначению» документа «Эквивалент сети ESH2-Z5. Руководство по эксплуатации».

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

ГОСТ 30805.16.1.2-2013. «Совместимость технических средств электромагнитная. Требования к аппаратуре для измерения параметров промышленных радиопомех и помехоустойчивости и методы измерений. Часть 1-2. Аппаратура для измерения параметров промышленных радиопомех и помехоустойчивости. Устройства для измерения кондуктивных радиопомех и испытаний на устойчивость к кондуктивным радиопомехам»;

Приказ Росстандарта 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»;

Документация предприятия-изготовителя.

Правообладатель

Фирма «Rohde & Schwarz GmbH & Co. KG», Германия
Адрес: Muhldorstrabe 15, Munchen Germany

Изготовитель

Фирма «Rohde & Schwarz GmbH & Co. KG», Германия
Адрес: Muhldorstrabe 15, Munchen Germany

Испытательный центр

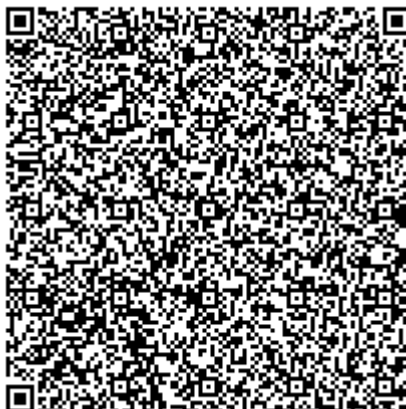
Федеральное государственное бюджетное учреждение «Главный научный метрологический центр» Министерства обороны Российской Федерации (ФГБУ «ГНМЦ» Минобороны России)

Адрес: 141006, Московская обл., г. Мытищи, ул. Комарова, д. 13

Телефон: +7 (495) 583-99-23

Факс: +7 (495) 583-99-48

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311314



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «23» июня 2025 г. № 1242

Регистрационный № 95736-25

Лист № 1
Всего листов 8

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

**Система измерений количества и показателей качества нефти № 115
ПСП «Юргамыш» ЛПДС «Юргамыш»**

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 115 ПСП «Юргамыш» ЛПДС «Юргамыш» (далее – СИКН) предназначена для автоматизированных измерений массы и показателей качества нефти.

Описание средства измерений

Принцип действия СИКН основан на косвенном методе динамических измерений массы нефти.

При косвенном методе динамических измерений массу брутто нефти определяют с применением измерительных компонентов: преобразователя объемного расхода, плотности, температуры и давления. Выходные электрические сигналы преобразователя объемного расхода, преобразователей температуры, давления, плотности поступают на соответствующие входы измерительно-вычислительного комплекса, который преобразует их и вычисляет массу брутто нефти по реализованному в нем алгоритму.

СИКН, заводской № 01, представляет собой единичный экземпляр измерительной системы целевого назначения, спроектированной для конкретного объекта. Монтаж и наладка СИКН осуществлены непосредственно на объекте эксплуатации в соответствии с проектной и эксплуатационной документацией на СИКН и ее компоненты.

СИКН состоит из:

- блока измерительных линий (далее – БИЛ), состоящего из входного и выходного коллекторов, трех рабочих измерительных линий (далее – ИЛ) и одной контрольно-резервной ИЛ;
- блока измерений показателей качества нефти (далее – БИК);
- трубопоршневой поверочной установки (далее – ТПУ);
- система сбора и обработки информации (далее – СОИ);
- системы дренажа нефти.

В составе СИКН применены средства измерений утвержденных типов, которые указаны в таблице 1.

Таблица 1 – Состав СИКН

Наименование средства измерений	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (далее – ФИФ ОЕИ)
Преобразователи расхода жидкости турбинные HELIFLU TZ-N с Ду от 16...500 мм (далее – ПР)	15427-01
Преобразователь расхода жидкости турбинный геликоидный серии НТМ (далее – ПРГ)	38725-08
Датчики давления Агат-100МТ	74779-19
Термопреобразователи прецизионные ПТ 0304-ВТ	77963-20
Преобразователи давления измерительные 3051	14061-04
Преобразователи плотности жидкости измерительные модели 7835	15644-01
Влагомеры нефти поточные УДВН-1пм*	14557-05
Влагомеры нефти поточные УДВН-1пм*	14557-10
Преобразователь плотности и вязкости жидкости измерительный модели 7829	15642-01
Преобразователь плотности и вязкости жидкости измерительный модели 7829	15642-06
Преобразователи давления измерительные dTRANS p20	47454-11
Преобразователи измерительные 644	14683-04
Термопреобразователи сопротивления платиновые серии 65	22257-05
Установки поверочные трубопоршневые двунаправленные	20054-06
Комплексы измерительно-вычислительные ТН-01 (далее – ИВК)	67527-17
* применяется только при значении температуры нефти в БИК не менее +5 °С	

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

В составе СИКН для контрольно - резервной ИЛ дополнительно сформирован измерительный канал (далее – ИК) объема и объемного расхода.

СИКН обеспечивает выполнение следующих функций:

- автоматическое измерение массы брутто нефти по каждой ИЛ и по СИКН в целом по результатам измерений объема нефти по каждой ИЛ и плотности нефти и приведение измеренных значений к стандартным условиям;
- автоматическое измерение объема, давления, температуры и плотности нефти;
- автоматическое вычисление массы нефти по каждой ИЛ и по СИКН в целом с использованием результатов измерений содержания воды, хлористых солей и механических примесей в нефти;
- вычисление массы нетто нефти с использованием результатов измерений содержания воды, хлористых солей и механических примесей в нефти;
- формирование и печать отчетных документов;
- дистанционное и местное управление запорной и регулирующей арматурой, циркуляционными насосами и другим оборудованием;
- автоматический контроль, индикацию, сигнализацию предельных значений технологических параметров.

Пломбирование СИКН не предусмотрено.

Заводской номер СИКН нанесен типографским методом на информационную табличку,

представленную на рисунке 1, установленную на площадке СИКН. Формат нанесения заводского номера – цифровой.

Нанесение знака поверки на СИКН не предусмотрено.



Рисунок 1 – Информационная табличка СИКН

Программное обеспечение

СИКН имеет программное обеспечение (далее – ПО), реализованное в ИВК и автоматизированном рабочем месте (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	MI3265.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.6.14.3
Цифровой идентификатор ПО	4EF156E4

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	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	KMH_MPR_MPR.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.4
Цифровой идентификатор ПО	6A8CF172
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	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
Примечания	
1. Допускается ограничивать количество программных модулей ИБК 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 СИКН

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений расхода нефти через СИКН*, м ³ /ч	от 293,2 до 2100,0
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %	±0,25
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, %	±0,35
*Указаны минимальное и максимальное значения диапазона измерений. Фактический диапазон измерений определяется при проведении поверки СИКН и не может выходить за пределы приведенного диапазона измерений.	

Таблица 4 – Состав и основные метрологические характеристики ИК

Наименование ИК	Количество ИК (место установки)	Состав ИК		Диапазон измерений, м ³ /ч	Пределы допускаемой относительной погрешности ИК, %
		Первичный измерительный преобразователь	Вторичная часть		
Объема и объемного расхода нефти	1 (БИЛ: Контрольно-резервная ИЛ № 4)	ПРГ	ИВК	от 256 до 882	±0,10* (±0,15)**
* Пределы допускаемой относительной погрешности ИК объема и объемного расхода нефти с контрольно-резервным ПРГ, применяемым в качестве контрольного в точке расхода; ** Пределы допускаемой относительной погрешности ИК объема и объемного расхода нефти с контрольно-резервным ПРГ, применяемым в качестве резервного.					

Таблица 5 – Основные технические характеристики СИКН

Наименование характеристики	Значение
Измеряемая среда	нефть по ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия»
Давление нефти в СИКН с учетом ее подключения к технологическим трубопроводам, МПа: – рабочее – максимально допустимое – минимальное значение избыточного давления на выходе СИКН	4,25 6,3 0,35
Характеристики измеряемой среды: – плотность в рабочем диапазоне температуры нефти, кг/м ³ – рабочий диапазон температуры нефти, °С – массовая доля воды, %, не более – массовая доля механических примесей, %, не более – массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более – вязкость кинематическая, сСт, не более	от 856 до 895 от +2 до +30 0,5 0,05 100 от 9 до 57
Параметры электрического питания: – напряжение переменного тока, В – частота переменного тока, Гц	380±38 (трехфазное), 220±22 (однофазное) 50±1

Продолжение таблицы 5

Наименование характеристики	Значение
Условия эксплуатации: а) температура окружающей среды, °С: – в месте установки БИЛ – в месте установки ИВК б) относительная влажность в месте установки ИВК, % в) атмосферное давление, кПа	от -48 до +41 от +10 до +35 от 30 до 80 от 84 до 106,7
Режим работы	непрерывный

Таблица 6 – Показатели надежности

Наименование характеристики	Значение
Средний срок службы, лет, не менее	15

Знак утверждения типа наносится

наносится на титульный лист инструкции по эксплуатации СИКН типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 7 – Комплектность СИКН

Наименование	Обозначение	Количество шт./ экз.
Система измерений количества и показателей качества нефти № 115 ПСП «Юргамыш» ЛПДС «Юргамыш»	–	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 № 115 ЛПДС «Юргамыш» Курганское НУ АО «Транснефть – Урал», свидетельство об аттестации № 473-RA.RU.312546-2024 от 23.10.2024.

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 6.1.1);

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

Акционерное общество «Транснефть – Урал» (АО «Транснефть – Урал»)
ИНН 0278039018

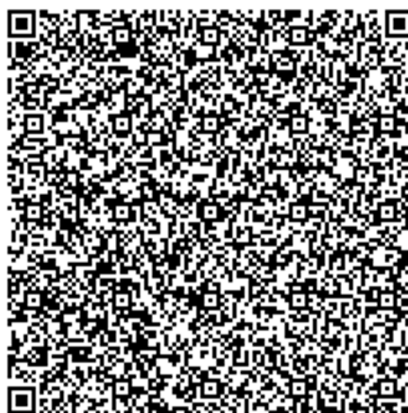
Юридический адрес: 450008, Республика Башкортостан, г. Уфа, ул. Крупской, д. 10

Изготовитель

Акционерное общество «Транснефть – Урал» (АО «Транснефть – Урал»)
ИНН 0278039017
Адрес: 450008, Республика Башкортостан, г. Уфа, ул. Крупской, д. 10

Испытательный центр

Акционерное общество «Транснефть – Автоматизация и Метрология»
(АО «Транснефть – Автоматизация и Метрология»)
Адрес: 123112, г. Москва, Пресненская наб., д. 4, стр. 2
Телефон (факс): (495) 950-87-00, (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 «23» июня 2025 г. № 1242

Регистрационный № 95737-25

Лист № 1
Всего листов 8

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти № 777. Резервная схема учета

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 777. Резервная схема учета (далее – РСУ СИКН № 777) предназначена для автоматизированных измерений массы и показателей качества нефти и резервирования основной схемы учета системы измерений количества и показателей качества нефти № 777 (далее – ОСУ СИКН № 777) для осуществления приемо-сдаточных операций на период устранения отказа ОСУ СИКН № 777.

Описание средства измерений

Принцип действия РСУ СИКН № 777 основан на использовании косвенного метода динамических измерений массы брутто нефти по результатам измерений:

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

РСУ СИКН № 777 имеет заводской № 777 и представляет собой единичный экземпляр измерительной системы, спроектированной для конкретного объекта из компонентов серийного отечественного и импортного изготовления. Монтаж и наладка РСУ СИКН № 777 осуществлены непосредственно на объекте эксплуатации в соответствии с проектной документацией на РСУ СИКН № 777 и эксплуатационными документами на ее компоненты.

Общий вид РСУ СИКН № 777 представлен на рисунке 1.



Рисунок 1 – Общий вид РСУ СИКН № 777

PCY СИКН № 777 состоит из:

- блока измерительных линий, включающий в себя три рабочие измерительные линии;
- блока измерений показателей качества (БИК) нефти (из состава ОСУ СИКН № 777);
- системы сбора, обработки информации и управления;
- поверочной установки (далее – ПУ) (из состава ОСУ СИКН № 777).

В составе PCY СИКН № 777 применены средства измерений утвержденных типов, которые указаны в таблице 1.

Таблица 1 – Перечень средств измерений

Наименование средства измерений	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений
Счетчики жидкости ультразвуковые ALTOSONIC 5 (далее – УЗР)	65641-16
Датчики давления Метран-150	32854-13
Преобразователи давления измерительные АИР-20	63044-16
Преобразователи давления измерительные 3051	14061-04, 14061-10
Термопреобразователи универсальные ТПУ 0304	50519-17
Датчики температуры 644	39539-08
Влагомеры нефти поточные УДВН-1пм*	14557-05, 14557-10, 14557-15
Влагомеры нефти микроволновые МВН-1	63973-16
Преобразователи плотности жидкости измерительные 7835	15644-06
Преобразователи плотности и расхода CDM	63515-16
Преобразователи плотности жидкости «ТН-Плотномер-25-6,3»	77871-20
Преобразователи плотности и вязкости FVM	62129-15
Преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные модели 7829	15642-06
Преобразователи плотности и вязкости поточные ППВ	75029-19
Установки поверочные трубопоршневые двунаправленные	20054-06
Комплексы измерительно-вычислительные ТН-01 (далее – ИВК)	67527-17
* влагомеры применяются только при значении температуры нефти в БИК не менее +5 °С	

В состав PCY СИКН № 777 входят показывающие СИ температуры и давления утвержденных типов. В БИК установлен расходомер для контроля выполнения условий изокинетичности пробоотбора.

СИКН обеспечивает выполнение следующих функций:

- автоматическое измерение технологических параметров (расхода, температуры, давления);
- автоматическое вычисление объема и массы нефти с применением БИК ОСУ СИКН № 777;
- автоматическое измерение показателей качества нефти с применением БИК ОСУ СИКН № 777;
- автоматический отбор объединенной пробы нефти с применением БИК ОСУ

СИКН № 777;

- отображение, регистрацию и хранение результатов измерений в системе обработки информации (далее – СОИ);

- контроль метрологических характеристик и поверку УЗР с применением стационарной ПУ ОСУ СИКН № 777.

Заводской номер РСУ СИКН № 777 нанесен типографским способом на информационную табличку, представленную на рисунке 2, установленную на площадке СИКН. Формат нанесения заводского номера – цифровой.

Пломбировка РСУ СИКН № 777 не предусмотрена.

Нанесение знака поверки на РСУ СИКН № 777 не предусмотрено.



Рисунок 2 – Информационная табличка РСУ СИКН № 777

Программное обеспечение

РСУ СИКН № 777 имеет программное обеспечение (далее – ПО), реализованное в ИВК и автоматизированном рабочем месте (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 РСУ СИКН № 777

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

Продолжение таблицы 2

Идентификационные данные (признаки)	Значение
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
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

Продолжение таблицы 2

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	MI2816.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.5
Цифровой идентификатор ПО	B8DF3368
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.app
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 РСУ СИКН № 777

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений расхода, м ³ /ч	от 600* до 5000*
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %	±0,25
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, %	±0,35
* Указан минимальный и максимальный диапазон измерений. Фактический диапазон измерений определяется при проведении поверки и не может выходить за границы минимального и максимального диапазона измерений.	

Таблица 4 – Технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон избыточного давления, МПа – рабочее – минимальное – максимальное	от 1,5 до 2,05 0,2 4,0
Измеряемая среда	нефть по ГОСТ Р 51858-2002
Температура перекачиваемой среды, °С	от -5 до +40
Режим работы системы	непрерывный
Параметры электрического питания: – напряжение переменного тока, В – частота переменного тока, Гц	380±38, трехфазное 220±22, однофазное 50±1
Вязкость кинематическая в рабочем диапазоне температуры, мм ² /с (сСт)	от 5,0 до 35,0
Плотность в рабочем диапазоне температуры нефти, кг/м ³	от 815 до 885
Массовая доля воды, %, не более	0,5
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,05
Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более	100
Условия эксплуатации: - температура наружного воздуха, °С	от -48 до +45

Таблица 5 – Показатели надежности

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

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист инструкции по эксплуатации РСУ СИКН № 777 типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 6 – Комплектность РСУ СИКН № 777

Наименование	Обозначение	Количество шт./ экз.
Система измерений количества и показателей качества нефти № 777. Резервная схема учета	—	1
Инструкция по эксплуатации	—	1
Методика поверки	—	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Масса нефти. Методика измерений резервной схемой учета системы измерений количества и показателей качества нефти № 777 ПСП «Джалинда» филиала «Нерюнгринского РНУ» ООО «Транснефть – Восток», свидетельство № 480-RA.RU.312546-2024.

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» (. 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-Восток»
(ООО «Транснефть-Восток»)

ИНН 3801079671

Юридический адрес: 665734, Иркутская обл., г. Братск, ж.р. Энергетик,
ул. Олимпийская, д. 14

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Транснефть-Восток»
(ООО «Транснефть-Восток»)

ИНН 3801079671

Адрес: 665734, Иркутская обл., г. Братск, ж.р. Энергетик, ул. Олимпийская, д. 14
Телефон: (3953) 300-737

Испытательный центр

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

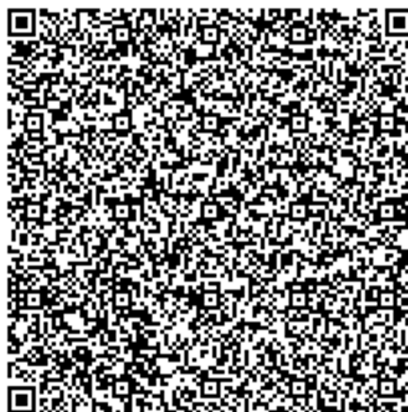
Адрес: 123112, г. Москва, Пресненская наб., д. 4, стр. 2

Телефон: (495) 950-87-00

Факс: (495) 950-85-97

E-mail: tam@transneft.ru

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



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «23» июня 2025 г. № 1242

Регистрационный № 95738-25

Лист № 1
Всего листов 6

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Самарагорэнергосбыт»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Самарагорэнергосбыт» (далее по тексту - АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК), которые включают в себя трансформаторы тока (ТТ), трансформаторы напряжения (ТН), счетчики активной и реактивной электроэнергии, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных;

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер сетевой организации (далее - сервер ИВК) с установленным программным комплексом (ПК) «Энергосфера», сервер точного времени типа СТВ-01 (УСВ), локально-вычислительную сеть, автоматизированные рабочие места, технические средства приема-передачи данных, каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы, технические средства для обеспечения локальной вычислительной сети (ЛВС) и разграничения доступа к информации.

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, 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. Измерительная информация на выходе счетчика:

- активная и реактивная электрическая энергия, как интеграл по времени от средней за период 0,02 с активной и реактивной мощности, соответственно, вычисляемая для интервалов времени 30 мин;
- средняя на интервале времени 30 мин активная (реактивная) электрическая мощность.

Результаты измерений для каждого интервала измерения и 30-минутные данные коммерческого учета соотнесены с текущим московским временем. Результаты измерений передаются в целых числах кВт·ч.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на входы ИВК, где осуществляется вычисление электрической

энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации трансформаторов тока и напряжения, хранение измерительной информации и передача измерительной информации, а также отображение информации на АРМах.

ИВК сетевой организации раз в сутки формирует и отправляет по выделенному каналу связи отчеты в формате XML на автоматизированное рабочее место (АРМ) энергосбытовой организации. АРМ энергосбытовой организации подписывает данные отчеты электронной цифровой подписью (ЭЦП) и отправляет по каналу связи сети Интернет в АО «АТС», региональному филиалу АО «СО ЕЭС» и всем заинтересованным субъектам оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ).

Результаты измерений для каждого интервала измерения и 30-минутные данные коммерческого учета соотнесены с текущим московским временем. Результаты измерений передаются в целых числах кВт·ч.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ). СОЕВ предусматривает поддержание национальной шкалы координированного времени UTC (SU) на всех уровнях АИИС КУЭ (ИИК, ИВК). В состав СОЕВ входит сервер точного времени типа СТВ-01, ежесекундно синхронизирующее собственную шкалу времени с национальной шкалой координированного времени UTC (SU) по сигналам навигационной системы ГЛОНАСС/GPS.

Сервер ИВК не реже 1 раза в сутки сравнивает собственную шкалу времени со шкалой времени УСВ. Синхронизация шкалы времени сервера ИВК производится независимо от величины расхождения.

Сравнение шкалы времени счетчиков со шкалой времени сервера ИВК осуществляется во время сеанса связи (не реже 1 раза в сутки), корректировка часов счетчиков производится при расхождении показаний часов счетчиков с часами сетевой организации более ± 3 с.

Журналы событий счетчика электрической энергии, сервера ИВК отражают: факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени (дата, часы, минуты, секунды) до и после коррекции и (или) величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство.

Нанесение знака поверки на корпус АИИС КУЭ не предусмотрено.

Заводской номер АИИС КУЭ 01 нанесен на маркировочную табличку типографским способом в виде цифрового кода, которая крепится на корпус сервера ИВК.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение ПК «Энергосфера». Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «высокий» в соответствии с Рекомендациями Р 50.2.077-2014. Идентификационные данные метрологически значимой части ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные метрологически значимой части ПК «Энергосфера»,

Идентификационные данные	Значение
Идентификационное наименование модуля 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

Конструкция АИИС КУЭ исключает возможность несанкционированного влияния на программное обеспечение и измерительную информацию.

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов АИИС КУЭ приведен в таблице 2.

Таблица 2 – Состав измерительных каналов АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование ИК	Состав измерительного канала			
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	ИВК
1	2	3	4	5	6
1	ПС 110 кВ «Горная» ОРУ-35кВ ВЛ-35 кВ «Электроцит-2»	ТФЗМ-35А-У1 (ТФН-35М) 300/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 3690-73	ЗНОМ-35-65 35000:√3/100:√3 Кл.т. 0,5 Рег. № 912-70	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	СТВ-01, рег.№ 86603-22, сервер ИВК

Примечания:

1. 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 3 метрологических характеристик.
2. Допускается замена УСВ на аналогичные утвержденных типов.
3. Допускается замена сервера АИИС КУЭ без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО).
4. Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке, вносят изменения в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ, как их неотъемлемая часть.

Таблица 3 – Основные метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	Вид электрической энергии	Границы основной погрешности $\pm\delta$, %	Границы погрешности в рабочих условиях $\pm\delta$, %
1	Активная Реактивная	1,0 2,6	2,9 4,5
Пределы опускаемой абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов СОЕВ АИИС КУЭ относительно национальной шкалы координированного времени UTC (SU), с			± 5
Примечания: 1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии (получасовая) 2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности $P = 0,95$. 3 Границы погрешности результатов измерений приведены для $\cos \varphi = 0,9$, токе ТТ, равном 100 % от $I_{ном}$ для нормальных условий и для рабочих условий при $\cos \varphi = 0,8$, токе ТТ, равном 5 % от $I_{ном}$ при температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков от $+5^{\circ}\text{C}$ до $+35^{\circ}\text{C}$			

Таблица 4 – Основные технические характеристики АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	1
Нормальные условия параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц температура окружающей среды для счетчиков, °C	от 98 до 102 от 100 до 120 0,9 50 от +21 до +25
Условия эксплуатации параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности $\cos\varphi$ ($\sin\varphi$) - частота, Гц температура окружающей среды для ТТ и ТН, °C температура окружающей среды для счетчиков, °C температура окружающей среды для сервера ИВК, °C атмосферное давление, кПа относительная влажность, %, не более	от 90 до 110 от 5 до 120 от 0,5 _{инд.} до 1 _{емк} от 49,6 до 50,4 от -40 до +40 от +5 до +35 от +10 до +35 от 80,0 до 106,7 98
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов Счетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее СЭТ-4ТМ.03М (Рег. № 36697-12) СТВ-01: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее Сервер ИВК: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	165 000 100 000 2000000 1
Глубина хранения информации Счетчики: - каждого массива профиля при времени интегрирования 30 минут, сут СЭТ-4ТМ.03М (Рег. № 36697-12) Сервер ИВК: - хранение результатов измерений и информации о состоянии средств измерений, лет, не менее	114 3,5

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания сервера ИВК с помощью источника бесперебойного питания;
 - резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации–участники ОРЭМ с помощью электронной почты и сотовой связи.
- В журналах событий фиксируются факты:
- в журнале событий счетчика:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике.
 - в журнале событий сервера ИВК:

- параметрирования;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени в счетчиках и сервере ИВК;
- пропадание и восстановление связи со счетчиком.

Защищенность применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:

- счетчиках (функция автоматизирована);
- сервере ИВК (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

- о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

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

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
Счетчик электрической энергии	СЭТ-4ТМ.03М	1
Трансформатор тока	ТФЗМ-35А-У1 (ТФН-35М)	2
Трансформатор напряжения	ЗНОМ-35-65	3
Сервер точного времени	СТВ-01	1
Сервер ИВК	-	1
Документация		
Паспорт-формуляр	ПФ 26.51.43/02/25	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Самарагорэнергосбыт». МВИ 26.51.43/02/25, аттестованной ФБУ «Самарский ЦСМ». г. Самара Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311290 от 16.11.2015.

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

Акционерное общество «Самарагорэнергосбыт» (АО «СамГЭС»)

ИНН 6316138990

Юридический адрес: 443079, Самарская обл., г. Самара, ул. Гагарина, д. 22, стр. 1

Телефон: 8 (846)-200-55-25

E-mail: secr@samges.ru

Web-сайт: www.samges.ru

Изготовитель

Акционерное общество «Самарагорэнергосбыт» (АО «СамГЭС»)

ИНН 6316138990

Адрес: 443079, Самарская обл., г. Самара, ул. Гагарина, д. 22, стр. 1

Телефон: 8 (846)-200-55-25

E-mail: secr@samges.ru

Web-сайт: www.samges.ru

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Самарской области» (ФБУ «Самарский ЦСМ»)

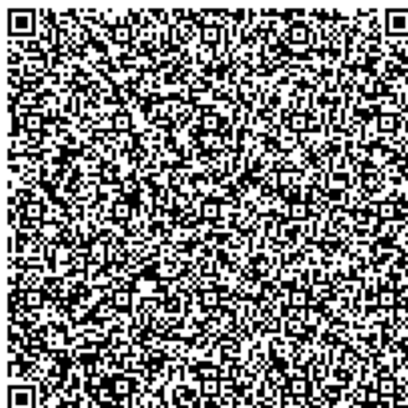
Адрес: 443013, г. Самара, пр-кт Карла Маркса, д. 134

Телефон: 8 (846) 336-08-27

Факс: 8 (846)- 336-15-54

E-mail: info@samaragost.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311281.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «23» июня 2025 г. № 1242

Регистрационный № 95739-25

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

**Спектрометры оптико-эмиссионные с индуктивно-связанной плазмой
Melytec Plasma ICP 9200**

Назначение средства измерений

Спектрометры оптико-эмиссионные с индуктивно-связанной плазмой Melytec Plasma ICP 9200 (далее – спектрометры) предназначены для измерений массовой (молярной) концентрации различных элементов в водных и органических растворах, металлах и сплавах, геологических, строительных, конструкционных материалах, продуктах питания, почвах, нефтепродуктах и в других жидких и твёрдых веществах и материалах.

Описание средства измерений

Принцип действия спектрометров основан на одновременной регистрации спектров определяемых элементов при попадании аэрозоля пробы в индуктивно-связанную плазму, измерении уровня эмиссии атомов и ионов и определении массовой концентрации определяемых элементов при помощи градуировочных графиков.

Спектрометры выпускаются в двух модификациях ICP 9200 и ICP 9200A.

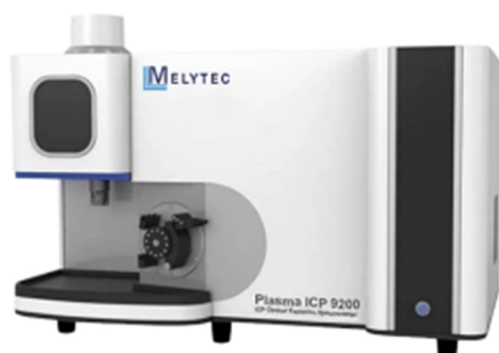
Конструктивно спектрометр состоит из:

- системы ввода пробы, состоящей из распылительной камеры, распылителя, перистальтического насоса с капиллярами для подачи и дренажа пробы;
- источника возбуждения спектра (вертикальная плазменная горелка, индуктор);
- спектрального блока для регистрации эмиссионного оптического спектра на основе Эшелле-спектрометра с двумя диспергирующими элементами (дифракционная решетка и двухходовая призма из кварца);
- полупроводникового матричного CCD детектора, охлаждаемого Пельтье-элементом;
- системы управления – персонального компьютера (предоставляется по отдельному заказу) с устанавливаемым программным обеспечением.

В спектрометре предусмотрены следующие режимы наблюдения плазмы: аксиальный и радиальный.

Дополнительно спектрометр может быть оснащен автодозатором, рециркулятором-охладителем с замкнутым циклом потока воды, гидридной приставкой, ультразвуковым распылителем, встраиваемой видеокамерой для наблюдения за плазмой. Модификации спектрометров ICP 9200 и ICP 9200A отличаются друг от друга некоторыми техническими характеристиками.

Маркировочная табличка с заводским номером, обозначением типа спектрометра расположена на задней панели спектрометра. Заводской номер имеет буквенно-цифровой формат, нанесен типографским способом. Общий вид спектрометров представлен на рисунке 1. Места нанесения знака утверждения типа и заводского номера представлены на рисунке 2.



а) модификация ICP 9200



б) модификация ICP 9200A

Рисунок 1 – Общий вид спектрометров

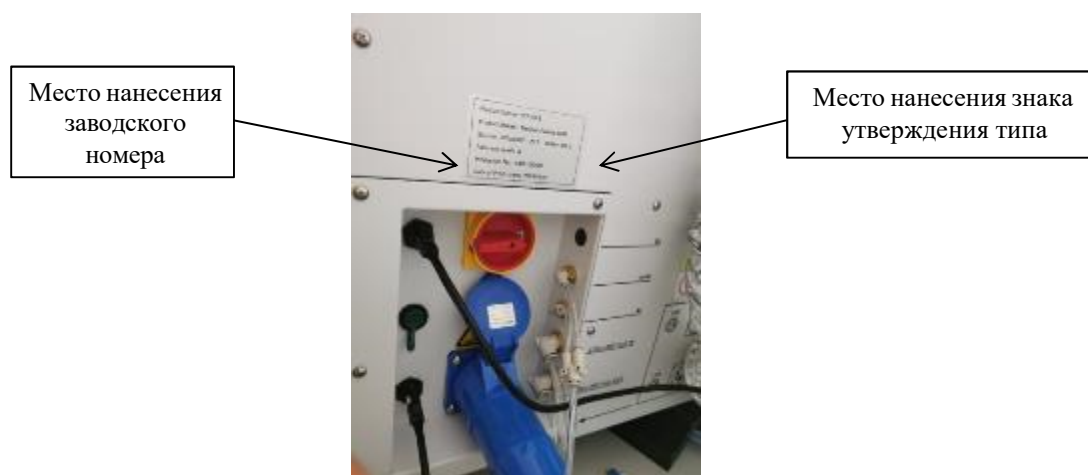


Рисунок 2 – Место нанесения знака утверждения типа и заводского номера

Пломбирование и нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрены.

Программное обеспечение

Спектрометры поставляются со специально разработанным программным обеспечением (далее – ПО) на русском языке, которое управляет работой спектрометра и отображает, обрабатывает и хранит результаты измерений, градуировочные характеристики и итоги диагностических тестов спектрометра. Спектрометры защищены от вмешательства в режимы настройки (регулировки) путем разграничения прав администратора и пользователей с использованием паролей. ПО ICP Expert управляет работой спектрометра модификации ICP 9200, ПО Melytec iQ управляет работой спектрометра модификации ICP 9200A.

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «средний» по Р 50.2.077-2014. Влияние ПО на метрологические характеристики учтено при их нормировании.

Идентификационные данные ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
	ICP Expert	Melytec iQ
Идентификационное наименование ПО	ICP Expert	Melytec iQ
Номер версии (идентификационный номер) ПО, не ниже	2.1.0.5	1.0.0
Цифровой идентификатор ПО	-	-

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Предел обнаружения в режиме аксиального обзора, мкг/дм ³ , не более: - для Zn ($\lambda=213,856$ нм) - для Cd ($\lambda=214,438$ нм) - для Mn ($\lambda=257,610$ нм) - для Cr ($\lambda=267,716$ нм) - для Mg ($\lambda=285,213$ нм) - для Cu ($\lambda=324,754$ нм) - для Sr ($\lambda=407,771$ нм) - для Ba ($\lambda=455,403$ нм)	1,6 0,5 0,3 0,8 0,4 1,0 0,2 0,2
Предел обнаружения в режиме радиального обзора, мкг/дм ³ , не более: - для Zn ($\lambda=213,856$ нм) - для Cd ($\lambda=214,438$ нм) - для Mn ($\lambda=257,610$ нм) - для Cr ($\lambda=267,716$ нм) - для Mg ($\lambda=285,213$ нм) - для Cu ($\lambda=324,754$ нм) - для Sr ($\lambda=407,771$ нм) - для Ba ($\lambda=455,403$ нм)	7,2 1,8 0,8 3,0 2,4 3,4 0,6 0,5
Предел допускаемого относительного среднего квадратического отклонения выходного сигнала, %	1,0
Примечание – Пределы обнаружения установлены по критерию 3σ	

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Спектральный диапазон, нм	от 160 до 950
Спектральное разрешение, нм, не более	0,007
Габаритные размеры спектрометра, мм, не более – модификация ICP 9200 - длина - высота - ширина – модификация ICP 9200A - длина - высота - ширина	1060 750 670 1100 740 640
Масса, кг, не более – модификация ICP 9200 – модификация ICP 9200A	180 150
Параметры электрического питания: - напряжение питания сети переменным током частотой 50 Гц, В - частота, Гц	от 198 до 242 50±1

Наименование характеристики	Значение
Потребляемая мощность, В·А, не более	
– модификация ICP 9200	5500
– модификация ICP 9200A	4500
Условия эксплуатации	
- температура окружающей среды, °С	от +15 до +35
- относительная влажность воздуха, %, не более	85

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист руководства по эксплуатации, паспорта типографским способом и на заднюю панель спектрометров в виде самоклеящейся этикетки.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
1. Спектрометр оптико-эмиссионный с индуктивно-связанной плазмой	Melytec Plasma ICP 9200	1 шт.
2. Руководство по эксплуатации	-	1 экз.
3. Паспорт	26.51.53–001–84197947–2024 ПС	1 экз.
4. Программное обеспечение	ICP Expert* Melytec iQ	1 шт.
5. Система ввода проб (распылительная камера с адаптером и распылителем, капилляры для подачи и отвода пробы)	-	1 шт.
6. Горелка в комплекте с держателем	-	1 шт.
7. Рециркулятор-охладитель с замкнутым циклом потока воды	-	1 шт.
8. ПК в комплекте с монитором, клавиатурой, манипулятором «мышь»**	-	1 шт.
9. Автодозатор**	-	1 шт.
10. Ртутно-гидридная приставка**	-	1 шт.
11. Увлажнитель аргона**	-	1 шт.
12. Приставка лазерного пробоотбора**	-	1 шт.
13. Система ввода проб, содержащих плавиковую кислоту**	-	1 шт.
14. Система ввода высокосолевых проб**	-	1 шт.
15. Система ввода органических проб**	-	1 шт.
16. Система подачи внутреннего стандарта**	-	1 шт.
17. Распылительная камера Скотта**	-	1 шт.
18. Встраиваемая видеокамера для наблюдения за плазмой**	-	1 шт.
* В зависимости от модификации		
** По отдельному заказу		

Сведения о методиках (методах) измерений

Применение спектрометров в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений осуществляется в соответствии с аттестованными методиками (методами) измерений.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к средству измерений

ТУ 26.51.53–001–84197947–2024. Спектрометры оптико-эмиссионные с индуктивно-связанной плазмой Melytec Plasma ICP 9200. Технические условия.

Правообладатель

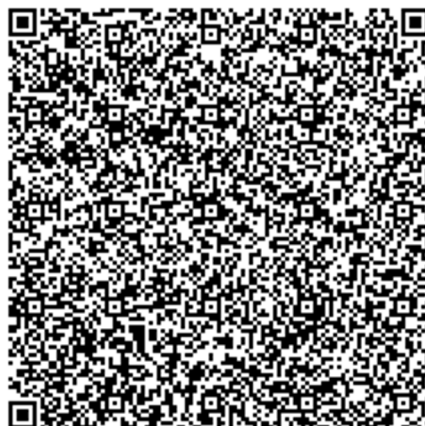
Общество с ограниченной ответственностью «Мелитэк» (ООО «Мелитэк»)
ИНН 7728644821
Адрес юридического лица: 117342, г. Москва, ул. Обручева, д. 34/63, стр. 2

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Мелитэк» (ООО «Мелитэк»)
ИНН 7728644821
Адрес юридического лица: 117342, г. Москва, ул. Обручева, д. 34/63, стр. 2
Адрес места осуществления деятельности: 117342, г. Москва, ул. Обручева, д. 34/63, стр. 2

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт физико-технических и радиотехнических измерений» (ФГУП «ВНИИФТРИ»)
Адрес юридического лица: 141570, Московская обл., г. Солнечногорск, пгт. Менделеево, промзона ФГУП «ВНИИФТРИ», к. 11
Адрес места осуществления деятельности: 141570, Московская обл., г. Солнечногорск, пгт. Менделеево, промзона ФГУП «ВНИИФТРИ», к. 11
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № 30002-13.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «23» июня 2025 г. № 1242

Регистрационный № 95740-25

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Трансмиттеры скорости вращения JNJVS2900/57

Назначение средства измерений

Трансмиттеры скорости вращения JNJVS2900/57 (далее – трансмиттеры) предназначены для измерений сигнала от датчиков частоты вращения и преобразования его в пропорциональный электрический сигнал.

Описание средства измерений

Принцип действия трансмиттеров основан на усилении и преобразовании сигнала измерительной информации, поступающей от датчиков частоты вращения, в унифицированный сигнал постоянного тока 4-20 мА.

Конструктивно трансмиттеры представляют собой генератор гармонических колебаний с функцией преобразования входного сигнала.

Трансмиттеры скорости вращения JNJVS2900/57 могут работать с датчиками вихретоковыми JNJVS5300 (г/р № 91893-24). Трансмиттеры скорости вращения могут работать с другими датчиками частоты вращения, прошедшими процедуру утверждения типа и зарегистрированными в Федеральном информационном фонде средств измерений.

Конструкция трансмиттеров предусматривает возможность передачи данных по HART протоколу.

Для позиционирования датчика, в трансмиттере предусмотрен выходной сигнал напряжения постоянного тока с диапазоном от -2 В до -18 В.

Общий вид трансмиттеров скорости вращения JNJVS2900/57 представлен на рисунке 1. Пломбирование трансмиттеров не предусмотрено.

Заводские (серийные) номера трансмиттеров в цифро-буквенном формате наносятся на корпус методом наклейки.

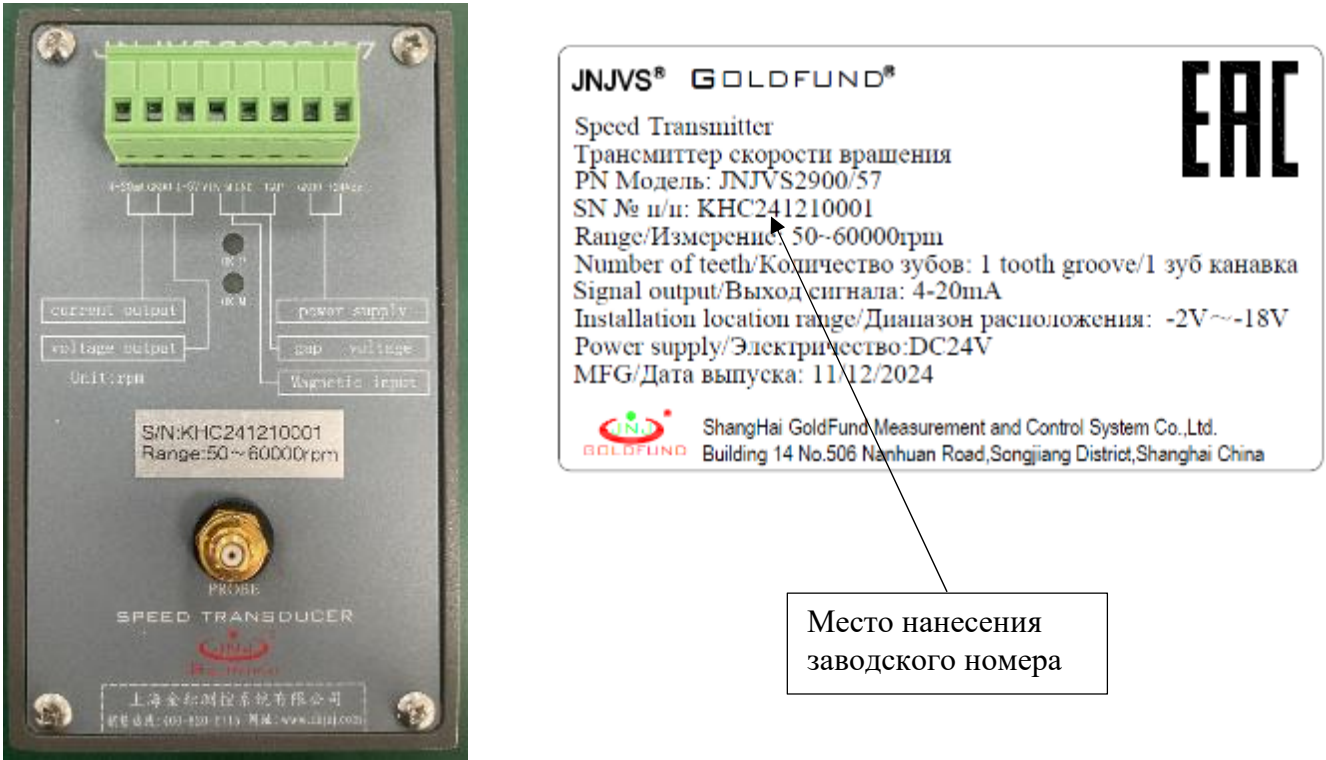


Рисунок 1 – Общий вид трансмиттеров скорости вращения JNJVS2900/57

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значения характеристики
1	2
Диапазоны измерений частоты вращения, об/мин ¹⁾	от 1 до 1000 от 1 до 1500 от 1 до 2000 от 2 до 3000 от 3 до 3600 от 3 до 4000 от 3 до 5000 от 5 до 6000 от 5 до 8000 от 5 до 10000 от 10 до 15000 от 10 до 20000 от 20 до 30000 от 30 до 40000 от 40 до 50000 от 50 до 60000
Диапазон значений выходного постоянного тока, мА	от 4 до 20
Пределы допускаемой основной приведенной к диапазону измерений погрешности преобразования измеренного значения частоты вращения в значения выходного постоянного тока, %	±0,1

Продолжение таблицы 1

1	2
Пределы допускаемой дополнительной приведенной к диапазону измерений погрешности преобразования измеренного значения частоты вращения в значения выходного постоянного тока при изменении температуры окружающей среды, %/°C	±0,05
1) Диапазон измерений указан на корпусе трансмиттера	

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Нормальные условия измерений: - температура окружающей среды, °C	от +15 до +25
Условия эксплуатации, °C	от -55 до +80
Габаритные размеры (длина×ширина×высота), мм, не более	131×80×78
Масса, кг, не более	0,66

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта методом печати или наклейки.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Трансмиттер скорости вращения	JNJVS2900/57	1 шт.
Паспорт		1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в паспорте на трансмиттеры скорости вращения JNJVS2900/57.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Росстандарта от 1 сентября 2022 г. № 2183 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений угловой скорости и частоты вращения»;
Стандарт предприятия на трансмиттеры скорости вращения.

Правообладатель

«Shanghai GoldFund Measurement and Control System Co., Ltd.», Китай
Адрес: Building 14, 506 Nanhuan Road, Songjiang District, Shanghai
E-mail: sales@chjnj.com
Web-сайт: www.chjnj.com

Изготовитель

«Shanghai GoldFund Measurement and Control System Co., Ltd.», Китай
Адрес: Building 14, 506 Nanhuan Road, Songjiang District, Shanghai
E-mail: sales@chjnj.com
Web-сайт: www.chjnj.com

Испытательный центр

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

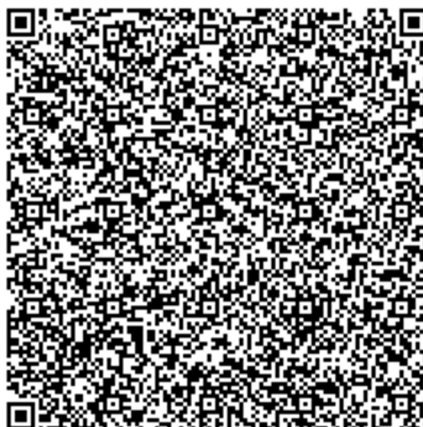
Адрес: 119361, г. Москва, ул. Озерная, д. 46

Тел./факс: (495)437-55-77 / 437-56-66

E-mail: info@rostest.ru

Web-сайт: www.rostest.ru

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



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «23» июня 2025 г. № 1242

Регистрационный № 95741-25

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Приборы многофункциональные для измерений параметров жидких металлов портативные MAGPORT-IV

Назначение средства измерения

Приборы многофункциональные для измерений параметров жидких металлов портативные MAGPORT-IV (далее по тексту – приборы) в комплекте с первичными термоэлектрическими преобразователями (ТП), кислородными зондами, зондами для термического анализа предназначены для измерений и регистрации температуры расплавленных металлов и электродвижущей силы (ЭДС), генерируемой датчиками активности кислорода.

Описание средства измерений

Приборы относятся к вторичным преобразователям температуры. Принцип действия приборов состоит в следующем: подаваемые на измерительный вход прибора первичные сигналы термо-ЭДС (ТЭДС) от термоэлектрических преобразователей и ЭДС кислородных зондов преобразовываются в цифровую форму и при помощи микропроцессора пересчитываются в температуру и прочие рассчитываемые параметры и выводятся на дисплей прибора. По измеренным значениям термо-ЭДС ТП и ЭДС, генерируемой различными зондами, приборы расчетным путем определяют активность (содержание) кислорода и содержание углерода, а также расчет добавления алюминия в расплавах металлов.

Приборы относятся к портативным устройствам и конструктивно выполнены в прочном металлическом корпусе с рукояткой. На лицевой панели корпуса расположен жидко-кристаллический дисплей для отображения результатов измерений и настройки прибора, четыре клавиши управления прибором и три сигнальных светодиода для отображения состояния измерений. На боковой панели корпуса расположен разъем для зарядки аккумулятора, разъем для подключения прибора компьютеру и разъем для карты памяти. На нижней панели расположены клеммы для подключения измерительных зондов. На задней панели корпуса расположена антенна для связи с табло-индикатором, на которое могут быть выведены результаты измерений.

Внутри корпуса прибора находятся платы микропроцессора, дисплея, интерфейса связи для передачи измеренных данных и приема измеряемых данных от внешних зондов. Внутри рукоятки находится аккумуляторная батарея.

Внешний вид приборов с указанием места нанесения заводского номера и пломбировки представлен на рисунке 1.

Заводской номер в виде цифрового кода, состоящего из арабских цифр, наносится на боковую панель корпуса прибора методом гравировки на металлической информационной табличке. Нанесение знака поверки на прибор не предусмотрено. Пломбирование прибора

от несанкционированного доступа производится при помощи наклейки, разрывающейся при попытке вскрыть прибор.

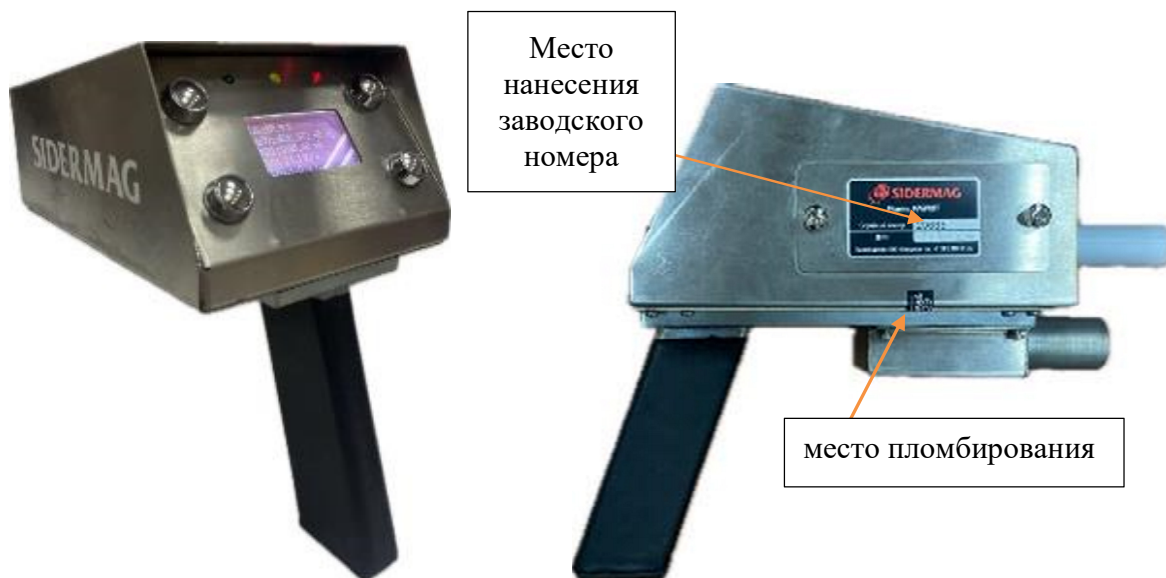


Рисунок 1 – Внешний вид приборов multifunctional для измерения параметров жидких металлов портативных MAGPORT-IV

Программное обеспечение

Программное обеспечение (ПО) приборов состоит из встроенного метрологически значимого ПО. Данное ПО устанавливается в энергонезависимую память приборов в процессе производства и недоступно для несанкционированной внешней модификации. ПО предназначено для расчета измеренных значений в режиме реального времени и их архивирования в памяти прибора, а также для настройки прибора.

Метрологические характеристики прибора нормированы с учетом ПО.

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

Идентификационные данные ПО представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Firmware
Номер версии (идентификационный номер) ПО, не ниже	1.6
Цифровой идентификатор ПО	-

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений ТЭДС ТП в температурном эквиваленте в зависимости от типа НСХ по ГОСТ Р 8.585-2001/МЭК 60584-1, °С: - для типа «В» - для типа «S» - для типа «R»	от +800 до +1820 от +600 до +1765 от +600 до +1765
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры в диапазоне температур окружающей среды от +18 °С до +28 °С включ., °С	±1,0
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры в диапазоне температур окружающей среды от 0 °С до +18 °С не включ. и св. +28 °С до +50 °С, °С	±2,0
Диапазон измерений ЭДС, мВ	от -500 до +500
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений ЭДС, мВ	±1,0
Единица младшего разряда индикации измерений, °С (мВ)	0,1

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Напряжение питания постоянного тока, В	5
Габаритные размеры корпуса прибора, мм	265×210×140
Масса прибора, кг, не более	2,2
Рабочие условия эксплуатации: - температура окружающей среды, °С - относительная влажность, %, не более	от 0 до +50 80
Средняя наработка на отказ, ч, не менее	20 000
Срок службы, лет, не менее	10

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист руководства по эксплуатации типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность приборов

Наименование	Обозначение	Кол-во	Примечание
Прибор многофункциональный для измерений параметров жидких металлов портативный	MAGPORT-IV	1 шт.	-
Руководство по эксплуатации	-	1 экз.	-

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 3 Руководства по эксплуатации 26.51.53-051-88172074РЭ.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

ГОСТ Р 52931-2008 Приборы контроля и регулирования технологических процессов. Общие технические условия;

ГОСТ Р 8.585-2001 ГСИ. Термопары. Номинальные статические характеристики преобразования;

МЭК 60584-1:2013 Термопары. Часть 1. Спецификация и допуски для электродвижущей силы (ЕМФ);

Приказ Росстандарта от 28 июля 2023 г. № 1520 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений постоянного электрического напряжения и электродвижущей силы»;

ТУ 26.51.53-051-88172074-2024. Приборы многофункциональные для измерений параметров жидких металлов портативные MAGPORT-IV. Технические условия.

Правообладатель

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

ИНН 6658324220

Юридический адрес: 620135, Свердловская обл., г. Екатеринбург, Совхозная ул., стр. 20а, оф. 14

Телефон: +7 343 300 93 26

E-mail: info@sidermag.ru

Web-сайт: <https://www.sidermag.ru>

Изготовитель

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

ИНН 6658324220

Адрес: 620135, Свердловская обл., г. Екатеринбург, Совхозная ул., стр. 20а, оф. 14

Телефон: +7 343 300 93 26

E-mail: info@sidermag.ru

Web-сайт: <https://www.sidermag.ru>

Испытательный центр

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

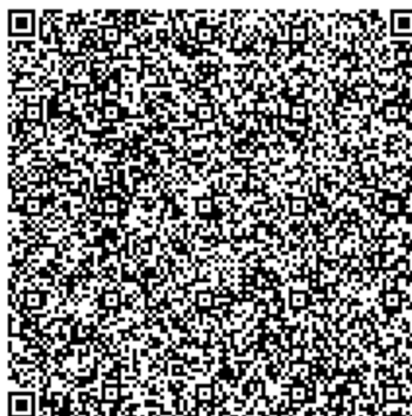
Адрес: 117418, г. Москва, Нахимовский пр-кт, д. 31

Телефон +7 (495) 544-00-00

E-mail: info@rostest.ru

Web-сайт: www.rostest.ru

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



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «23» июня 2025 г. № 1242

Регистрационный № 95742-25

Лист № 1
Всего листов 15

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «ОЭСК» Мега 1-я очередь

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «ОЭСК» Мега 1-я очередь (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, автоматизированного сбора, обработки, хранения информации, 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 обеспечением (ПО) «Энфорс», устройство синхронизации времени (УСВ), каналобразующую 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 выходов счетчиков 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).

Передача информации от сервера в программно-аппаратный комплекс АО «АТС» с электронной цифровой подписью субъекта оптового рынка электроэнергии (ОРЭ), в филиал АО «СО ЕЭС» и в другие смежные субъекты ОРЭ производится по каналу связи с протоколом TCP/IP 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 обеспечивает передачу шкалы времени, синхронизированной по сигналам глобальных навигационных спутниковых систем с национальной шкалой координированного времени РФ UTC(SU).

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

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 не менее ± 1 с.

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 ООО «ОЭСК» Мега 1-я очередь наносится на этикетку, расположенную на тыльной стороне сервера, типографским способом. Дополнительно заводской номер 001 указывается в формуляре.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «Энфорс». ПО «Энфорс» обеспечивает защиту измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Метрологически значимая часть ПО и данные достаточно защищены с помощью специальных средств защиты от преднамеренных изменений. Уровень защиты ПО «Энфорс» от непреднамеренных и преднамеренных изменений – «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014. Метрологически значимая часть ПО «Энфорс» указана в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО «Энфорс»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	remote_procedures.exe
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.0.0.1
Цифровой идентификатор ПО	2d4e07dccbe68518923be6dda05e4c41
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 измерений	Измерительные компоненты				Сервер	Вид электро- энергии	Метрологические характери- стики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	УСВ			Границы до- пускаемой ос- новной отно- сительной по- грешности ($\pm\delta$), %	Границы до- пускаемой от- носительной погрешности в рабочих усло- виях ($\pm\delta$), %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	ПС 110 кВ Кудрово (ПС 335), РУ-10 кВ, 1 СШ 10 кВ, ф. 335-107, КЛ-10 кВ ф. 335-107	ТОЛ-НТЗ-10 Кл. т. 0,5S 300/5 Рег. № 69606-17 Фазы: А; В; С	ТJR 4.1 Кл. т. 0,5 10000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 17083-98 Фазы: А; В; С	СЭТ- 4ТМ.03МК.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 74671-19			Актив- ная	1,3	3,4
							Реактив- ная	2,5	5,7
2	ПС 110 кВ Кудрово (ПС 335), РУ-10 кВ, 2 СШ 10 кВ, ф. 335-204, КЛ-10 кВ ф. 335-204	ТРУ 40.21 Кл. т. 0,5S 300/5 Рег. № 17085-98 Фазы: А; В; С	ТJR 4.1 Кл. т. 0,5 10000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 17083-98 Фазы: А; В; С	ТЕ3000.03 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 77036-19		Сервер, совмести- мый с плат- формой x86-x64	Актив- ная	1,3	3,4
							Реактив- ная	2,5	5,7
3	РП-10 кВ № 9002, РУ-10 кВ, 1 СШ 10 кВ, яч. 9	ТРУ 40.13 Кл. т. 0,5 200/5 Рег. № 51368-12 Фазы: А; В; С	ТJR 4.0 Кл. т. 0,5 10000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 51401-12 Фазы: А; В; С	ТЕ2000.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 83048-21	УСВ-3 Рег. № 84823-22		Актив- ная	1,3	3,3
							Реактив- ная	2,5	5,7
4	РП-10 кВ № 9002, РУ-10 кВ, 2 СШ 10 кВ, яч. 8	ТРУ 40.13 Кл. т. 0,5 200/5 Рег. № 51368-12 Фазы: А; В; С	ТJR 4.0 Кл. т. 0,5 10000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 51401-12 Фазы: А; В; С	ТЕ2000.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 83048-21			Актив- ная	1,3	3,3
							Реактив- ная	2,5	5,7

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
5	ПС 110 кВ Кудрово (ПС 335), РУ-10 кВ, 1 СШ 10 кВ, ф. 335-106, КЛ-10 кВ ф. 335-106	ТРУ 44.11 Кл. т. 0,5S 1500/5 Рег. № 17085-98 Фазы: А; В; С	ТJP 4.1 Кл. т. 0,5 10000/√3/100/√3 Рег. № 17083-98 Фазы: А; В; С	ТЕ3000.03 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 77036-19	УСВ-3 Рег. № 84823-22	Сервер, совмести- мый с плат- формой x86-x64	Актив- ная	1,3	3,4	
6	ПС 110 кВ Кудрово (ПС 335), РУ-10 кВ, 2 СШ 10 кВ, ф. 335-208, КЛ-10 кВ ф. 335-208	ТРУ 44.11 Кл. т. 0,5S 1500/5 Рег. № 17085-98 Фазы: А; В; С	ТJP 4.1 Кл. т. 0,5 10000/√3/100/√3 Рег. № 17083-98 Фазы: А; В; С	ТЕ3000.03 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 77036-19			Актив- ная	1,3	3,4	
7	ПС 35 кВ ИКЕА, ЗРУ-35 кВ, 1 сш 35 кВ, яч. 1, ф. Ввод 1	ТСF4F Кл. т. 0,5 600/5 Рег. № 40735-09 Фазы: А; В; С	VRP4n Кл. т. 0,5 35000/√3/100/√3 Рег. № 40742-09 Фазы: А; В; С	ТЕ2000.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 83048-21			Актив- ная	1,3	3,3	
8	ПС 35 кВ ИКЕА, ЗРУ-35 кВ, 2 сш 35 кВ, яч. 6, ф. Ввод 2	ТСF4F Кл. т. 0,5 600/5 Рег. № 40735-09 Фазы: А; В; С	VRP4n Кл. т. 0,5 35000/√3/100/√3 Рег. № 40742-09 Фазы: А; В; С	ТЕ2000.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 83048-21			Актив- ная	1,3	3,3	
9	ПС 110 кВ ИКЕА, РУ-10 кВ, 1 СШ 10 кВ, яч. 107, КЛ-10 кВ	ТJО-10 Кл. т. 0,5S 600/5 Рег. № 25433-11 Фазы: А; С	НАМИ-10-95 УХJ12 Кл. т. 0,5 10000/100 Рег. № 20186-05 Фазы: АВС	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12				Актив- ная	1,3	3,4
								Реактив- ная	2,5	5,7

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
10	ПС 110 кВ ИКЕА, РУ-10 кВ, 2 СШ 10 кВ, яч. 208, КЛ-10 кВ	ТЛЮ-10 Кл. т. 0,5S 600/5 Рег. № 25433-11 Фазы: А; С	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл. т. 0,5 10000/100 Рег. № 20186-05 Фазы: АВС	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	УСВ-3 Рег. № 84823-22	Сервер, совмести- мый с плат- формой x86-x64	Актив- ная	1,3	3,4
							Реактив- ная	2,5	5,7
11	ПС 110 кВ Цветы Башкирии, ЗРУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч. 17, КЛ-6 кВ	ТОЛ-10-1 Кл. т. 0,5S 1000/5 Рег. № 15128-07 Фазы: А; В; С	НОЛ-08-6 Кл. т. 0,5 6000/100 Рег. № 3345-04 Фазы: А; В; С	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12			Актив- ная	1,3	3,4
							Реактив- ная	2,5	5,7
12	ПС 110 кВ Цветы Башкирии, ЗРУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч. 46, КЛ-6 кВ	ТОЛ-10-1 Кл. т. 0,5S 1000/5 Рег. № 15128-07 Фазы: А; В; С	НОЛ-08-6 Кл. т. 0,5 6000/100 Рег. № 3345-09 Фазы: А; В; С	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17			Актив- ная	1,3	3,4
							Реактив- ная	2,5	5,7
13	ПС 110 кВ Цветы Башкирии, ЗРУ-6 кВ, 3 СШ 6 кВ, яч. 47, КЛ-6 кВ	ТОЛ-10-1 Кл. т. 0,5 1000/5 Рег. № 15128-07 Фазы: А; В; С	НОЛ-08-6 Кл. т. 0,5 6000/100 Рег. № 3345-04 Фазы: А; В; С	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08			Актив- ная	1,3	3,3
							Реактив- ная	2,5	5,7
14	ПС 110 кВ Цветы Башкирии, ЗРУ-6 кВ, 4 СШ 6 кВ, яч. 44, КЛ-6 кВ	ТОЛ-10-1 Кл. т. 0,5 1000/5 Рег. № 15128-07 Фазы: А; В; С	НОЛ-08-6 Кл. т. 0,5 6000/100 Рег. № 3345-04 Фазы: А; В; С	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08			Актив- ная	1,3	3,3
							Реактив- ная	2,5	5,7
15	ПС 110 кВ Мега (ПС 98), КРУ-10 кВ, 1 СШ 10 кВ, ф. 98-112, КЛ-10 кВ ф. 98-112	ТРУ 43.11 Кл. т. 0,5S 1000/5 Рег. № 17085-98 Фазы: А; В; С	ЗНОЛП-10 Кл. т. 0,5 10000/√3/100/√3 Рег. № 23544-07 Фазы: А; В; С	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17			Актив- ная	1,3	3,4
							Реактив- ная	2,5	5,7

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
16	ПС 110 кВ Мега (ПС 98), КРУ-10 кВ, 4 СШ 10 кВ, ф. 98-414, КЛ-10 кВ ф. 98-414	ТЛО-10 Кл. т. 0,5S 1000/5 Рег. № 25433-07 Фазы: А; В; С	ЗНОЛП-ЭК-10 Кл. т. 0,5 10000/√3/100/√3 Рег. № 47583-11 Фазы: А; В; С	СЭТ- 4ТМ.03М.05 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	УСВ-3 Рег. № 84823-22	Сервер, совместимый с плат- формой x86-x64	Актив- ная	1,3	3,4
17	ПС 110 кВ Профсоюзная, ОРУ-110 кВ, 1 СШ 110 кВ, Т-1	ІМВ 145 Кл. т. 0,5 200/5 Рег. № 15855-96 Фазы: А; С	СРА 145 Кл. т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 15852-96 Фазы: А; В; С	А1805RAL- P4GB-DW-3 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11			Актив- ная	1,3	3,3
18	ПС 110 кВ Профсоюзная, ОРУ-110 кВ, 2 СШ 110 кВ, Т-2	ІМВ 145 Кл. т. 0,5 200/5 Рег. № 15855-96 Фазы: А; С	СРА 145 Кл. т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 15852-96 Фазы: А; В; С	А1805RAL- P4GB-DW-3 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11			Актив- ная	1,3	3,3
19	ПС 110 кВ АС15, РУ-10 кВ, 1 СШ 10 кВ, яч. 15-10, КЛ-10 кВ ф. 15-10	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл. т. 0,5 1000/5 Рег. № 32139-06 Фазы: А; С	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл. т. 0,5 10000/100 Рег. № 20186-05 Фазы: АВС	Меркурий 234 ARTM-00 PBR.R Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19			Актив- ная	1,3	3,3
20	ПС 110 кВ АС15, РУ-10 кВ, 2 СШ 10 кВ, яч. 15-25, КЛ-10 кВ ф. 15-25	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл. т. 0,5 1000/5 Рег. № 32139-06 Фазы: А; С	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл. т. 0,5 10000/100 Рег. № 20186-05 Фазы: АВС	Меркурий 234 ARTM-00 PBR.R Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19			Актив- ная	1,3	3,3
21	ПС 110 кВ Олово-заводская, ЗРУ-10 кВ, 1 СШ 10 кВ, яч. 110, КЛ-10 кВ ф. 10-842	ТЛО-10 Кл. т. 0,5 800/5 Рег. № 25433-08 Фазы: А; В; С	ЗНОЛ.06 Кл. т. 0,5 10000/√3/100/√3 Рег. № 3344-04 Фазы: А; В; С	ТЕ3000.03 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 77036-19			Актив- ная	1,3	3,3
							Реактив- ная	2,5	5,7

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
22	ПС 110 кВ Оловов- заводская, ЗРУ-10 кВ, 4 СШ 10 кВ, яч. 410, КЛ-10 кВ ф. 10-832	ТЛО-10 Кл. т. 0,5 800/5 Рег. № 25433-07 Фазы: А; В; С	ЗНОЛ.06 Кл. т. 0,5 10000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 3344-04 Фазы: А; В; С	ТЕ3000.03 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 77036-19	УСВ-3 Рег. № 84823-22	Сервер, совмести- мый с плат- формой x86-x64	Актив- ная	1,3	3,3
23	ТП-3044А 10 кВ, РУ-0,4 кВ, 1 СШ 0,4 кВ, авт. 6Q7, КЛ-0,4 кВ	ТТЕ-А Кл. т. 0,5S 50/5 Рег. № 73808-19 Фазы: А; В; С	–	Меркурий 236 ART-03 PQRS Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 90000-23			Актив- ная	1,0	3,3
24	ПС 110 кВ Московская, РУ-10 кВ, 1 СШ 10 кВ, яч. 11, КЛ-10 кВ	ТПЛ-10-М Кл. т. 0,2S 400/5 Рег. № 47958-11 Фазы: А; С	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл. т. 0,5 10000/100 Рег. № 20186-00 Фазы: АВС	ТЕ3000.03 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 77036-19			Актив- ная	1,0	2,3
25	ПС 110 кВ Московская, РУ-10 кВ, 2 СШ 10 кВ, яч. 23, КЛ-10 кВ	ТОЛ-10-І Кл. т. 0,2S 400/5 Рег. № 47959-11 Фазы: А; С	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл. т. 0,5 10000/100 Рег. № 20186-00 Фазы: АВС	ТЕ3000.03 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 77036-19			Актив- ная	1,0	2,3
26	ПС 110 кВ Отрадная, РУ-10 кВ, 1 СШ 10 кВ, яч. 1, КЛ-10 кВ	ТОЛ-10-І Кл. т. 0,2S 400/5 Рег. № 47959-11 Фазы: А; В; С	ЗНОЛП-10 Кл. т. 0,5 10000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 46738-11 Фазы: А; В; С	ТЕ3000.03 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 77036-19			Актив- ная	1,0	2,3
27	ПС 110 кВ Отрадная, РУ-10 кВ, 4 СШ 10 кВ, яч. 42, КЛ-10 кВ	ТОЛ-10-І Кл. т. 0,2S 400/5 Рег. № 47959-11 Фазы: А; В; С	ЗНОЛ.06 Кл. т. 0,5 10000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 3344-04 Фазы: А; В; С	ТЕ3000.03 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 77036-19			Актив- ная	1,0	2,3
							Реактив- ная	1,8	4,2

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
28	РП-853 10 кВ, РУ-0,4 кВ, СШ IMDB1.2 0,4 кВ, Шкаф XL6, авт. QF1, ВЛ-0,4 кВ уличного освещения старого Московского тракта	–	–	ПСЧ-4ТМ.06Т.64 Кл. т. 1,0/1,0 Рег. № 82640-21	УСВ-3 Рег. № 84823-22	Сервер, совместимый с плат- формой x86-x64	Актив- ная	1,0	3,3
29	РП-4534 10 кВ, РУ-0,4 кВ, СШ MDB2.2 0,4 кВ, Шкаф XL1, авт. QF1, ВЛ-0,4 кВ уличного освещения Ново-Московского тракта	–	–	ПСЧ-4ТМ.06Т.64 Кл. т. 1,0/1,0 Рег. № 82640-21			Реактив- ная	1,0	3,7
30	РП-10 кВ № 85, РУ-10 кВ, 1 СШ 10 кВ, яч. 5, КЛ-10 кВ ф. 19	ARM3/N2F Кл. т. 0,5 600/5 Рег. № 18842-99 Фазы: А; В; С	VRC2/S1F Кл. т. 0,5 10000/100 Рег. № 18841-99 Фазы: А; С	ТЕ2000.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 83048-21			Актив- ная	1,3	3,3
31	РП-10 кВ № 85, РУ-10 кВ, 2 СШ 10 кВ, яч. 10, КЛ-10 кВ ф. 38	ARM3/N2F Кл. т. 0,5 600/5 Рег. № 18842-99 Фазы: А; В; С	VRC2/S1F Кл. т. 0,5 10000/100 Рег. № 18841-99 Фазы: А; С	ТЕ2000.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 83048-21			Реактив- ная	2,5	5,7
32	РТП-10 кВ № 140, РУ-10 кВ, 1 СШ 10 кВ, яч. 7, КЛ-10 кВ	ТЛЮ-10 Кл. т. 0,5 400/5 Рег. № 25433-11 Фазы: А; В; С	НАМИТ-10-2 Кл. т. 0,5 10000/100 Рег. № 16687-13 Фазы: АВС	ТЕ2000.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 83048-21			Актив- ная	1,3	3,3
							Реактив- ная	2,5	5,7

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
33	РТП-10 кВ № 140, РУ-10 кВ, 2 СШ 10 кВ, яч. 16, КЛ-10 кВ	ТЛО-10 Кл. т. 0,5 400/5 Рег. № 25433-11 Фазы: А; В; С	НАМИТ-10-2 Кл. т. 0,5 10000/100 Рег. № 16687-13 Фазы: АВС	ТЕ2000.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 83048-21	УСВ-3 Рег. № 84823-22	Сервер, совмести- мый с плат- формой x86-x64	Актив- ная	1,3	3,3
				Реактив- ная			2,5	5,7	
34	ПС 110 кВ ГАСТ-2, ЗРУ- 6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч. 2, КЛ-6 кВ	ТОЛ-10-І Кл. т. 0,5 1000/5 Рег. № 15128-07 Фазы: А; С	ЗНОЛП-НТЗ-6 Кл. т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 51676-12 Фазы: А; В; С	ТЕ2000.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 83048-21			Актив- ная	1,3	3,3
				Реактив- ная			2,5	5,7	
35	ПС 110 кВ ГАСТ-2, ЗРУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч. 5, КЛ-6 кВ	ТОЛ-10-І Кл. т. 0,5 1000/5 Рег. № 15128-07 Фазы: А; С	ЗНОЛП-НТЗ-6 Кл. т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 51676-12 Фазы: А; В; С	ТЕ2000.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 83048-21	УСВ-3 Рег. № 84823-22	Сервер, совмести- мый с плат- формой x86-x64	Актив- ная	1,3	3,3
				Реактив- ная			2,5	5,7	
36	ТП 6 кВ Мега-1, РУ-0,4 кВ, 2 СШ 0,4 кВ, яч. 10, КЛ-0,4 кВ ООО ЛУКОЙЛ- Волга- нефтепродукт	ТТИ-40 Кл. т. 0,5 400/5 Рег. № 28139-12 Фазы: А; В; С	–	ПСЧ- 4ТМ.05МК.04 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18			Актив- ная	1,0	3,2
				Реактив- ная			2,1	5,6	
37	ПС 110 кВ ГАСТ, РУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, Л-607	ТОЛ-НТЗ-10 Кл. т. 0,5S 600/5 Рег. № 69606-17 Фазы: А; В; С	ЗНОЛП-ЭК-6 Кл. т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 68841-17 Фазы: А; В; С	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	УСВ-3 Рег. № 84823-22	Сервер, совмести- мый с плат- формой x86-x64	Актив- ная	1,3	3,4
				Реактив- ная			2,5	5,7	
38	ПС 110 кВ ГАСТ, РУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, Л-608	ТОЛ-НТЗ-10 Кл. т. 0,5S 600/5 Рег. № 69606-17 Фазы: А; В; С	ЗНОЛП-ЭК-6 Кл. т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 68841-17 Фазы: А; В; С	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17			Актив- ная	1,3	3,4
				Реактив- ная			2,5	5,7	

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 ИК №№ 1, 2, 5, 6, 9 – 12, 15, 16, 23 – 27, 37, 38 для силы тока 2 % от $I_{ном}$, для остальных ИК – 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
1	2
Количество ИК	38
Нормальные условия: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ сила тока, % от $I_{ном}$ для ИК №№ 1, 2, 5, 6, 9 – 12, 15, 16, 23 – 27, 37, 38 для остальных ИК коэффициент мощности $\cos \varphi$ частота, Гц температура окружающей среды, °C	от 95 до 105 от 1 до 120 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 $I_{ном}$ для ИК №№ 1, 2, 5, 6, 9 – 12, 15, 16, 23 – 27, 37, 38 для остальных ИК коэффициент мощности $\cos \varphi$ частота, Гц температура окружающей среды в месте расположения ТТ, ТН, °C температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °C температура окружающей среды в месте расположения сервера, °C	от 90 до 110 от 1 до 120 от 5 до 120 от 0,5 до 1,0 от 49,6 до 50,4 от -45 до +40 от 0 до +35 от +15 до +25
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: для счетчиков типов СЭТ-4ТМ.03МК, ТЕ2000, ТЕ3000, СЭТ-4ТМ.03М (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 36697-17), ПСЧ-4ТМ.06Т: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для счетчиков типов СЭТ-4ТМ.03М (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 36697-12), ПСЧ-4ТМ.05МК: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч	 220000 2 165000 2

Продолжение таблицы 3

1	2
для счетчиков типа СЭТ-4ТМ.03М (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 36697-08): среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч	140000 2
для счетчиков типов Меркурий 234, Меркурий 236: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч	320000 2
для счетчиков типа Альфа А1800: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч	120000 2
для УСВ: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч	180000 2
для сервера: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч	50000 1
Глубина хранения информации: для счетчиков типов СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.03МК, ТЕ2000, ТЕ3000, ПСЧ-4ТМ.05МК, ПСЧ-4ТМ.06Т: тридцатиминутный профиль нагрузки, сут, не менее при отключении питания, лет, не менее	113 40
для счетчиков типа Альфа А1800: тридцатиминутный профиль нагрузки, сут, не менее при отключении питания, лет, не менее	180 30
для счетчиков типов Меркурий 234, Меркурий 236: тридцатиминутный профиль нагрузки, сут, не менее при отключении питания, лет, не менее	170 5
для сервера: хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	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.
1	2	3
Трансформаторы тока измерительные на номинальное напряжение 0,66 кВ	ТТИ-40	3
Трансформаторы тока измерительные	ТТЕ-А	3
Трансформаторы тока	ТОЛ-НТЗ-10	9
Трансформаторы тока	ТПУ 40.13	6
Трансформаторы тока	ТПУ 40.21	3
Трансформаторы тока	ТПУ 43.11	3
Трансформаторы тока	ТПУ 44.11	6
Трансформаторы тока измерительные	ТСФ4F	6
Трансформаторы тока	ТЛО-10	13
Трансформаторы тока	ТОЛ-10-I	16
Трансформаторы тока опорные	ТОЛ-10-I	8
Трансформаторы тока	ТОЛ-СЭЩ-10	4
Трансформаторы тока проходные	ТПЛ-10-М	2
Трансформаторы тока	IMB 145	4
Трансформаторы напряжения	TJP 4.1	6
Трансформаторы напряжения	TJP 4.0	6
Трансформаторы напряжения измерительные	VRP4n	6
Трансформаторы напряжения	VRC2/S1F	4
Трансформаторы напряжения антирезонансные трехфазные	НАМИ-10-95 УХЛ2	2

Продолжение таблицы 4

1	2	3
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10-95 УХЛ2	4
Трансформаторы напряжения	НАМИТ-10-2	2
Трансформаторы напряжения измерительные	ЗНОЛ.06	9
Трансформаторы напряжения	НОЛ.08-6	12
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛП-НТЗ-6	6
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛП-10	3
Трансформаторы напряжения заземляемые	ЗНОЛП-10	3
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛП-ЭК-10	3
Трансформаторы напряжения заземляемые	ЗНОЛП-ЭК-6	6
Трансформаторы напряжения	СРА 145	6
Счетчики электрической энергии многофункциональные - измерители ПКЭ	СЭТ-4ТМ.03МК	1
Счетчики электрической энергии многофункциональные - измерители ПКЭ	ТЕ3000	9
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ТЕ2000	10
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	10
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	Альфа А1800	2
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ПСЧ-4ТМ.06Т	2
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ПСЧ-4ТМ.05МК	1
Счетчики электрической энергии статические	Меркурий 234	2
Счетчики электрической энергии статические трехфазные	Меркурий 236	1
Устройства синхронизации времени	УСВ-3	1
Сервер	Сервер, совместимый с платформой x86-x64	1
Формуляр	2025ОЭСК_Д0001.ФО	1
Методика поверки	—	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием АИИС КУЭ ООО «ОЭСК» Мега 1-я очередь», 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

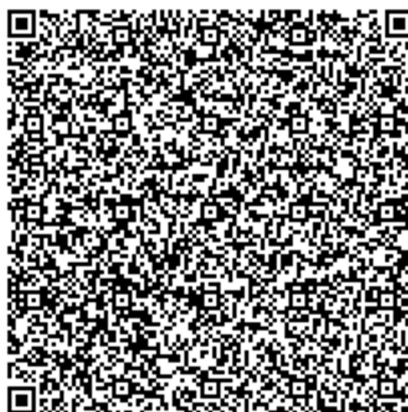
Общество с ограниченной ответственностью «Объединенная энергосбытовая компания»
(ООО «ОЭСК»)
ИНН 7725427603
Юридический адрес: 141580, Московская обл., г.о. Химки, д. Дубровки,
тер. Индустриальный Парк Шерризон-Норд, административное здание 1, оф. 31
Телефон: (495) 234-25-50
E-mail: info@oesk.ru
Web-сайт: www.oesk.ru

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Объединенная энергосбытовая компания»
(ООО «ОЭСК»)
ИНН 7725427603
Адрес места осуществления деятельности: 127015, г. Москва, Муниципальный округ
Бутырский, вн. тер. г., Большая Новодмитровская ул., д. 23, стр. 3, эт. 6/антр. 5,
помещ. 1А, ком. 4, оф. 604
Юридический адрес: 141580, Московская обл., г.о. Химки, д. Дубровки,
тер. Индустриальный Парк Шерризон-Норд, административное здание 1, оф. 31
Телефон: (495) 234-25-50
E-mail: info@oesk.ru
Web-сайт: www.oesk.ru

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 «23» июня 2025 г. № 1242

Регистрационный № 95743-25

Лист № 1
Всего листов 7

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Лента» ТК-128

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Лента» ТК-128 (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), 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 обеспечением (ПО) «АльфаЦЕНТР», автоматизированное рабочее место (АРМ), устройство синхронизации системного времени (УССВ), каналообразующую аппаратуру, 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 выходов счетчиков 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, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов. Также на сервере имеется возможность расчета потерь электроэнергии от точки измерений до точки поставки в случае использования данных от АИИС КУЭ в качестве замещающей информации либо для расчета величины сальдо перетоков электроэнергии по внутреннему сечению коммерческого учета. От сервера ИВК информация передается на АРМ энергосбытовой организации по выделенному каналу связи по протоколу TCP/IP.

Передача результатов измерений от сервера ИВК или АРМ энергосбытовой организации коммерческому оператору (КО) и другим субъектам оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ) производится в виде файлов в xml-формате по электронной почте с использованием электронной подписи согласно требованиям «Формат и регламент предоставления результатов измерений, состояний объектов измерений в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам» (Приложение 11.1.1 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 УССВ. УССВ обеспечивает передачу шкалы времени, синхронизированной по сигналам глобальных навигационных спутниковых систем с национальной шкалой координированного времени РФ UTC(SU).

Сравнение показаний часов сервера с УССВ осуществляется при каждом сеансе связи, но не реже 1 раза в сутки. Корректировка часов сервера производится при расхождении показаний часов сервера с УССВ на величину более ± 1 с.

Сравнение показаний часов счетчиков с часами сервера осуществляется во время сеанса связи, но не реже 1 раза в сутки, корректировка часов счетчиков производится при расхождении показаний часов счетчика с часами сервера на величину более ± 1 с.

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 ООО «Лента» ТК-128, наносится на этикетку, расположенную на внешней поверхности серверного шкафа, типографским способом. Дополнительно заводской номер 3/128 указывается в формуляре.

Программное обеспечение

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

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО «АльфаЦЕНТР»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 12.1
Цифровой идентификатор ПО	3E736B7F380863F44CC8E6F7BD211C54
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 электро- энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	УССВ			Границы допус- каемой основной относительной погрешности (±δ), %	Границы допус- каемой относи- тельной погреш- ности в рабочих условиях (±δ), %
1	КТП-1 10 кВ ООО Лента, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	Т-0,66М У3 Кл.т. 0,5S 2000/5 Рег. № 52667-13 Фазы: А; В; С	—	СЭТ-4ТМ.02М.11 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	УССВ-2 Рег. № 54074-13	Актив- ная	1,0	3,3	
2	КТП-1 10 кВ ООО Лента, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-2	Т-0,66М У3 Кл.т. 0,5S 2000/5 Рег. № 52667-13 Фазы: А; В; С	—	СЭТ-4ТМ.02М.11 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	Сервер ООО «Лента»	Реактив- ная	2,1	5,6	
Пределы допускаемой абсолютной погрешности часов компонентов АИИС КУЭ в рабочих условиях относительно шкалы времени UTC(SU)								±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 2 % от $I_{ном}$, $\cos\varphi = 0,8$ инд.

4. Допускается замена ТТ 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 УССВ на аналогичное утвержденного типа, а также замена сервера без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО), а также замена ПО на аналогичное, с версией не ниже, указанной в таблице 1. Замена оформляется актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
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, °С	от 95 до 105 от 1 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, °С температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °С температура окружающей среды в месте расположения сервера, °С	от 90 до 110 от 1 до 120 от 0,5 до 1,0 от 49,6 до 50,4 от -40 до +40 от 0 до +35 от +15 до +25
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: для счетчиков: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для УССВ: 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	165000 2 74500 2 70000 1
Глубина хранения информации: для счетчиков: тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее при отключении питания, лет, не менее	113 30

Продолжение таблицы 3

1	2
для сервера: хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	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;
коррекции времени в счетчиках;
формирование событий по результатам автоматической самодиагностики;
отсутствие напряжения по каждой фазе с фиксацией времени пропадания и восстановления напряжения;
перерывы питания с фиксацией времени пропадания и восстановления.
- журнал сервера:
изменение значений результатов измерений;
изменение коэффициентов измерительных трансформаторов тока и напряжения;
пропадания питания;
коррекции времени в счетчиках и сервере;
пропадание и восстановление связи со счетчиками;
замены счетчика;
полученные с уровня ИИК «Журналы событий».

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	Т-0,66М УЗ	6
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.02М	2
Устройство синхронизации системного времени	УССВ-2	1
Сервер	—	1
Формуляр	АКУП.411711.022.ПФ.128	1
Методика поверки	—	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием АИИС КУЭ ООО «Лента» ТК-128», 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 «Лента» (ООО «Лента»)

ИНН 7814148471

Юридический адрес: 197374, г. Санкт-Петербург, ул. Савушкина, д. 112, лит. Б

Телефон (факс): (812) 380-61-31

E-mail: info@lenta.com

Web-сайт: lenta.com

Изготовитель

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

ИНН 7814148471

Адрес: 197374, г. Санкт-Петербург, ул. Савушкина, д. 112, лит. Б

Телефон (факс): (812) 380-61-31

E-mail: info@lenta.com

Web-сайт: lenta.com

Испытательный центр

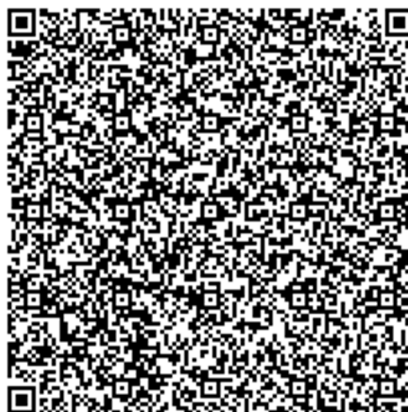
Общество с ограниченной ответственностью «ЭнергоПромРесурс»
(ООО «ЭнергоПромРесурс»)

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 «23» июня 2025 г. № 1242

Регистрационный № 95744-25

Лист № 1
Всего листов 7

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Лента» ТК-311

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Лента» ТК-311 (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), 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 обеспечением (ПО) «АльфаЦЕНТР», автоматизированное рабочее место (АРМ), устройство синхронизации системного времени (УССВ), каналообразующую аппаратуру, 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 выходов счетчиков 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, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов. Также на сервере имеется возможность расчета потерь электроэнергии от точки измерений до точки поставки в случае использования данных от АИИС КУЭ в качестве замещающей информации либо для расчета величины сальдо перетоков электроэнергии по внутреннему сечению коммерческого учета. От сервера ИВК информация передается на АРМ энергосбытовой организации по выделенному каналу связи по протоколу TCP/IP.

Передача результатов измерений от сервера ИВК или АРМ энергосбытовой организации коммерческому оператору (КО) и другим субъектам оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ) производится в виде файлов в xml-формате по электронной почте с использованием электронной подписи согласно требованиям «Формат и регламент предоставления результатов измерений, состояний объектов измерений в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам» (Приложение 11.1.1 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 УССВ. УССВ обеспечивает передачу шкалы времени, синхронизированной по сигналам глобальных навигационных спутниковых систем с национальной шкалой координированного времени РФ UTC(SU).

Сравнение показаний часов сервера с УССВ осуществляется при каждом сеансе связи, но не реже 1 раза в сутки. Корректировка часов сервера производится при расхождении показаний часов сервера с УССВ на величину более ± 1 с.

Сравнение показаний часов счетчиков с часами сервера осуществляется во время сеанса связи, но не реже 1 раза в сутки, корректировка часов счетчиков производится при расхождении показаний часов счетчика с часами сервера на величину более ± 1 с.

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 ООО «Лента» ТК-311, наносится на этикетку, расположенную на внешней поверхности серверного шкафа, типографским способом. Дополнительно заводской номер 3/311 указывается в формуляре.

Программное обеспечение

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

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО «АльфаЦЕНТР»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 12.1
Цифровой идентификатор ПО	3E736B7F380863F44CC8E6F7BD211C54
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 электро- энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	УССВ			Границы допус- каемой основной относительной погрешности (±δ), %	Границы допус- каемой относи- тельной погреш- ности в рабочих условиях (±δ), %
1	ГРЩ-0,4кВ ООО Лента, пан.3	ТТИ-100 Кл.т. 0,5 1600/5 Рег. № 28139-12 Фазы: А; В; С	—	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18	УССВ-2 Рег. № 54074-13	Сервер ООО «Лента»	Актив- ная	1,0	3,2
2	ГРЩ-0,4кВ ООО Лента, пан.5	ТТИ-100 Кл.т. 0,5 1600/5 Рег. № 28139-12 Фазы: А; В; С	—	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18			Актив- ная	1,0	3,2
3	ГРЩ-0,4кВ ООО Лента, пан.8	ТТИ-А Кл.т. 0,5 80/5 Рег. № 28139-12 Фазы: А; В; С	—	ПСЧ-4ТМ.05МД.05 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 51593-18	Реактив- ная	2,1	5,6		
					Актив- ная	1,0	3,2		
Пределы допускаемой абсолютной погрешности часов компонентов АИИС КУЭ в рабочих условиях относительно шкалы времени UTC(SU)								2,1	5,6
									±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 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 УССВ на аналогичное утвержденного типа, а также замена сервера без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО), а также замена ПО на аналогичное, с версией не ниже, указанной в таблице 1. Замена оформляется актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество ИК	3
Нормальные условия: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ сила тока, % от $I_{ном}$ коэффициент мощности $\cos\varphi$ частота, Гц температура окружающей среды, °С	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, °С температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °С температура окружающей среды в месте расположения сервера, °С	от 90 до 110 от 5 до 120 от 0,5 до 1,0 от 49,6 до 50,4 от -40 до +40 от 0 до +35 от +15 до +25
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: для счетчиков: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для УССВ: 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	165000 2 74500 2 70000 1
Глубина хранения информации: для счетчиков: тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее при отключении питания, лет, не менее	113 30

Продолжение таблицы 3

1	2
для сервера: хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	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;
коррекции времени в счетчиках;
формирование событий по результатам автоматической самодиагностики;
отсутствие напряжения по каждой фазе с фиксацией времени пропадания и восстановления напряжения;
перерывы питания с фиксацией времени пропадания и восстановления.
- журнал сервера:
изменение значений результатов измерений;
изменение коэффициентов измерительных трансформаторов тока и напряжения;
пропадания питания;
коррекции времени в счетчиках и сервере;
пропадание и восстановление связи со счетчиками;
замены счетчика;
полученные с уровня ИИК «Журналы событий».

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 измерительные на номинальное напряжение 0,66 кВ	ТТИ	9
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ПСЧ-4ТМ.05МК	2
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ПСЧ-4ТМ.05МД	1
Устройство синхронизации системного времени	УССВ-2	1
Сервер	—	1
Формуляр	АКУП.411711.022.ПФ.311	1
Методика поверки	—	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием АИИС КУЭ ООО «Лента» ТК-311», 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 «Лента» (ООО «Лента»)

ИНН 7814148471

Юридический адрес: 197374, г. Санкт-Петербург, ул. Савушкина, д. 112, лит. Б

Телефон (факс): (812) 380-61-31

E-mail: info@lenta.com

Web-сайт: lenta.com

Изготовитель

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

ИНН 7814148471

Адрес: 197374, г. Санкт-Петербург, ул. Савушкина, д. 112, лит. Б

Телефон (факс): (812) 380-61-31

E-mail: info@lenta.com

Web-сайт: lenta.com

Испытательный центр

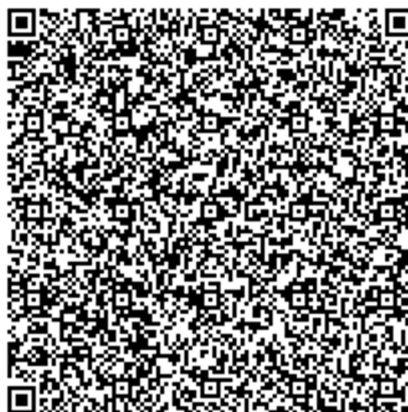
Общество с ограниченной ответственностью «ЭнергоПромРесурс»
(ООО «ЭнергоПромРесурс»)

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 «23» июня 2025 г. № 1242

Регистрационный № 95745-25

Лист № 1
Всего листов 9

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Приборы многофункциональные переносные МПИ-СЦБ 2.0

Назначение средства измерений

Приборы многофункциональные переносные МПИ-СЦБ 2.0 (далее по тексту – приборы) предназначены для измерения, отображения и регистрации постоянного и переменного электрического напряжения, разности и суммы напряжений постоянного и переменного тока двух каналов, силы постоянного и переменного электрического тока, частоты, длительности импульсов и временных интервалов, временных задержек, угла фазового сдвига, при эксплуатации и ремонте устройств сигнализации, централизации и блокировки железнодорожного транспорта, а также устройств автоматики, телемеханики и связи.

Описание средства измерений

Приборы состоят из модуля преобразования электрических сигналов (далее по тексту – МПЭС), токового измерительного шунта и переносного персонального компьютера (далее по тексту – ПК).

Принцип действия приборов основан на преобразовании измеряемого напряжения в цифровые коды при помощи МПЭС и последующей их обработке с использованием вычислительных возможностей ПК.

МПЭС содержит схему преобразования интерфейса USB, микроконтроллер, три канала аналогово-цифровых преобразователей (АЦП) с гальванической развязкой.

Микроконтроллер МПЭС обеспечивает управление АЦП и считывание цифрового значения напряжения и(или) тока с заданной частотой дискретизации, буферизацию и преобразование считанных цифровых значений, передачу считанных цифровых значений по интерфейсу USB на ПК.

Отображение результатов измерения и управление работой МПЭС производится с ПК.

Питание МПЭС осуществляется непосредственно от цепей питания интерфейса USB. Имеющийся в составе МПЭС узел гальванической развязки обеспечивают полную гальваническую развязку объектов измерения от цепей ПК.

Заводской номер в цифровом формате, обеспечивающий идентификацию приборов, указан на основной и дополнительных маркировочных этикетках методом металлографии, которые располагаются на задней поверхности корпуса МПЭС и измерительного шунта. На основной маркировочной этикетке указываются знак утверждения типа, обозначение и товарный знак предприятия-изготовителя, десятичный номер прибора, дата выпуска, страна изготовления и единый знак обращения продукции на рынке ЕАЭС. Нанесение знака поверки на корпус прибора не предусмотрено. На дополнительных маркировочных этикетках указываются обозначение и товарный знак предприятия-изготовителя, обозначение МПЭС (измерительного шунта) и десятичный номер МПЭС (измерительного шунта).

В целях предотвращения несанкционированной настройки и вмешательства, которые могут привести к искажению результатов измерений, на боковую поверхность корпуса модуля

МПЭС наклеивается этикетированная пломба, закрывающая место соединения верхней и нижней панели корпуса.

Внешний вид прибора и место расположения маркировочных этикеток представлены на рисунках 1 и 2, а образцы маркировочных этикеток – на рисунке 3.

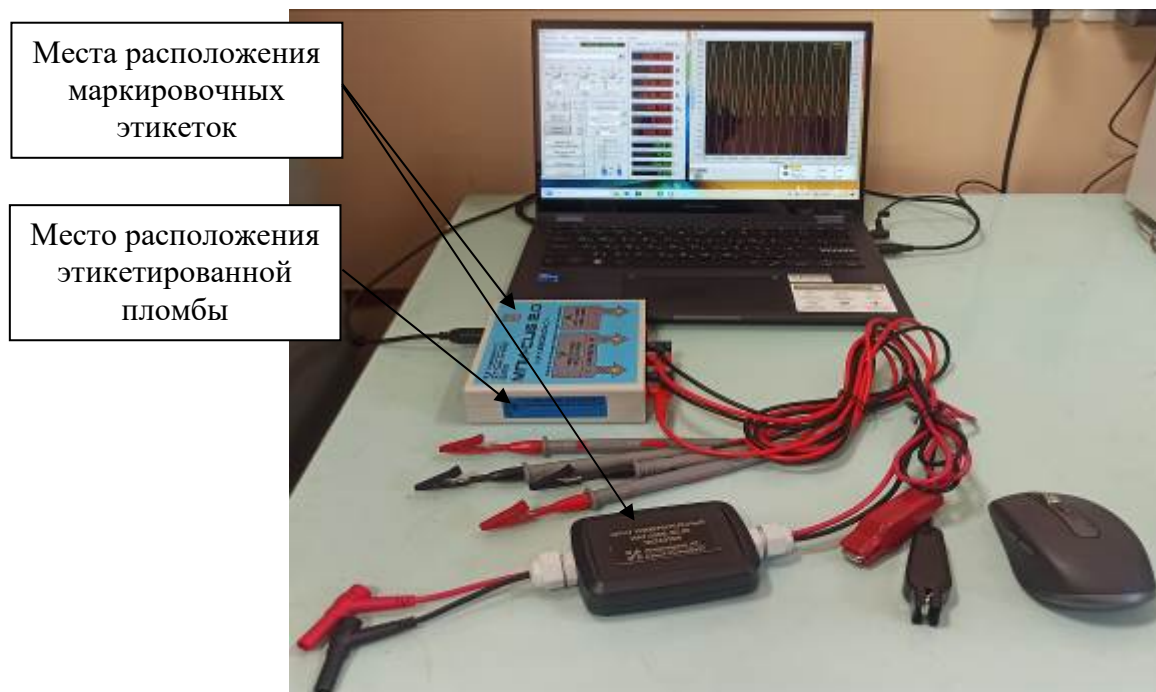


Рисунок 1 – Внешний вид прибора МПИ-СЦБ 2.0
с указанием мест расположения маркировочных этикеток и этикетированной пломбы



Рисунок 2 – Внешний вид задней поверхности МПЭС
с указанием мест расположения маркировочных этикеток

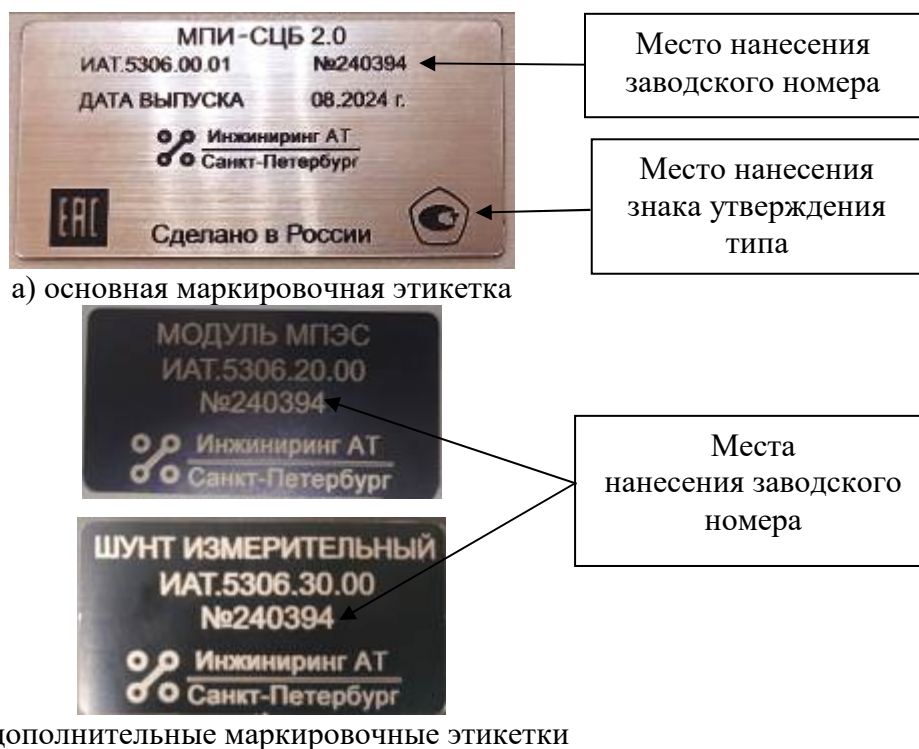


Рисунок 3 – Внешний вид маркировочных этикеток с нанесенным заводским номером и знаком утверждения типа

Программное обеспечение

Программное обеспечение «МПИ СЦБ» (далее по тексту – ПО) предназначено для измерения, отображения и регистрации параметров электрических сигналов, при эксплуатации и ремонте устройств сигнализации, централизации и блокировки (СЦБ) железнодорожного транспорта, а также устройств автоматики телемеханики и связи в полевых и стационарных условиях.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	lvanlys.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	15.0.0.1
Цифровой идентификатор ПО (MD5)	d986e093b6e9d9a4958ea53d3cc3bb2
Идентификационное наименование ПО	MPI_SCB.exe
Номер версии (идентификационный номер) ПО, не ниже	3.8.16.121
Цифровой идентификатор ПО	-

В соответствии с Р 50.2.077-2014 уровень защиты от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «высокий».

Метрологические и технические характеристики

Метрологические и технические характеристики приборов представлены в таблицах 2–14.

Таблица 2 – Измерение постоянного электрического напряжения положительной и отрицательной полярности

Предел измерений, В	Диапазон измерений, В	Пределы допускаемой относительной погрешности, %
4	от 0,100 до 4,000	$\pm \left[1 + 0,5 \cdot \left(\left \frac{U_k}{U_x} \right - 1 \right) \right]$
20	от 4,000 до 20,000	
100	от 20,000 до 100,000	
500	от 100,000 до 500,000	
Примечания		
1 U_k – конечное значение диапазона измерений.		
2 U_x – измеряемое значение напряжения.		

Таблица 3 – Измерение суммы и разности постоянных электрических напряжений положительной и отрицательной полярности

Предел измерений каждого канала, В	Диапазон измерений каждого канала, В	Пределы допускаемой абсолютной погрешности, В
4	от 0,100 до 4,000	$\pm \left(\frac{\delta_1 \cdot U_{x1} + \delta_2 \cdot U_{x2} }{100} \right)$
20	от 4,000 до 20,000	
100	от 20,000 до 100,000	
500	от 100,000 до 500,000	
Примечания		
1 δ_1 – предел допускаемой относительной погрешности измерения постоянного электрического напряжения, заданного на канале 1.		
2 δ_2 – предел допускаемой относительной погрешности измерения постоянного электрического напряжения, заданного на канале 2.		
3 U_{x1} – измеряемое значение напряжения на канале 1.		
4 U_{x2} – измеряемое значение напряжения на канале 2.		

Таблица 4 – Измерение переменного электрического напряжения

Таблица 4 Измерение переменного электрического напряжения			
Пределы измерений, В	Диапазон измерений, В	Диапазон частот, Гц	Пределы допускаемой относительной погрешности, %
1	2	3	4
2,8	от 0,100 до 2,800	от 8 до 20 включ. св. 175 до 5600 включ.	$\pm \left[3 + 0,5 \cdot \left(\frac{U_k}{U_x} - 1 \right) \right]$
		св. 20 до 175 включ.	$\pm \left[2,5 + 0,5 \cdot \left(\frac{U_k}{U_x} - 1 \right) \right]$
		св. 5600 до 10000 включ.	± 15
14 70 350	от 2,800 до 14,000 от 14,000 до 70,000 от 70,000 до 350,000	от 8 до 20 включ. св. 175 до 5600 включ. св. 5600 до 10000 включ.	$\pm \left[3 + 0,5 \cdot \left(\frac{U_k}{U_x} - 1 \right) \right]$
		св. 20 до 175 включ.	$\pm \left[2,5 + 0,5 \cdot \left(\frac{U_k}{U_x} - 1 \right) \right]$
Примечания 1 U_k – конечное значение диапазона измерений. 2 U_x – измеряемое значение напряжения.			

Таблица 5 – Измерение суммы и разности переменных электрических напряжений частотой от 25 до 100 Гц

Предел измерений каждого канала, В	Диапазон измерений каждого канала, В	Пределы допускаемой относительной погрешности суммы и разности ¹⁾ пере- менных электрических напряжений, %
2,8	от 0,100 до 2,800	$\pm \left(\frac{\delta_1 \cdot U_{x1} + \delta_2 \cdot U_{x2}}{100} \right)$
14	от 2,800 до 14,000	
70	от 14,000 до 70,000	
350	от 70,000 до 350,000	
П р и м е ч а н и я		
1 δ_1 – предел допускаемой относительной погрешности измерения переменного электрического напряжения, заданного на канале 1.		
2 δ_2 – предел допускаемой относительной погрешности измерения переменного электрического напряжения, заданного на канале 2.		
3 U_{x1} – измеряемое значение напряжения на канале 1.		
4 U_{x2} – измеряемое значение напряжения на канале 2.		
¹⁾ Под суммой и разностью понимается геометрическая сумма и разность двух синусоидальных сигналов.		

Таблица 6 – Измерение силы постоянного электрического тока

Предел измерений, А	Диапазон измерений, А	Пределы допускаемой относительной погрешности, %
2	от 0,100 до 2,000	$\pm \left[1 + 0,5 \cdot \left(\left \frac{I_k}{I_x} \right - 1 \right) \right]$
5	от 2,000 до 5,000	
10	от 5,000 до 10,000	
25	от 10,000 до 25,000	
П р и м е ч а н и я 1 I_k – конечное значение диапазона измерений. 2 I_x – измеряемое значение силы тока. 3 При измерении силы тока более 10 А время подключения измерительного шунта к источнику тока должно быть не более 10 с, а интервал между измерениями не менее 60 с.		

Таблица 7 – Измерение силы переменного электрического тока частотой от 25 до 100 Гц

Предел измерений, А	Диапазон измерений, А	Пределы допускаемой относительной погрешности, %
1,4	от 0,100 до 1,400	$\pm \left[3 + 0,5 \cdot \left(\left \frac{I_k}{I_x} \right - 1 \right) \right]$
3,5	от 1,400 до 3,500	
7	от 3,500 до 7,000	
20	от 7,000 до 20,000	
П р и м е ч а н и я 1 I_k – конечное значение диапазона измерений. 2 I_x – измеряемое значение силы тока. 3 При измерении силы тока более 10 А время подключения измерительного шунта к источнику тока должно быть не более 10 с, а интервал между измерениями не менее 60 с.		

Таблица 8 – Измерение угла фазового сдвига между двумя электрическими напряжениями на частотах 25, 50, 75 Гц

Диапазон измерений, °	Пределы допускаемой абсолютной погрешности, °
от 0 до 360	± 2

Таблица 9 – Измерение частоты

Диапазон измерений, Гц		Пределы допускаемой погрешности, %
от 0,1 до 10000	от 0,100 до 1,000 включ.	$\pm (1 \% F_x + 2 \text{ е.м.р.})$ (абсолютная)
	св. 1,000 до 10000,000 включ.	± 1 (относительная)

Примечание – F_x – измеряемое значение частоты.

Таблица 10 – Измерение длительности импульсов и временных интервалов

Диапазон измерений		Пределы допускаемой относительной погрешности, %
от 0,001 до 10 с	от 1,000 до 999,999 мс	± 1
	от 1,000000 до 10,000000 с	

Таблица 11 – Измерение временных задержек между двумя электрическими напряжениями

Диапазон измерений		Пределы допускаемой относительной погрешности, %
от 0,001 до 10 с	от 1,000 до 999,999 мс	$\pm 1,5$
	от 1,000000 до 10,000000 с	

Таблица 12 – Полосовые и режекторные фильтры

Наименование характеристики	Значение
Полоса пропускания полосовых ¹⁾ фильтров на фиксированных частотах 25, 50, 75, 175 Гц, Гц	$2,0 \pm 0,5$
Полоса пропускания полосовых ¹⁾ фильтров на фиксированных частотах 420, 480, 580, 720, 780 Гц, Гц	4 ± 1 24 ± 4
Полоса пропускания полосовых ¹⁾ фильтров на фиксированных частотах 4545, 5000, 5555 Гц, Гц	100 ± 20
Полоса подавления режекторных ²⁾ фильтров на фиксированных частотах 25, 50, 75, 175 Гц, Гц	2 ± 1
Полоса подавления режекторных ²⁾ фильтров на фиксированных частотах 420, 480, 580, 720, 780, 4545, 5000, 5555 Гц, Гц	4 ± 2
Подавление сигнала режекторными фильтрами на частотах 25, 50, 75 Гц, дБ, не менее	26
¹⁾ Для фильтров типа Баттерворта и Бесселя.	
²⁾ Для фильтров типа Баттерворта, Чебышева, Эллиптического и Бесселя.	

Таблица 13 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Рабочие условия эксплуатации: - температура окружающей среды, °С - относительная влажность воздуха, при температуре 30 °С, % - атмосферное давление, кПа	от -20 до +40 90 от 84 до 106
Активное входное сопротивление каждого канала измерения напряжения, МОм, не менее	0,5

Продолжение таблицы 13

Наименование характеристики	Значение
Сопротивление изоляции между корпусом и входными цепями МПЭС, МОм, не менее	1,0
Габаритные размеры модуля МПЭС, мм, не более	140x110x35
Масса модуля МПЭС, кг, не более	0,5
Прибор обеспечивает измерение сигналов в кодовых и тональных рельсовых цепях, а также обеспечивает расшифровку кодовых комбинаций «КЖ», «Ж», «З» на частоте, Гц	25, 50, 75

Таблица 14 – Показатели надежности

Наименование характеристики	Значение
Продолжительность непрерывной работы, ч, не более	24
Средняя наработка на отказ, ч, не менее	200000
Средний срок службы, лет, не менее	25

Знак утверждения типа

наносится на основную маркировочную этикетку методом лазерной гравировки, которая располагается на задней поверхности корпуса модуля МПЭС прибора.

Комплектность средства измерений

Таблица 15 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Модуль преобразования электрических сигналов МПЭС	ИАТ.5306.20.00	1
Измерительный шунт	ИАТ.5306.27.00	1
ПК Notebook	-	1
Щуп измерительный черный	-	2
Щуп измерительный красный	-	2
Зажим типа «крокодил» черный	-	2
Зажим типа «крокодил» красный	-	2
Кабель интерфейсный USB	-	1
Руководство по эксплуатации	ИАТ.5306.00.01 РЭ	1
Паспорт	ИАТ.5306.00.01 ПС	1
Портфель транспортировочный	-	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе ИАТ.5306.00.01 РЭ «Прибор многофункциональный переносной МПИ-СЦБ 2.0. Руководство по эксплуатации», раздел 1 «Описание и работа прибора».

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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 в диапазоне от $1 \cdot 10^{-8}$ до 100 А в диапазоне частот от $1 \cdot 10^{-1}$ до $2 \cdot 10^6$ Гц»;

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 30 декабря 2022 г. № 3345 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений угла фазового сдвига между двумя электрическими напряжениями в диапазоне частот $1 \cdot 10^{-2}$ до $10 \cdot 10^7$ Гц»;

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 26 сентября 2022 г. № 2360 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений времени и частоты»;

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

ТУ 32 ЦШ 2064-2024 «Приборы многофункциональные переносные МПИ-СЦБ. Технические условия».

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «Инжиниринг АТ»
(ООО «Инжиниринг АТ»)

ИНН 7806403199

Юридический адрес: 195279, г. Санкт-Петербург, вн. тер. г. муниципальный округ Ржевка, ш. Революции, д. 69, лит. А, помещ. 12Н, оф. 102.1

Телефон: 8 (812) 243-91-20

E-mail: info@engineering-at.ru

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Инжиниринг АТ»
(ООО «Инжиниринг АТ»)

ИНН 7806403199

Адрес: 195279, г. Санкт-Петербург, вн. тер. г. муниципальный округ Ржевка, ш. Революции, д. 69, лит. А, помещ. 12Н, оф. 102.1

Телефон: 8 (812) 243-91-20

E-mail: info@engineering-at.ru

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в г. Санкт-Петербурге, Ленинградской и Новгородской областях, Республике Карелия» (ФБУ «Тест-С.-Петербург»)

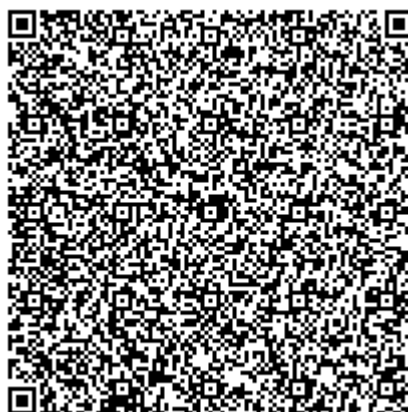
Адрес: 190020, г. Санкт-Петербург, вн. тер. г. муниципальный округ Екатерингофский, ул. Курляндская, д. 1, лит. А

Телефон: 8 (812) 244-62-28, 8 (812) 244-12-75

Факс: 8 (812) 244-10-04

E-mail: letter@rustest.spb.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311484.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «23» июня 2025 г. № 1242

Регистрационный № 95746-25

Лист № 1
Всего листов 10

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Системы аэрогазового контроля и аэрогазовой защиты для оснащения самоходного горно-шахтного оборудования (АГК АГЗ СГШО) МС 11.26

Назначение средства измерений

Системы аэрогазового контроля и аэрогазовой защиты для оснащения самоходного горно-шахтного оборудования (АГК АГЗ СГШО) МС 11.26 (далее – системы) предназначены для непрерывных измерений объемной доли метана или водорода в воздухе и выдачи управляющих команд внешним устройствам.

Описание средства измерений

Системы являются одноканальным стационарным автоматическим устройством непрерывного действия.

Принцип действия систем термokatалитический, основанный на эффекте изменения сопротивления каталитически активного чувствительного элемента вследствие окисления на нем молекул горючего газа кислородом воздуха.

Способ отбора пробы – диффузионный.

Система выпускается в двух исполнениях:

- МС 11.26-01 с датчиком метана или водорода ТХ6383.84 (рег. № в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений - 73703-18);
- МС 11.26-02 с датчиком метана ТХ6386.84 (рег. № в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений - 73703-18).

Конструктивно системы выполнены многоблочными и состоят из следующих блоков:

- блок управления;
- датчик с выносным первичным измерительным преобразователем ТХ6383.84 (определяемые компоненты метан или водород) или ТХ6386.84 (определяемый компонент метан);
- блок сигнализации (в составе датчика метана).

Блок управления представляет собой металлический корпус с кронштейнами, предназначенный для крепления к корпусу самоходного горно-шахтного оборудования (СГШО). Корпус выполнен из стали, покрытой краской, устойчивой к солевому туману и другим химическим веществам. Оболочка разделена на 3 отсека:

- отсек для аккумуляторной батареи для замены аккумулятора;
- отсек с оборудованием контроля и управления системы, залитый кремнийорганическим компаундом (не подлежит ремонту);
- отсек с клеммами и кабельными вводами.

Отсек с клеммами разделен на две зоны: искроопасные цепи и искробезопасные цепи. Отсек с искроопасными цепями заливается кремнийорганическим компаундом (из комплекта поставки) после подключения необходимых длин кабелей к клеммной колодке для монтажа и последующего подключения к СГШО. Высота покрытия соединений компаундом не менее 15 мм.

Датчик и блок сигнализации находятся вне взрывонепроницаемой оболочки корпуса, устанавливаются согласно проектному решению на СГШО и подключаются к блоку управления кабелем, длина отрезка не более 15 м. Блок сигнализации установлен на корпусе датчика горючих газов, подключение выполняется на клеммных терминалах датчика. Ввод кабелей во вводное отделение датчиков осуществляется через уплотнительные кабельные вводы.

Системы обеспечивают выполнение следующих функций:

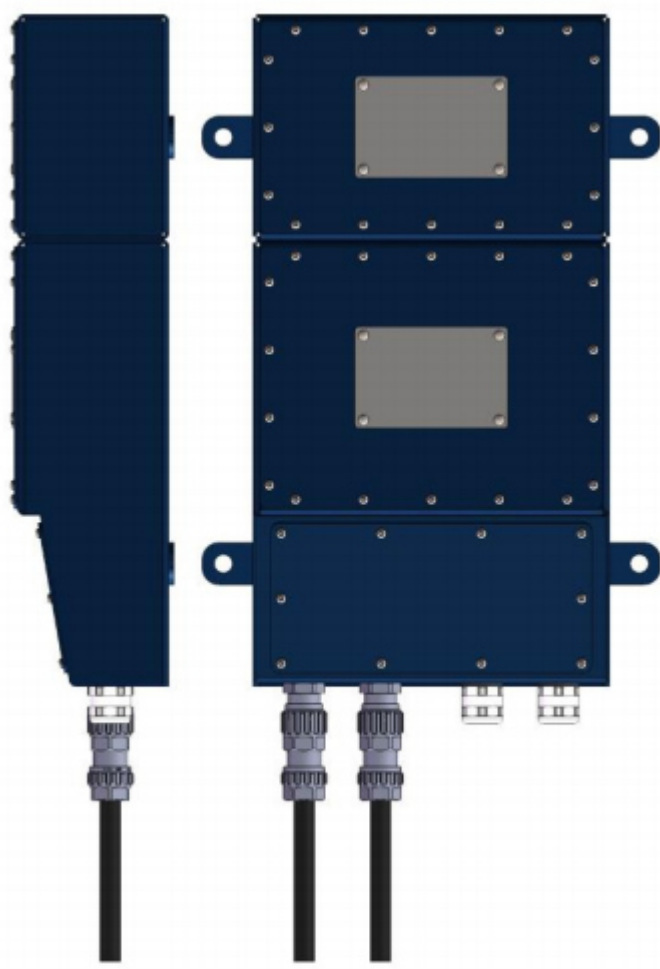
- непрерывное измерение объемной доли метана или водорода;
- отображение результатов измерений на встроенном дисплее датчика (жидкокристаллическом для ТХ6383.84, светодиодном повышенной яркости для ТХ6386.84);
- формирование выходного цифрового сигнала, интерфейс RS485;
- формирование выходного релейного сигнала.
- диагностику состояния системы.

Общий вид элементов системы приведен на рисунке 1.

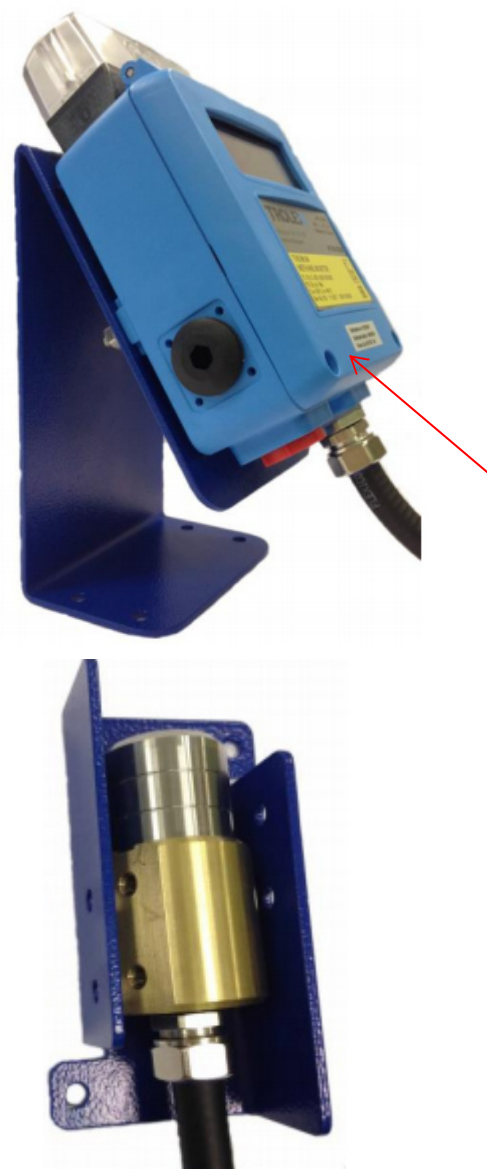
Конструкцией системы предусмотрена пломбировка корпусов элементов системы от несанкционированного доступа мастикой пломбировочной (пластилином для опечатывания). Места пломбирования элементов системы указаны стрелками на рисунке 1.

Заводской номер системы наносится методом лазерной гравировки в цифровом формате на табличку на корпусе блока управления системы. Серийный номер датчика наносится печатным способом в буквенно-цифровом формате на табличку, расположенную на лицевой стороне корпуса датчика. Общий вид маркировочных табличек блока управления и датчика (на примере ТХ6383.84) приведен на рисунке 2.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

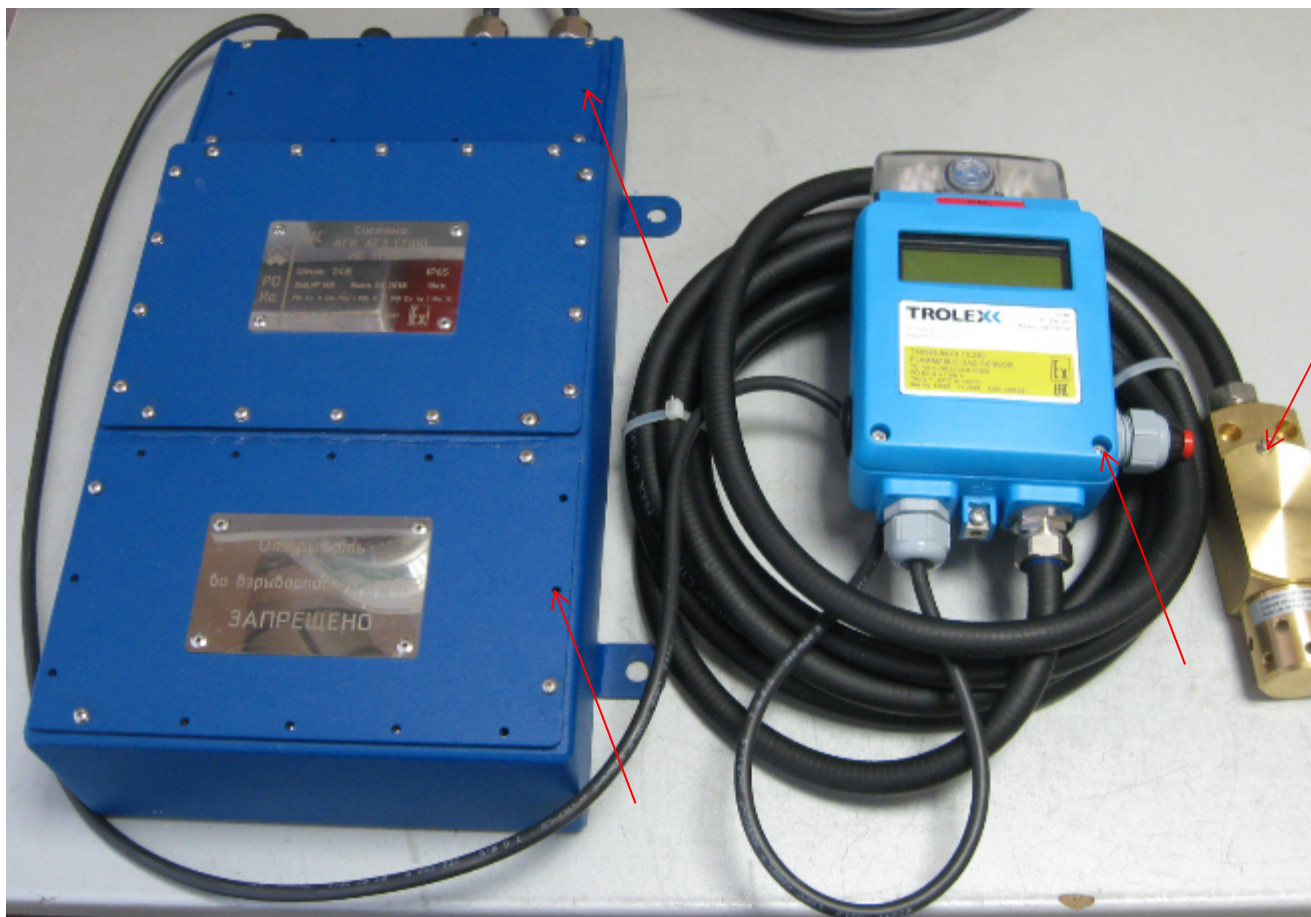


блок управления



датчик TX6386.84

а) МС 11.26-02 с датчиком TX6386.84



б) МС 11.26-01 с датчиком метана TX6383.84

Рисунок 1 – Общий вид элементов систем и схема пломбирования корпуса от несанкционированного доступа (места пломбирования указаны стрелками)

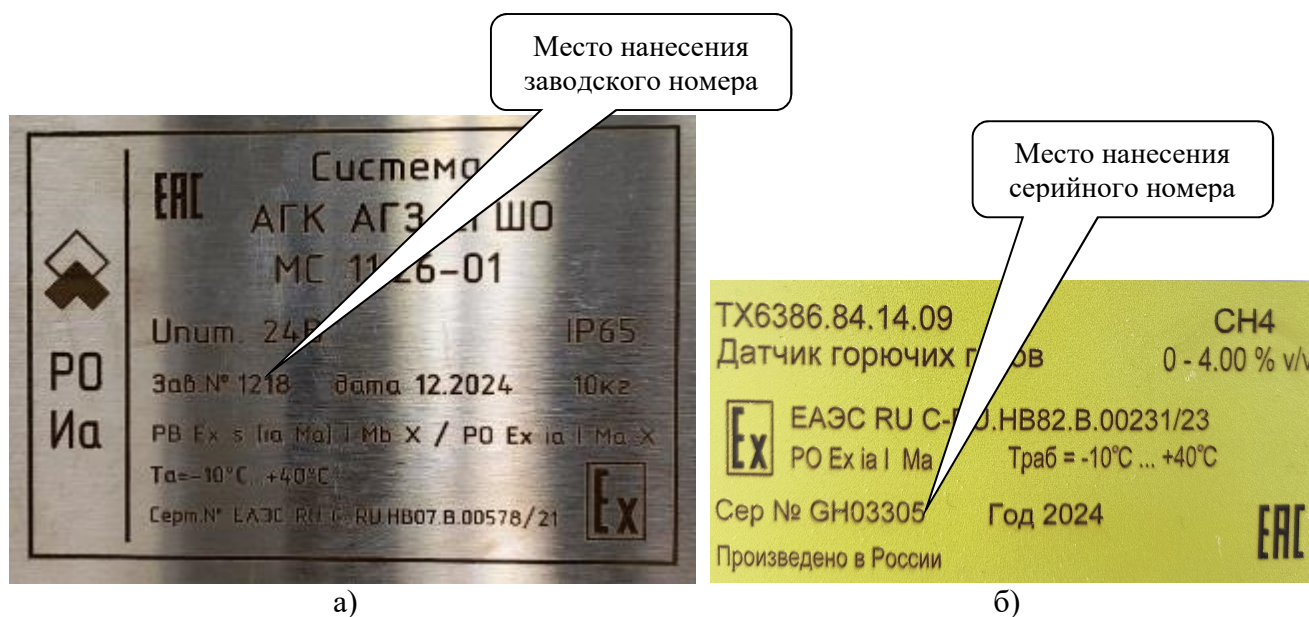


Рисунок 2 – Общий вид таблички блока управления с указанием заводского номера системы и таблички датчика метана (на примере TX6383.84) с указанием серийного номера

Программное обеспечение

Системы имеют встроенное программное обеспечение (ПО):

- датчиков TX6383.84 или TX6386.84;
- блока управления.

Встроенное ПО датчиков и блока управления разработано изготовителем специально для решения задач измерения объемной доли метана или водорода и сигнализации о достижении пороговых значений в газовых средах и обеспечивает следующие основные функции:

- обработку и передачу измерительной информации от первичного измерительного преобразователя (сенсора);
- отображение результатов измерений на встроенном дисплее датчика;
- формирование выходных цифрового и релейного сигналов;
- настройку нулевых показаний и чувствительности датчиков;
- диагностику аппаратной части датчика и целостности встроенного ПО.

Встроенное ПО датчиков TX6383.84 состоит из 3 модулей: ПО модуля сенсора (выполняет функции обработки и передачи измерительной информации от ПИП, а также настройки), ПО дисплейного модуля (функция отображения результатов измерений), ПО модуля вывода (функции формирования выходных сигналов).

ПО датчика реализует следующие расчетные алгоритмы:

- 1) вычисление значений объемной доли определяемого компонента на основании данных от первичного преобразователя;
- 2) вычисление значений выходных сигналов.

ПО блока управления идентифицируется посредством цифрового выходного сигнала RS485.

Влияние встроенного ПО учтено при нормировании метрологических характеристик систем.

Защита встроенного ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «высокий» по Р 50.2.077-2014.

Идентификационные данные ПО датчиков TX6383.84 или TX6386.84 приведены в соответствующих описаниях типа. Идентификационные данные встроенного ПО блока управления приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	FW SGSHO, TX6383/TX6386
Номер версии (идентификационный номер) ПО	V3.xу ¹⁾
¹⁾ Номер версии записывается в виде V3.xу, где «3» указывает на метрологически значимую (неизменяемую) часть ПО, а «х» и «у» (арабские цифры от 0 до 9) описывают модификации ПО, которые не влияют на метрологические характеристики средства измерений (интерфейс, адаптация к обновлениям операционных систем, устранение незначительных программных ошибок и т.п.)	

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Основные метрологические характеристики систем

Исполнение системы / модель датчика	Определяемый компонент (канал измерений) / принцип измерений ¹⁾	Диапазон показаний объемной доли определяемого компонента, %	Диапазон измерений объемной доли определяемого компонента, %	Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности, объемная доля, %	Предел допускаемого времени установления выходного сигнала, с	Цена деления наименьшего разряда дисплея, объемная доля, %
МС 11.26-01 / TX6383.84	CH ₄ / TX	от 0 до 5,0	от 0 до 2,5	±0,1	15 (T _{0,63})	0,01
	H ₂ / TX	от 0 до 4,0	от 0 до 2,0	±0,1	15 (T _{0,63})	0,01
МС 11.26-02 / TX6386.84	CH ₄ / TX	от 0 до 4,0	от 0 до 2,5	±0,1	15 (T _{0,63}) 20 (T _{0,9})	0,01
Нормальные условия измерений: - диапазон температуры окружающей среды от +15 °С до +25 °С; - диапазон относительной влажности окружающей среды при температуре +25 °С от 30 % до 80 %; - диапазон атмосферного давления от 98 до 104,6 кПа; - содержание сопутствующих компонентов не более 0,5 ПДК.						
¹⁾ В таблице принято следующее обозначение принципа измерений: TX – термохимический.						

Таблица 3 – Прочие метрологические характеристики систем

Наименование характеристики	Значение
Предел допускаемой вариации показаний систем, в долях от пределов допускаемой основной погрешности	0,5
Пределы допускаемой дополнительной погрешности систем от изменения температуры окружающей среды на каждые 10 °С в пределах условий эксплуатации относительно условий определения основной погрешности, в долях от пределов допускаемой основной погрешности	±1,0
Пределы допускаемой дополнительной погрешности систем от изменения влажности среды в условиях эксплуатации относительно условий определения основной погрешности, в долях от пределов допускаемой основной погрешности	±0,5
Время прогрева систем, мин, не более	10

Наименование характеристики	Значение
Пределы допускаемого изменения выходного сигнала систем за 30 сут. непрерывной работы, в долях от пределов допускаемой основной погрешности	$\pm 1,0$
Системы обеспечивают выдачу сигнализации по двум пороговым уровням ¹⁾ , объемная доля метана, %:	
- предупредительный (только световая и звуковая сигнализация блоком сигнализации датчика метана)	0,2
- аварийный (выдача сигнала блокировки двигателя СГШО)	0,5
Пределы допускаемой погрешности срабатывания сигнализации, объемная доля метана, %	$\pm 0,1$
¹⁾ Уровни срабатывания сигнализации устанавливаются при конфигурировании систем изготовителем в диапазоне объемной доли метана от 0,2 до 2,0 % и не могут быть изменены пользователем в процессе эксплуатации.	

Таблица 4 – Основные технические характеристики систем

Наименование характеристики	Значение
Электрическое питание систем осуществляется постоянным током напряжением, В	от 18 до 30
Потребляемая электрическая мощность, Вт, не более	55
Степень защиты систем от внешних воздействий по ГОСТ 14254-2015	IP 65
Маркировка взрывозащиты систем: - при питании от бортовой сети - при питании от аккумуляторной батареи	PB Ex s [ia Ma] I Mb X PO Ex ia I Ma X
Габаритные размеры элементов систем, мм, не более:	
- блок управления:	
- высота	210
- ширина	400
- длина	95
- датчик ТХ6383.84 ¹⁾ :	
- высота	250
- ширина	110
- глубина	63
- датчик ТХ6386.84 ¹⁾ :	
- высота	189
- ширина	110
- глубина	65
Масса, кг, не более:	
- блок управления	15
- датчик ТХ6383.84 ¹⁾	0,45
- датчик ТХ6386.84 ¹⁾	0,45

Наименование характеристики	Значение
Условия эксплуатации: - блок управления: - диапазон температуры окружающей среды, °С - диапазон относительной влажности (при температуре +20 °С), % - диапазон атмосферного давления, кПа - датчики ТХ6383.84, ТХ6386.84: - диапазон температуры окружающей среды, °С - диапазон относительной влажности при температуре +35 °С (без конденсации влаги), % - диапазон атмосферного давления, кПа	от -10 до +40 от 0 до 98 от 90 до 110 от -10 до +40 от 0 до 95 от 90 до 110
¹⁾ Без учета выносного датчика и соединительного кабеля.	

Таблица 5 – Показатели надежности

Наименование характеристики	Значение
Средняя наработка на отказ, ч	24 000
Средний срок службы, лет ¹⁾	5
¹⁾ Без учета срока службы первичных измерительных преобразователей (сенсоров).	

Знак утверждения типа

наносится типографским способом на титульный лист руководства по эксплуатации и паспорта.

Комплектность средства измерений

Таблица 6 – Комплектность систем

Наименование	Обозначение	Количество
Система аэрогазового контроля и аэрогазовой защиты для оснащения самоходного горно-шахтного оборудования (АГК АГЗ СГШО) в составе:	МС 11.26	1 шт.
- блок управления	-	1 шт.
- датчик		
- для МС 11.26-01	ТХ6383.84	1 шт.
- для МС 11.26-02	ТХ6386.84	1 шт.
Руководство по эксплуатации	МС 11.26-XX РЭ	1 шт. ¹⁾
Паспорт	МС 11.26-XX ПС	1 шт. ¹⁾
Инструкция по монтажу		1 шт. ¹⁾
Методика поверки	-	1 шт. ¹⁾
Комплект для монтажа	-	1 компл.
¹⁾ Не менее 1 экз. на партию.		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 3 «Устройство» документа МС 11.26-XX РЭ «Система аэрогазового контроля и аэрогазовой защиты для оснащения самоходного горно-шахтного оборудования (АГК АГЗ СГШО) МС 11.26. Руководство по эксплуатации».

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Государственная поверочная схема для средств измерений содержания компонентов в газовых и газоконденсатных средах, утвержденная Приказом Росстандарта от 31 декабря 2020 года № 2315

ГОСТ 13320-81 «Газоанализаторы промышленные автоматические. Общие технические условия»

ГОСТ Р 52350.29.1-2010 «Взрывоопасные среды. Часть 29-1. Газоанализаторы. Общие технические требования и методы испытаний газоанализаторов горючих газов»

ГОСТ Р 8.596-2002 «Государственная система обеспечения единства измерений. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения»

ТУ 27.90-13883343-2018 «Система аэрогазового контроля и аэрогазовой защиты для оснащения самоходного горно-шахтного оборудования (Система АГК АГЗ СГШО) МС 11.26. Технические условия»

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «Промышленные технологии»
(ООО «ПРОМТЕХ»)

ИНН 7703425377

Юридический адрес: 121069, Москва, вн. тер. г. муниципальный округ Пресненский, ул. Большая Никитская, д. 50А/5, этаж 2, пом. 1, комн. 4

Телефон: (495) 225-48-29, (499) 461-05-06, 465-16-01, факс: (495) 465-02-31

Web-сайт: www.promtex.ru

E-mail: info@promtex.ru

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Промышленные технологии»
(ООО «ПРОМТЕХ»)

ИНН 7703425377

Юридический адрес: 121069, Москва, вн. тер. г. муниципальный округ Пресненский, ул. Большая Никитская, д. 50А/5, этаж 2, пом. 1, комн. 4

Адрес места осуществления деятельности: 105523, Москва, Щёлковское шоссе, 100

Телефон: (495) 225-48-29, (499) 461-05-06, 465-16-01, факс: (495) 465-02-31.

Web-сайт: www.promtex.ru

E-mail: info@promtex.ru

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологии им. Д.И. Менделеева»

Адрес: 190005, г. Санкт-Петербург, Московский пр., 19

Телефон: (812) 251-76-01, факс: (812) 713-01-14

Web сайт: www.vniim.ru

E-mail: info@vniim.ru

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц
RA.RU.314555



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «23» июня 2025 г. № 1242

Регистрационный № 95747-25

Лист № 1
Всего листов 14

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 330 кВ Владикавказ-2

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 330 кВ Владикавказ-2 (далее по тексту - АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электрической энергии, 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», 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 средство измерений не предусмотрено. Нанесение заводского номера на средство измерений не предусмотрено. Средству измерений присвоен заводской номер 093. Заводской номер указывается в паспорте-формуляре АИИС КУЭ типографским способом. Формат, способ и места нанесения заводских номеров измерительных компонентов, входящих в состав измерительных каналов АИИС КУЭ, приведены в паспорте-формуляре АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

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

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

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

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

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

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Состав измерительных каналов (ИК) АИИС КУЭ

№ ИК	Наименование ИК	Состав ИК АИИС КУЭ				
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	УСПД	УССВ ИВК
1	ВЛ 330 кВ Зарамагская ГЭС-1 – Владикавказ-2	ВСТ кл.т. 0,2S КТТ= 1000/1 рег. № 17869-10	ТЕМР 362 кл.т. 0,2 КТН= (330000/√3)/(100/√3)рег. № 51897-12 ТН1-330 Зарамагская ГЭС-1 ТЕМР 362 кл.т. 0,2 КТН= (330000/√3)/(100/√3)рег. № 51897-12 ТН2-330 Зарамагская ГЭС-1	А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	RTU-325H рег. № 44626-10	СТВ-01 рег. № 49933-12

Продолжение таблицы 2

№ ИК	Наименование ИК	Состав ИК АИИС КУЭ				
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрическо й энергии	УСПД	УССВ ИВК
2	ОВ 330	ВСТ кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 1000/1 рег. № 17869-10	ТЕМР 362 кл.т. 0,2 К _{ТН} = (330000/√3)/(100/√ 3)рег. № 51897-12 ТН-1-330 ТЕМР 362 кл.т. 0,2 К _{ТН} = (330000/√3)/(100/√ 3)рег. № 51897-12 ТН-2-330	A1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
3	ВЛ 110 кВ Владикавказ-2 - Назрань-2 I цепь	ТВГ-110 кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 300/1 рег. № 22440-07	ТЕМР 123 кл.т. 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√ 3)рег. № 51897-12 ТН-3 110 ИСШ-110 ТЕМР 362 кл.т. 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√ 3)рег. № 51897-12 ТН-2 110 ИСШ-110	A1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
4	ВЛ 110 кВ Владикавказ-2 - Назрань-2 II цепь	ТВГ-110 кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 300/1 рег. № 22440-07	ТЕМР 123 кл.т. 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√ 3)рег. № 51897-12 ТН-3 110 ИСШ-110 ТЕМР 362 кл.т. 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√ 3)рег. № 51897-12 ТН-2 110 ИСШ-110	A1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		

Продолжение таблицы 2

№ ИК	Наименование ИК	Состав ИК АИИС КУЭ				
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрическо й энергии	УСПД	УССВ ИВК
5	ВЛ 110 кВ Владикавказ-2 - Плиево (Л- 203)	ТВГ-110 кл.т. 0,2S КТТ= 400/1 рег. № 22440-07	ТЕМР 123 кл.т. 0,2 КТН= (110000/√3)/(100/√ 3)рег. № 51897-12 ТН-3 110 ИСШ-110 ТЕМР 362 кл.т. 0,2 КТН= (110000/√3)/(100/√ 3)рег. № 51897-12 ТН-2 110 ИСШ-110	A1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
6	ВЛ 110 кВ Владикавказ-2 - РП-110 (Л-73)	ТВГ-110 кл.т. 0,2S КТТ= 400/1 рег. № 22440-07	ТЕМР 123 кл.т. 0,2 КТН= (110000/√3)/(100/√ 3)рег. № 51897-12 ТН-3 110 ИСШ-110 ТЕМР 362 кл.т. 0,2 КТН= (110000/√3)/(100/√ 3)рег. № 51897-12 ТН-2 110 ИСШ-110	A1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	RTU- 325H рег. № 44626-10	СТВ-01 рег. № 49933- 12
7	ВЛ 110 кВ Владикавказ-2 - РП-110 (Л-74)	ТВГ-УЭТМ®-110 кл.т. 0,2S КТТ= 400/1 рег. № 52619-13	ТЕМР 123 кл.т. 0,2 КТН= (110000/√3)/(100/√ 3)рег. № 51897-12 ТН-3 110 ИСШ-110 ТЕМР 362 кл.т. 0,2 КТН= (110000/√3)/(100/√ 3)рег. № 51897-12 ТН-2 110 ИСШ-110	A1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		

Продолжение таблицы 2

№ ИК	Наименование ИК	Состав ИК АИИС КУЭ				
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрическо й энергии	УСПД	УССВ ИВК
8	ВЛ 110 кВ Владикавказ-1 - Владикавказ- 2 (Л-22)	ТВГ-УЭТМ®-110 кл.т. 0,2S Ктт= 400/1 рег. № 52619-13	ТЕМР 123 кл.т. 0,2 Ктн= (110000/√3)/(100/√ 3)рег. № 51897-12 ТН-3 110 ИСШ-110 ТЕМР 362 кл.т. 0,2 Ктн= (110000/√3)/(100/√ 3)рег. № 51897-12 ТН-2 110 ИСШ-110	A1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
9	ВЛ 110 кВ Владикавказ-1 - Владикавказ- 2 (Л-21)	ТВГ-110 УХЛ2 кл.т. 0,2S Ктт= 400/1 рег. № 89831-23	ТЕМР 123 кл.т. 0,2 Ктн= (110000/√3)/(100/√ 3)рег. № 51897-12 ТН-3 110 ИСШ-110 ТЕМР 362 кл.т. 0,2 Ктн= (110000/√3)/(100/√ 3)рег. № 51897-12 ТН-2 110 ИСШ-110	A1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	RTU- 325H рег. № 44626-10	СТВ-01 рег. № 49933- 12
10	ВЛ 110 кВ Владикавказ-1 - Владикавказ- 2 (Л-20)	ТВГ-110 кл.т. 0,2S Ктт= 400/1 рег. № 22440-07	ТЕМР 123 кл.т. 0,2 Ктн= (110000/√3)/(100/√ 3)рег. № 51897-12 ТН-3 110 ИСШ-110 ТЕМР 362 кл.т. 0,2 Ктн= (110000/√3)/(100/√ 3)рег. № 51897-12 ТН-2 110 ИСШ-110	A1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		

Продолжение таблицы 2

№ ИК	Наименование ИК	Состав ИК АИИС КУЭ				
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрическо й энергии	УСПД	УССВ ИВК
11	ВЛ 110 кВ Владикавказ-2 - Бор (Л-33)	ТВГ-110 кл.т. 0,2S КТТ= 300/1 рег. № 22440-07	ТЕМР 123 кл.т. 0,2 КТН= (110000/√3)/(100/√ 3)рег. № 51897-12 ТН-3 110 ИСШ-110 ТЕМР 362 кл.т. 0,2 КТН= (110000/√3)/(100/√ 3)рег. № 51897-12 ТН-2 110 ИСШ-110	A1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
12	ВЛ 110 кВ Владикавказ-2 - Бор (Л-34)	ТВГ-110 кл.т. 0,2S КТТ= 300/1 рег. № 22440-07	ТЕМР 123 кл.т. 0,2 КТН= (110000/√3)/(100/√ 3)рег. № 51897-12 ТН-3 110 ИСШ-110 ТЕМР 362 кл.т. 0,2 КТН= (110000/√3)/(100/√ 3)рег. № 51897-12 ТН-2 110 ИСШ-110	A1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
13	ВЛ 110 кВ Владикавказ-2 – Беслан Тяговая (Л-19)	ТВГ-110 кл.т. 0,2S КТТ= 400/1 рег. № 22440-07	ТЕМР 123 кл.т. 0,2 КТН= (110000/√3)/(100/√ 3)рег. № 51897-12 ТН-3 110 ИСШ-110 ТЕМР 362 кл.т. 0,2 КТН= (110000/√3)/(100/√ 3)рег. № 51897-12 ТН-2 110 ИСШ-110	A1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		

Продолжение таблицы 2

№ ИК	Наименование ИК	Состав ИК АИИС КУЭ				
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	УСПД	УССВ ИВК
14	ОВ 110	ТВГ-110 УХЛ2 кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 1500/1 рег. № 89831-23	ТЕМР 123 кл.т. 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3)рег. № 51897-12 ТН-3 110 ИСП-110 ТЕМР 362 кл.т. 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3)рег. № 51897-12 ТН-2 110 ИСП-110	А1800 кл.т. 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	RTU-325H рег. № 44626-10	СТВ-01 рег. № 49933-12
15	Ввод ф. 7 «Птице-фабрика»	ТПОЛ-10 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 100/5 рег. № 47958-16	ЗНОЛПМ кл.т. 0,5 К _{ТН} = (6300/√3)/(100/√3)/ (100/3) рег. № 46738-11 1ТН 6 РТСН	А1800 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 31857-11		
16	РТСН ст. 0,4	ТСН8 кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 1000/5 рег. № 26100-03	—	А1800 кл.т. 0,5S/1,0 рег. № 31857-11		

Примечания:

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

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

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			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
15 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	1,0	2,5	1,7	1,6	1,6
	0,8	3,2	2,2	1,9	1,9
	0,5	5,1	3,5	2,8	2,8
16 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,2S)	1,0	1,9	1,4	1,3	1,3
	0,8	2,0	1,5	1,4	1,4
	0,5	2,4	2,0	1,6	1,6
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1-14 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	0,8	2,2	1,9	1,6	1,6
	0,5	2,0	1,5	1,4	1,4
15 (Счетчик 1,0; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,8	5,3	4,3	3,9	3,9
	0,5	4,2	3,6	3,5	3,5
16 (Счетчик 1,0; ТТ 0,2S)	0,8	3,7	3,5	3,3	3,3
	0,5	3,5	3,2	3,2	3,2
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 $\cos\varphi=1,0$ нормируется от $I_1\%$, границы интервала допускаемой относительной погрешности $\delta_{1(2)\%P}$ и $\delta_{2\%Q}$ для $\cos\varphi<1,0$ нормируется от $I_2\%$. 2 Метрологические характеристики ИК даны для измерения электрической энергии и средней мощности (получасовой)					

Таблица 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц температура окружающей среды, °С: - для счетчиков электрической энергии	- 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 ИВК	- от 90 до 110 - от 1 до 120 0,5 - от 49,6 до 50,4 - от -45 до +40 - от +10 до +40 - от +10 до +30 - от +18 до +24
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики электроэнергии А1800: - средняя наработка до отказа, ч УСПД RTU-325Н: - средняя наработка на отказ, ч, не менее УССВ ИВК комплекс измерительно-вычислительный СТВ-01: - средняя наработка на отказ, ч, не менее	120000 55000 22000
Глубина хранения информации счетчики электроэнергии: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электрической энергии по каждому каналу и электрической энергии, потребленной за месяц, сут, не менее - при отключенном питании, лет, не менее ИВК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	45 45 3 3,5

Надежность системных решений:

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

Защищенность применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции шкалы времени в:

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

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

Таблица 5 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Трансформатор тока	ВСТ	6
Трансформатор тока	ТВГ-110	24
Трансформатор тока	ТВГ-110 УХЛ2	6
Трансформатор тока	ТВГ-УЭТМ®-110	6
Трансформатор тока	ТПОЛ-10	3
Трансформатор тока	ТСН8	3
Трансформатор напряжения	ТЕМР 362	12
Трансформатор напряжения	ТЕМР 123	6
Трансформатор напряжения	ЗНОЛПМ	3
Счетчик электрической энергии многофункциональный	A1800	16
Устройство сбора и передачи данных	RTU- 325H	1
Устройство синхронизации системного времени на уровне ИВК	СТВ-01	1
Инструкция по эксплуатации	МГЕА.674855.003-ИЭ	1
Паспорт-формуляр	МГЕА.674855.003-ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений количества электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 330 кВ Владикавказ-2, аттестованном ФБУ «Пензенский ЦСМ», уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № 01.00230-2013.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

ГОСТ Р 59793-2021 «Информационные технологии. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. 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, ул. Беловежская, д. 4

Телефон: +7 (495) 710-93-33

Факс: +7 (495) 710-96-55

E-mail: info@fsk-ees.ru

Web-сайт: www.fsk-ees.ru

Изготовитель

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

ИНН 4716016979

Адрес: 121353, г. Москва, ул. Беловежская, д. 4

Телефон: +7 (495) 710-93-33

Факс: +7 (495) 710-96-55

E-mail: info@fsk-ees.ru

Web-сайт: www.fsk-ees.ru

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Пензенской области» (ФБУ «Пензенский ЦСМ»)

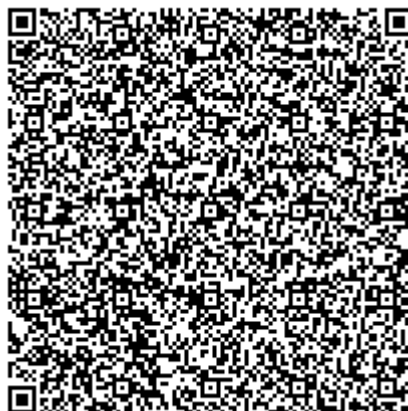
Адрес: 440028, г. Пенза, ул. Комсомольская, д. 20

Телефон (факс): +7 (8412) 49-82-65

E-mail: info@penzacsm.ru

Web-сайт: www.penzacsm.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311197.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «23» июня 2025 г. № 1242

Регистрационный № 95748-25

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Термометры стеклянные лабораторные ТЛ

Назначение средства измерений

Термометры стеклянные лабораторные ТЛ предназначены для измерений температуры.

Описание средства измерений

Термометр состоит из капиллярной трубки с резервуаром, заполненным термометрической жидкостью (ртутью). Капиллярная трубка защищена стеклянной оболочкой, внутрь которой вложена шкала, служащая для отсчета измеряемой температуры.

Термометры относятся к термометрам полного погружения.

Принцип действия термометров основан на тепловом изменении объема термометрической жидкости в зависимости от температуры измеряемой среды.

К данному типу термометров стеклянных лабораторных ТЛ относятся следующие модификации: ТЛ-2, ТЛ-4. Модификации отличаются друг от друга метрологическими характеристиками и габаритными размерами.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Заводской номер в виде цифрового обозначения, состоящего из арабских цифр, наносится на шкалу термометра рукописным методом в месте, указанном на рисунках 1, 2.

Общий вид термометров представлен на рисунках 1-2.



Рисунок 1 – Общий вид термометров стеклянных лабораторных ТЛ модификация ТЛ-2



Рисунок 2 – Общий вид термометров стеклянных лабораторных ТЛ модификация ТЛ-4

Пломбирование термометров не предусмотрено.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений температуры, °С модификация ТЛ-2	от -30 до +70
модификация ТЛ-4	от 0 до +100
	от -30 до +20
	от 0 до +55
Цена деления шкалы, °С модификация ТЛ-2	1,0
модификация ТЛ-4	0,1
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры, °С модификация ТЛ-2	±1,0
модификация ТЛ-4	±0,2

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Общая длина, мм, не более	
-модификация ТЛ-2	260
-модификация ТЛ-4	520
Диаметр корпуса, мм, не более	
-модификация ТЛ-2	9
-модификация ТЛ-4	11

Знак утверждения типа

наносится в правом верхнем углу паспорта типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Термометр стеклянный лабораторный	ТЛ	1 шт.
Паспорт	-	1 экз.
Футляр	-	1 шт.

Сведения о методах (методиках) измерений

приведены в разделах 3 «Сведения о методах измерений» паспорта ТЛ-2 ПС и паспорта ТЛ-4 ПС.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Росстандарта от 19 ноября 2024 г. № 2712 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений температуры» (часть 1, часть 2);

ТУ 26.51.51-003-63501832-2024 Термометры стеклянные лабораторные ТЛ. Технические условия.

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «АЗС-Маркет» (ООО «АЗС-Маркет»)
ИНН 5043039516

Юридический адрес: 142207, Московская обл., г. Серпухов, Борисовское ш., д. 60А,
оф.1, 3, 4

Телефон: +7-499-270-62-73, +7-495-230-57-88

E-mail: info@azs-market24.ru

Web-сайт: <https://azs-market24.ru>

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «АЗС-Маркет» (ООО «АЗС-Маркет»)
ИНН 5043039516

Юридический адрес: 142207, Московская обл., г. Серпухов, Борисовское ш.,
д. 60А, оф.1, 3, 4

Адрес места осуществления деятельности: Tonghui Instrument Factory, Ltd, 053011,
China, Hengshui City, Hebei Province, Китай

Телефон: +7-499-270-62-73, +7-495-230-57-88

E-mail: info@azs-market24.ru

Web-сайт: <https://azs-market24.ru>

Испытательный центр

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

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

Адрес места осуществления деятельности: 141607, Московская обл., г. Клин, ул. Дзержинского, д. 2

Телефон: +7 (496) 242-41-62

Факс: +7 (496) 247-70-70

E-mail: info.kln@rostest.ru

Web-сайт: www.rostest.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № 30083-2014.

