

ПРИЛОЖЕНИЕ
к приказу Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «07» апреля 2023 г. № 777

Сведения
об утвержденных типах средств измерений, подлежащие изменению
в части конструктивных изменений, влияющих на метрологические характеристики средств измерений

№ п/ п	Наименование типа	Обозначение типа	Заводской номер	Регистра- ционный номер в ФИФ	Правообла- датель	Отменяемая методика поверки	Действие методики поверки сохраняется	Устанавлива- емая методика поверки	Добавляемый изготовитель	Дата утверж- дения акта испыта- ний	Заявитель	Юридическое лицо, проводившее испытания
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1.	Комплексы аппаратно- программные для медицинских исследований на базе хроматографа «Хроматэк – Кристалл 5000»	-	исполнение 1 зав. №№ 2251653, 2251659, 2251604; исполнение 2 зав. №№ 2252651, 2252654, 2252648	58954-14	-	-	214.2.840.0 43-04Д	МП 214.2.840.043 -05Д	-	15.12. 2022	Закрытое акционерное общество Специальное конструкторское бюро «Хроматэк» (ЗАО СКБ «Хроматэк»), г. Йошкар-Ола	ФБУ «Марийский ЦСМ», г. Йошкар-Ола

2.	Счетчики электрической энергии трехфазные много-функциональные	CE307	Исполнение CE307 R34.749.OG.Q UVLXFZ GS01 зав. № 012642181203 144, исполнение CE307 R34.749.OG.Q UVLXFZ GS01 зав. № 012642181145 975	66691-17	-	-	САНТ.41115 2.166 Д1 с изменением № 2	САНТ.411152. 166 Д1 с изменением № 3	-	15.12. 2022	Акционерное общество «Электротехнические заводы «Энергомера» (АО «Энергомера»), г. Ставрополь	ФГБУ «ВНИИМС», г. Москва
3.	Вибро-анализаторы	СД-23	мод. СД-23 зав. № 277, мод. СД-23В зав. № 045	67058-17	-	-	ВАРБ.4117 11.103 Д1	ВАРБ.411711 .103 Д1 с изменением № 1	-	14.10. 2022	Общество с ограниченной ответственностью «Ассоциация ВАСТ» (ООО «Ассоциация ВАСТ»), г. Санкт-Петербург	ФБУ «Тест-С.-Петербург», г. Санкт-Петербург
4.	Счетчики электрической энергии однофазные многофункциональные	CE207	исполнение CE207 R7.849.2.OG.Q UVLFX зав. № 012701180099 270, исполнение CE207 R7.849.2.OG.Q UVLFX NB02 зав. № 012701180099 176	72632-18	-	-	САНТ.41115 2.194 Д1	САНТ.411152. 194 Д1 с изменением № 1	-	16.12. 2022	Акционерное общество «Электротехнические заводы «Энергомера» (АО «Энергомера»), г. Ставрополь	ФГБУ «ВНИИМС», г. Москва

5.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ОАО «Алтай-Кокс»	-	003	74778-19	-	МП-175-RA.RU.31 0556-2018	-	МП 463-2022	-	29.07.2022	Акционерное общество «Алтай-Кокс» (АО «Алтай-Кокс»), Алтайский край, г. Заринск	ФБУ «Томский ЦСМ», г. Томск
6.	Счетчики электрической энергии однофазные статические	AD11A.M, AD11S.M	мод. AD11S.M2.1-Rs-R (1-2-1): зав. №20062202; мод. AD11A.M2.1 (P)-Rs-R (1-1-1): зав. №00007634	81345-21	Общество с ограниченной ответственностью «Матрица» (ООО «Матрица»), Московская обл., г. Балашиха	-	МАТР.4111 52.001-2020МП	-	-	23.12.2022	Общество с ограниченной ответственностью «Матрица» (ООО «Матрица»), Московская обл., г. Балашиха	ФГБУ «ВНИИМС», г. Москва
7.	Резервуары горизонтальные стальные	-	РГСД-50/2, зав. №№ 386, 387, 388; РГСД-50, зав. № 389	86010-22	Общество с ограниченной ответственностью «ИНГАЗКО» (ООО «ИНГАЗКО»), г. Омск	-	ГОСТ 8.346-2000	-	-	12.12.2022	Общество с ограниченной ответственностью «ИНГАЗКО» (ООО «ИНГАЗКО»), г. Омск	ФБУ «Омский ЦСМ», г. Омск
8.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ КИСК	-	394	87307-22	Публичное акционерное общество «Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы» (ПАО «ФСК ЕЭС»), г. Москва	-	РТ-МП-841-500-2022	-	-	17.01.2023	Общество с ограниченной ответственностью «Инженерный центр «ЭНЕРГОАУДИТКОНТРОЛЬ» (ООО «ИЦ ЭАК»), г. Москва	ООО «ЭнерТест», Московская обл., г. Щёлково

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Виброанализаторы СД-23

Назначение средства измерений

Виброанализаторы СД-23 предназначены для измерения и регистрации напряжения, виброускорения, виброскорости, виброперемещения, частоты вращения и фазового сдвига.

Описание средства измерений

Принцип работы виброанализаторов основан на измерении электрического сигнала, поступающего от преобразователя вибрации или преобразователя скорости вращения, установленных на объекте контроля. Преобразование входных аналоговых сигналов первичных преобразователей осуществляется с применением АЦП для каждого канала.

Виброанализаторы представляют собой электронные устройства с тремя измерительными каналами: два измерительных канала для работы в режимах открытого/закрытого линейного входа и входа IERE и один канал для подключения оптического отметчика ФД-2 (ФД-2В).

Виброанализаторы являются переносными приборами со встроенной аккумуляторной батареей, цветным ЖК-дисплеем и клавиатурой мембранного типа.

Виброанализаторы выпускаются в двух модификациях: СД-23 и СД-23В. Виброанализатор в исполнении СД-23В предназначен для работы во взрывоопасных зонах в комплекте с акселерометрами, при наличии у них сертификатов соответствия ТР ТС 012/2011.

Общий вид виброанализаторов приведен на рисунках 1, 2, 3.



Рисунок 1 – Общий вид виброанализаторов СД-23 и СД-23В (вид спереди)



Рисунок 2 – Общий вид виброанализаторов СД-23 и СД-23В (вид снизу)



Рисунок 3 – Общий вид виброанализаторов СД-23 и СД-23В
(вид со стороны задней панели)

Программное обеспечение

Программное обеспечение виброанализатора является встроенным и предназначено для управления его работой и для математической обработки полученных результатов измерений.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	СД-23
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0 и выше
Цифровой идентификатор md5	0E56613E467A89AFEC6F53A805265A61

Уровень защиты от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «Высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество каналов обработки информации	3
Диапазон изменения напряжения на линейном входе, В	от -5,0 до +5,0
Пределы допускаемой относительной погрешности измерения напряжения, %: - в диапазоне частот от 0,5 до 2 Гц (в режиме закрытого входа) - в диапазоне частот от 0 до 2 Гц (в режиме открытого входа) - в диапазоне частот св. 2,0 до 30000 Гц включ. - в диапазоне частот св. 30000 до 51200 Гц включ.	± 7 ± 2 ± 2 ± 5
Динамический диапазон при спектральном анализе, дБ, не менее	100
Верхние граничные частоты поддиапазонов измерения спектров, Гц	25, 50, 100, 200, 400, 800, 1600, 3200, 6400, 12800, 25600, 51200
Разрешающая способность спектрального анализа, линий	400, 800, 1600, 3200, 6400, 12800, 25600, 51200
Средние частоты 1/3 октавных фильтров 3 класса точности по ГОСТ 17168-82, Гц	800, 1000, 1250, 1600, 2000, 2500, 3200, 4000, 5000, 6400, 8000, 10000, 12800, 16000, 20000
Средние частоты 1/1 октавных фильтров 3 класса точности по ГОСТ 17168-82, Гц	50, 100, 200, 400, 800, 1600, 3200, 6400, 8000, 12800, 16000
Диапазон измерения частоты вращения, Гц (об/мин)	от 2 до 1000 (от 120 до 60000)
Пределы допускаемой относительной погрешности измерения частоты вращения, %	± 1
Диапазон измерения фазы сигнала, синхронного с частотой вращения, °	от 0 до 360
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерения фазы сигнала, синхронного с частотой вращения, °	± 5
Взаимовлияние каналов, дБ, не более	-100
Диапазоны измерения виброускорения (СКЗ) на базовой частоте 160 Гц, м/с ² : - для номинального значения коэффициента преобразования 1 мВ/(м·с ⁻²) - для номинального значения коэффициента преобразования 3 мВ/(м·с ⁻²) - для номинального значения коэффициента преобразования 10 мВ/(м·с ⁻²)	от 0,1 до 3400 включ. от 0,1 до 1100 включ. от 0,1 до 340 включ.

Продолжение таблицы 2

1	2
Диапазоны измерения виброскорости (СКЗ) на базовой частоте 80 Гц, мм/с: - для номинального значения коэффициента преобразования 1 мВ/(м·с⁻²) - для номинального значения коэффициента преобразования 3 мВ/(м·с⁻²) - для номинального значения коэффициента преобразования 10 мВ/(м·с⁻²)	от 0,1 до 6900 включ. от 0,1 до 2300 включ. от 0,1 до 690 включ.
Диапазоны измерения виброперемещения (СКЗ) на базовой частоте 40 Гц, мкм: - для номинального значения коэффициента преобразования 1 мВ/(м·с⁻²) - для номинального значения коэффициента преобразования 3 мВ/(м·с⁻²) - для номинального значения коэффициента преобразования 10 мВ/(м·с⁻²)	от 0,5 до 54900 включ. от 0,1 до 18000 включ. от 0,1 до 5400 включ.
Частотные характеристики полосовых фильтров при измерениях вибрации	по ГОСТ ISO 2954-2014
Полосы частот при измерении виброускорения, виброскорости, виброперемещения, Гц	от 2 до 1000, от 10 до 1000, от 10 до 2000
Пределы относительной погрешности виброанализатора в рабочих диапазонах средних квадратических значений виброускорения, виброскорости и виброперемещения в комплекте с вибропреобразователями, %	±3
Пределы относительной погрешности виброанализатора в рабочем диапазоне частот в комплекте с: - акселерометрами серии 6XX, производства PCB; - акселерометрами серии 6XX, производства RONDS, % - вибропреобразователями серии AP20XX, % - вибропреобразователями следующих моделей: RH103, RH103EX, 604V01, 620V01, AP2085-100, AP2028I, AP2028B, AP1584-A3, AP1585-A3, V202TH-100, 1V202TA-100	±5 ±7 ±7
Пределы относительной погрешности виброанализатора в рабочем диапазоне амплитуд и частот в комплекте с вибропреобразователями: - акселерометрами серии 6XX, производства PCB; - акселерометрами серии 6XX, производства RONDS, % - вибропреобразователями серии AP20XX, % - вибропреобразователями следующих моделей: RH103, RH103EX, 604V01, 620V01, AP2085-100, AP2028I, AP2028B, AP1584-A3, AP1585-A3, V202TH-100, 1V202TA-100	±7 ±9 ±9

Таблица 3 – Технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Время непрерывной работы в режиме измерения, ч, не менее	8
Время полной зарядки аккумуляторной батареи, ч, не более	4,5
Среднее время наработки на отказ, ч, не менее	5000
Масса прибора, кг, не более	1,05
Габаритные размеры, мм, не более: – высота – ширина – длина	38,6 142,6 194
Условия эксплуатации: – температура окружающей среды, °С – относительная влажность воздуха, %	от -20 до +50 от 30 до 90
Степень защиты корпуса по ГОСТ 14254-2015	IP65
Безопасность для работы во взрывоопасных средах (только для виброанализатора в исполнении СД-23В)	1Ex ib [ib] IIB T4 Gb X

Знак утверждения типа

наносится на корпус прибора способом машинной печати и на эксплуатационную документацию типографским способом.

Комплектность средства измерения

Таблица 4 – Комплектность виброанализатора СД-23

Наименование	Обозначение	Количество
1	2	3
Виброанализатор СД-23 (СД-23В) (основной блок)		1 шт.
Акселерометры серии 6XX, производства РСВ, или вибропреобразователи серии AP20XX, или акселерометры серии 6XX, производства RONS, или вибропреобразователи следующих моделей*: RH103, RH103EX, 604V01, 620V01, AP2085-100, AP2028I, AP2028B, AP1584-A3, AP1585-A3, 1V202TH-100, 1V202TA-100		1 комп.
Кабель соединительный для вибропреобразователей*		1 комп.
Держатель магнитный ДМ2*		1 комп.
Оптический отметчик ФД-2 (ФД-2В)**		1 шт.
Кабель соединительный для оптического отметчика**		1 комп.
Штатив ШМД-2		1 шт.

Продолжение таблицы 4

1	2	3
Сетевой адаптер СА-23	SGA40E12-P1J	1 шт.
Наушники шумозащищенные**		1 шт.
Сетевая карта USB2.0>Ethernet		1 шт.
Патч-корд 1,5м		1 шт.
Чехол защитный для СД-23		1 шт.
Пакет программ DREAM v.5 для виброанализатора типа СД		1 шт.
Формуляр	ВАРБ.411711.103 ФО-изм.3	1 экз.
Руководство по эксплуатации	ВАРБ.411711.103 РЭ – изм.13	1 экз.
Сумка приборная большая**		1 шт.
Адаптер BN для проксиметров в комплекте**		1 шт.
Дистрибутивный носитель USB		1 шт.
* тип и количество определяется при заказе ** поставляется по дополнительному заказу		

Сведения о методах (методиках) измерений

приведены в разделах 8 «Настройка измерительных трактов», 9 «Работа во вкладке «Маршруты». Проведение измерений», 10 «Внемаршрутные измерения» Руководства по эксплуатации ВАРБ.411711.103 РЭ – изм. 13.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Росстандарта от 27 декабря 2018 г. № 2772 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений виброперемещения, виброскорости, виброускорения и углового ускорения»;

ГОСТ 30296-95 Аппаратура общего назначения для определения основных параметров вибрационных процессов. Общие технические требования;

ГОСТ ISO 2954-2014 Вибрация. Контроль состояния машин по результатам измерений вибрации на невращающихся частях. Требования к средствам измерений;

ТУ 26.51.6-025-48930889-2016 Виброанализатор СД-23. Технические условия.

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Ассоциация ВАСТ»
(ООО «Ассоциация ВАСТ»)

ИНН 7826690008

Адрес: 198207, г. Санкт-Петербург, пр. Стачек, д. 140

Телефон: +7 (812) 327 55 63

Факс: + 7 (812) 324-65-47

E-mail: vibro@vast.su

Web: <http://www.vibrotek.ru>

Испытательный центр

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

Адрес: 190103, г. Санкт-Петербург, ул. Курляндская, д. 1

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 «07» апреля 2023 г. № 777

Регистрационный № 58954-14

Лист № 1
Всего листов 8

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Комплексы аппаратно-программные для медицинских исследований на базе хроматографа «Хроматэк – Кристалл 5000»

Назначение средства измерений

Комплексы аппаратно-программные для медицинских исследований на базе хроматографа «Хроматэк – Кристалл 5000» (далее – комплексы) предназначены для измерений содержания компонентов в газовых средах, жидких и твердых веществах и материалах.

Описание средства измерений

Комплексы состоят из газового хроматографа с комплектом детекторов и устройств ввода пробы; персонального компьютера (или устройства с аналогичным функциональным назначением); программного обеспечения; набором методик на компьютерном носителе информации.

Принцип действия комплексов основан на разделении компонентов пробы методом газо-адсорбционной, газожидкостной хроматографии и масс-спектрометрии с последующим детектированием и обработкой хроматографических сигналов с помощью программного обеспечения. По режиму работы комплексы относятся к изделиям многократно-циклического действия.

В состав комплексов входят следующие типы детекторов:

- 1) пламенно-ионизационный (ПИД);
- 2) пламенно-фотометрический (ПФД) с фосфорным и (ПФД) с серным каналом;
- 3) термоионный (ТИД);
- 4) фотоионизационный (ФИД);
- 5) по теплопроводности (ДТП);
- 6) термохимический (ДТХ);
- 7) электрозахватный (ЭЗД);
- 8) пульсирующий разрядный (ПРД);
- 9) гелиевый ионизационный детектор (ГИД);
- 10) масс-спектрометрический (МСД).

Хроматографы в составе комплекса выпускаются в двух вариантах конструктивного исполнения: исполнение 1 и исполнение 2.

Хроматографы исполнения 1 представляют собой стационарные лабораторные приборы со встроенной панелью управления.

Хроматографы исполнения 2 имеют возможность подключения выносной панели управления.

Серийные номера наносятся на наклейку, расположенную на задней части хроматографа, в виде цифрового обозначения типографским способом.

Нанесение знака поверки на комплексы не предусмотрено.
Пломбирование комплексов не предусмотрено.

Общий вид комплексов с указанием мест нанесения знака утверждения типа и серийного номера приведен на рисунках 1 и 2.



Рисунок 1. Общий вид, место нанесения знака утверждения типа и серийного номера комплекса аппаратно-программного для медицинских исследований на базе хроматографа «Хроматэк – Кристалл 5000» – исполнение 1 (со встроенной панелью управления).



Рисунок 2. Общий вид, место нанесения знака утверждения типа и серийного номера комплекса аппаратно-программного для медицинских исследований на базе хроматографа «Хроматэк – Кристалл 5000» – исполнение 2 (с возможностью подключения выносной панели управления)

Программное обеспечение

Комплексы оснащены автономным программным обеспечением «Хроматэк Аналитик», обеспечивающим управление режимами, проведение анализов, сбор, обработку и хранение данных.

Уровень защиты программного обеспечения от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «Высокий» согласно Р 50.2.077-2014.

Идентификационные данные программного обеспечения приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
	Хроматэк Аналитик	Хроматэк Аналитик
Идентификационное наименование программного обеспечения	Хроматэк Аналитик	Хроматэк Аналитик
Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	2.6.0.9 и выше	3.0.0.2 и выше
Цифровой идентификатор программного обеспечения	b55a8ef086260598cb478 93e25a34799	183cfadacae18722407391 64795ebcb4
Идентификационное наименование файлов программного обеспечения	AnlCheckup.dll	Analytic3Core.dll
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения	MD5	

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

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Предел детектирования, г/см ³ , не более: - ДТП стандартного исполнения по гептану (или пропану) - ДТП стандартного исполнения по водороду - ДТП повышенной чувствительности по гептану (или пропану) - ДТП повышенной чувствительности по водороду - ДТП микро по гептану (или пропану) - ДТП микро по водороду - ДТП микро повышенной чувствительности по гептану (или пропану) - ДТП микро повышенной чувствительности по водороду - ДТХ по водороду	2,0·10 ⁻⁹ 1,0·10 ⁻⁹ 3,5·10 ⁻¹⁰ 8,0·10 ⁻¹¹ 1,0·10 ⁻⁹ 7,0·10 ⁻¹⁰ 3,5·10 ⁻¹⁰ 1,0·10 ⁻¹⁰ 5,0·10 ⁻¹¹
Предел детектирования, г/с, не более: - ПИД по углероду в углеводородах (гептане, пропане и др.) - ПИД повышенной чувствительности по углероду в углеводородах (гептане, пропане и др.) - ПФД по фосфору в фосфорорганических соединениях - ПФД по сере в серосодержащих соединениях - ТИД по фосфору в фосфорорганических соединениях - ЭЗД стандартного исполнения по линдану	1,1·10 ⁻¹² 9,0·10 ⁻¹³ 1,0·10 ⁻¹³ 8,0·10 ⁻¹³ 1,5·10 ⁻¹⁴ 1,7·10 ⁻¹⁴
- ЭЗД микро по линдану - ПРД по метану (или по водороду) - ГИД по метану (или по водороду) - ФИД по бензолу	3,9·10 ⁻¹⁵ 2,2·10 ⁻¹³ 4,5·10 ⁻¹² 2,0·10 ⁻¹³
Отношение сигнал/шум МСД при вводе 1,0·10 ⁻¹¹ г гексахлорбензола, не менее	1500:1
Относительное среднее квадратическое отклонение (СКО) выходного сигнала хроматографа (время удерживания) при дозировании с помощью автоматического дозатора, %, не более: - ПИД, ПИД повышенной чувствительности, ЭЗД стандартного исполнения, ЭЗД микро - ПФД, ТИД, ДТП стандартного исполнения, ДТП повышенной чувствительности, ДТП микро, ДТП микро повышенной чувствительности, ДТХ, ФИД - ПРД, ГИД, МСД	0,1 0,2 0,4

Наименование характеристики	Значение
Относительное СКО выходного сигнала хроматографа (площадь пика) при дозировании с помощью автоматического дозатора, %, не более: - ПИД, ПИД повышенной чувствительности, ПФД, ДТП стандартного исполнения, ДТП повышенной чувствительности, ДТП микро, ДТП микро повышенной чувствительности, ДТХ, ЭЗД стандартного исполнения, ЭЗД микро, ФИД - ТИД, ПРД, ГИД - МСД	1 2 4
Относительное среднее квадратическое отклонение (СКО) выходного сигнала хроматографа (время удерживания) при ручном дозировании, %, не более: - ПИД, ПИД повышенной чувствительности, ПФД, ТИД, ДТП стандартного исполнения, ДТП повышенной чувствительности, ДТП микро, ДТП микро повышенной чувствительности, ДТХ, ЭЗД стандартного исполнения, ЭЗД микро, ФИД, ПРД, ГИД, МСД	2
Относительное СКО выходного сигнала хроматографа (высота пика) при ручном дозировании, %, не более: - ПИД, ПИД повышенной чувствительности, ДТП стандартного исполнения, ДТП повышенной чувствительности, ДТП микро, ДТП микро повышенной чувствительности, ДТХ, ПРД, ГИД - ПФД, ТИД, ЭЗД стандартного исполнения, ЭЗД микро, ФИД	2 4
Относительное СКО выходного сигнала хроматографа (площадь пика) при ручном дозировании, %, не более: - ПИД, ПИД повышенной чувствительности, ДТП стандартного исполнения, ДТП повышенной чувствительности, ДТП микро, ДТП микро повышенной чувствительности, ДТХ, ПРД, ГИД	2
- ПФД, ТИД, ЭЗД стандартного исполнения, ЭЗД микро, ФИД - МСД	4 5
Относительное изменение выходного сигнала (высота, площадь пика и время удерживания) за 48 ч непрерывной работы хроматографа, %, не более - ПИД, ПИД повышенной чувствительности, ДТП стандартного исполнения, ДТП повышенной чувствительности, ДТП микро, ДТП микро повышенной чувствительности, ГИД - ПФД, ТИД, ДТХ, ЭЗД стандартного исполнения, ЭЗД микро, ПРД, ФИД	±5 ±10

Наименование характеристики	Значение
Относительное изменение выходного сигнала (площадь пика и время удерживания) за 8 ч непрерывной работы хроматографа для МСД, %, не более	±5

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Параметры электрического питания: - напряжение переменного тока, В - частота переменного тока, Гц	220±22 50±1
Потребляемая мощность без персонального компьютера в установившемся режиме, кВт, не более: - хроматограф комплекса исполнение 1 - хроматограф комплекса исполнение 2 - МСД (без форвакуумного насоса)	1,0 1,0 0,5
Габаритные размеры (высота×ширина×длина), мм, не более: - хроматограф комплекса исполнение 1 - хроматограф комплекса исполнение 2 - МСД (без переходной линии)	540×590×600 540×590×600 470×350×750
Масса, кг, не более: - хроматограф комплекса исполнение 1 - хроматограф комплекса исполнение 2 - МСД	48 48 60
Условия эксплуатации: - температура окружающей среды, °С - относительная влажность при 25 °С, %, не более - атмосферное давление, кПа	от 10 до 35 80 от 84 до 106,7
Средний срок службы комплекса, лет, не менее Наработка на отказ комплекса, час, не менее	7 10000

Знак утверждения типа

наносится на наклейку, расположенную на задней части комплекса, типографским способом, на титульные листы эксплуатационной документации в верхней части листа над наименованием документа

Комплектность средства измерений

Комплект поставки определяется заказом потребителя из составных частей комплекса, приведенных в таблице 4.

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Хроматограф «Хроматэк – Кристалл 5000» исполнение 1	214.2.840.039	1
Хроматограф «Хроматэк – Кристалл 5000» исполнение 2	214.2.840.039-01	1
Комплект ЗИП (Согласно формуляра 214.2.840.043ФО)	-	1
Блок фильтров	214.5.884.012	по заказу
Программное обеспечение «Хроматэк Аналитик» (на компьютерных носителях информации)	214.00045-51	1
Персональный компьютер	-	по заказу
Методика на компьютерном носителе информации	-	по заказу
Упаковка	-	по заказу
Сменные части хроматографа		
Детекторы		
Детектор ДТП	-	по заказу
Детектор ФИД	-	по заказу
Детектор ЭЗД	-	по заказу
Детектор ПИД	-	по заказу
Детектор ПФД	-	по заказу
Детектор ТИД	-	по заказу
Мультидетектор ПИД1/ПИД2/ПФД/ЭЗД	-	по заказу
Мультидетектор ПИД/ПФД/ЭЗД	-	по заказу
Мультидетектор ЭЗД/ТИД	-	по заказу
Мультидетектор ЭЗД/ПИД	-	по заказу
Детектор масс-спектрометрический	-	по заказу
Детектор ДТХ	-	по заказу
Детектор ПРД	-	по заказу
Детектор ГИД	-	по заказу
Испарители		
Испаритель капиллярный	-	по заказу
Испаритель насадочный	-	по заказу
Испаритель программируемый	-	по заказу
Сервисные устройства		
Дозатор автоматический жидкостный ДАЖ-2М	-	по заказу
Дозатор автоматический газовый ДАГ-1М	-	по заказу
Дозатор равновесного пара	-	по заказу
Кран 6-ти портовый	-	по заказу
Кран 10-ти портовый	-	по заказу
Вакуумный дегазатор	-	по заказу
Кран-дозатор сжиженных газов	-	по заказу
Испаритель пиролитический	-	по заказу
Инжектор бесшприцевого ввода	-	по заказу
Термодесорбер ТДС-1	-	по заказу
Переключатель колонок	-	по заказу

Наименование	Обозначение	Количество
Компрессор	-	по заказу
Генератор водорода	-	по заказу
Устройство для достижения равновесия	-	по заказу
Устройство регенерации фильтров	-	по заказу
Ведомость эксплуатационных документов и документы согласно 214.2.840.043ВЭ	214.2.840.043ВЭ	1
Методика поверки		1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в эксплуатационном документе 214.2.840.043РЭ в разделе 1 «Описание и работа» и Приложении Б «Перечень методик анализа».

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Росстандарта от 10 июня 2021 г № 988 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений содержания органических и элементарноорганических компонентов в жидких и твердых веществах и материалах»;

Приказ Росстандарта от 31 декабря 2020 г № 2315 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений содержания компонентов в газовых и газоконденсатных средах»;

ТУ 9443-004-12908609-99 Комплекс аппаратно-программный для медицинских исследований на базе хроматографа «Хроматэк-Кристалл 5000». Технические условия.

Изготовитель

Закрытое акционерное общество Специальное конструкторское бюро «Хроматэк» (ЗАО СКБ «Хроматэк»)

ИНН: 1215032212

Адрес: 424000, Республика Марий Эл, г. Йошкар-Ола, ул. Строителей, д. 94

Телефон (факс): (88362)68-59-16, (68-59-69)

Web-сайт: www.chromatec.ru

E-mail: mail@chromatec.ru

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Республике Марий Эл» (ФБУ «Марийский ЦСМ»)

Адрес: 424006, г. Йошкар-Ола, ул. Соловьева, д. 3

Телефон (факс): (8362) 41-20-18, (41-16-94)

Web-сайт: www.maricsm.ru

E-mail: metr@maricsm.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № 30118-11.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «07» апреля 2023 г. № 777

Регистрационный № 72632-18

Лист № 1
Всего листов 12

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Счетчики электрической энергии однофазные многофункциональные СЕ207

Назначение средства измерений

Счетчики электрической энергии однофазные многофункциональные СЕ207 (далее – счетчики) предназначены для измерения активной и реактивной электрической энергии, параметров силы тока, напряжения, активной и реактивной мощности, частоты сети, коэффициентов мощности, организации многотарифного учета электроэнергии, и контроля качества электроэнергии.

Описание средства измерений

Принцип действия счетчиков основан на измерении мгновенных значений входных сигналов тока и напряжения аналого-цифровым преобразователем, с последующим вычислением среднеквадратических значений токов и напряжений, активной, реактивной мощности и энергии, углов сдвига фазы, коэффициента мощности и частоты. Алгоритм вычисления реактивной мощности (энергии) – по первой гармонике.

Счетчики в зависимости от исполнения предназначены для внутренней или наружной установки в зависимости от исполнения корпуса.

Исполнения счетчиков для внутренней установки, применяются внутри помещений, в местах, имеющих дополнительную защиту от влияния окружающей среды в жилых и в общественных зданиях, счетчики для наружной установки могут использоваться без дополнительной защиты от окружающей среды, и устанавливаются на опору линии электропередачи. Счетчики применяются в бытовом и в промышленном секторе.

Счетчики могут использоваться автономно, или в составе автоматизированных информационно-измерительных систем коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ (АСКУЭ).

Счетчики имеют в своем составе микроконтроллер, энергонезависимую память данных и встроенные часы реального времени, позволяющие вести учет активной и реактивной электроэнергии нарастающим итогом в прямом или в прямом и обратном направлении по тарифным зонам суток, датчики тока (шунты и/или трансформаторы тока), испытательное выходное устройство, оптический порт для локального съема показаний и интерфейсы для съема показаний системами автоматизированного учета потребленной электроэнергии, индикаторы функционирования, для исполнений внутренней установки - жидкокристаллический индикатор для просмотра измеряемой информации, клавиатуру с одной или несколькими кнопками,.

Счетчики ведут измерение и учет времени и даты с возможностью задания автоматического перехода на летнее/зимнее время.

В зависимости от настройки счетчики могут вести измерение и учет только потребленной активной или потребленной и отпущенной активной и реактивной электрической энергии суммарно и по тарифам указанным в тарифных программах счетчика.

Счетчики в зависимости от исполнения и настройки обеспечивают учет, фиксацию и хранение, измерение, индикацию на жидкокристаллическом индикаторе и выдачу по интерфейсам:

- количества только потребленной активной или потребленной и отпущенной активной и реактивной электроэнергии нарастающим итогом суммарно и отдельно по тарифам;

- архивов показаний учитываемых видов энергии, зафиксированных при смене суток, месяцев, лет;

- графиков (профилей) активных и реактивных мощностей (потребления и отпуска), напряжений и частоты усредненных на заданном интервале времени от 1 до 60 минут за период;

- архивов максимальных значений активной потребленной мощности, усредненной на заданном интервале усреднения, зафиксированных за месяц, с датой и временем их достижения;

- среднеквадратического значения напряжения;

- среднеквадратических значений тока по фазе и/или нулю;

- активной мощности по фазе и / или нулю;

- реактивной мощности по фазе и / или нулю;

- полной мощности по фазе и / или нулю;

- коэффициента мощности по фазе и / или нулю;

- частоты измерительной сети;

- для исполнения U с учетом пределов допускаемой погрешности при измерении параметров качества электрической энергии в соответствии с классом «S» с характеристиками процесса измерений по ГОСТ 30804.4.30-2013, указанными в таблице 4:

- прерывания напряжения;

- глубины последнего и не менее 11 предыдущих провалов напряжения;

- длительности последнего и не менее 11 предыдущих провалов напряжения;

- последнего и не менее 11 предыдущих максимальных значений напряжения при перенапряжении;

- длительности последнего и не менее 11 предыдущих перенапряжений;

- отрицательное и положительное отклонения напряжения электропитания;

- отклонение частоты;

- оценка соответствия качества электроэнергии нормам в соответствии с ГОСТ 32144-2013 последнего и не менее 20 предыдущих недельных периодов оценки качества электроэнергии. Перечень показателей для которых выполняется оценка соответствия нормам отмечен знаком «***» в таблице 6.

В качестве основного интервала времени используемого при объединении результатов измерений показателей качества электроэнергии, используется интервал кратный 20 мс времени счетчика, несинхронизированный с периодом основного тона сигнала напряжения.

В счетчиках в зависимости от исполнения предусмотрена функция реле управления нагрузкой потребителя (модификация Q) и (или) реле сигнализации (модификация S).

Счетчики в зависимости от исполнения обеспечивают фиксацию в журналах с сохранением даты и времени следующих событий: корректировок времени, изменений настроек счетчика, результатов автоматической самодиагностики работы, фактов вскрытий клеммой крышки и корпуса, отклонений параметров сети, отклонений показателей качества электроэнергии.

Счетчики исполнения F обеспечивают фиксацию электромагнитных воздействий.

Счетчики в зависимости от исполнения имеют один или два электрических испытательных выходов (телеметрические выходы).

Счетчики имеют оптические испытательные выходы (индикаторы работы).

Счетчики исполнения L имеют подсветку жидкокристаллического индикатора.

Счетчики исполнения D поставляются с дополнительным индикаторным устройством, осуществляющим обмен информацией со счетчиком по интерфейсу удаленного доступа.

Обмен информацией с внешними устройствами обработки данных осуществляется через оптический порт и/или интерфейсы удаленного доступа, в зависимости от исполнения счетчика.

Обмен информацией по оптическому порту осуществляется с помощью оптической головки, соответствующей ГОСТ Р МЭК 61107-2001.

Протокол обмена по оптическому порту и интерфейсам удаленного доступа, в зависимости от исполнения счетчика соответствует стандартам IEC 62056 (DLMS/COSEM) «Обмен данными при считывании показаний счетчиков, тарификации и управления нагрузкой», DLP, ГОСТ Р МЭК 61107-2001 «Обмен данными при считывании показаний счетчиков, тарификации и управления нагрузкой. Прямой локальный обмен данными», протокол SE, протокол ModBus, протокол SMP, протокол СПОДЭС. Перечень поддерживаемых протоколов обмена может быть расширен производителем. Поддерживаемые протоколы обмена указаны в эксплуатационной документации счетчика.

Обслуживание счетчиков производится с помощью технологического программного обеспечения «Admin Tools» (далее -программf обслуживания).

Структура условного обозначения модификаций счетчиков приведена на рисунке 1.

Заводские номера, идентифицирующие каждый из счетчиков, наносятся на лицевую панель счетчика, офсетной печатью (или другим способом, не ухудшающим качества) в числовом формате.

Фото общего вида счетчиков с указанием схемы пломбировки от несанкционированного доступа приведены на рисунках 2 и 3.



Рисунок 1 - Структура условного обозначения счетчиков

Примечание: * - количество символов определяется наличием дополнительных программно-аппаратных опций в соответствии с таблицами 1 и 2.

Таблица 1*

№ п/п	Обозначение	Интерфейс
1	O	Оптический порт
2	I	Irda (инфракрасный)
3	A	RS485
4	E	RS232
5	M	MBUS
6	P	PLC
7	R1	Радиоинтерфейс со встроенной антенной
8	R2	Радиоинтерфейс с внешней антенной
9	R3	Радиоинтерфейс с возможностью переключения на работу с внутренней или внешней антенной
10	G	GSM
11	B	USB
12	C	Картоприемник
13	N	Ethernet
14	W	WiFi
15	K	Клавиатура
16	T	Bluetooth
17	F	NFC
18	D	RFID

Таблица 2*

№ п/п	Обозначение	Дополнительная функция
1	Q	Реле управления нагрузкой потребителя
2	S	Реле сигнализации
3	D	Внешний дисплей
4	U	Показатели качества электрической энергии
5	V	Электронные пломбы
6	L	Подсветка жидкокристаллического индикатора
7	F	Датчик электромагнитного воздействия
8	N	Внешнее питание интерфейса
9	X	Расширенный диапазон напряжения

Примечание: * - перечни литер обозначающих исполнения модулей связи и дополнительных функций могут быть расширены производителем. Описание вновь введенных литер приведено в эксплуатационной документации на счетчики и на сайте производителя. Дополнительные литеры могут быть введены только для функциональности, не влияющей на метрологические характеристики счетчика.

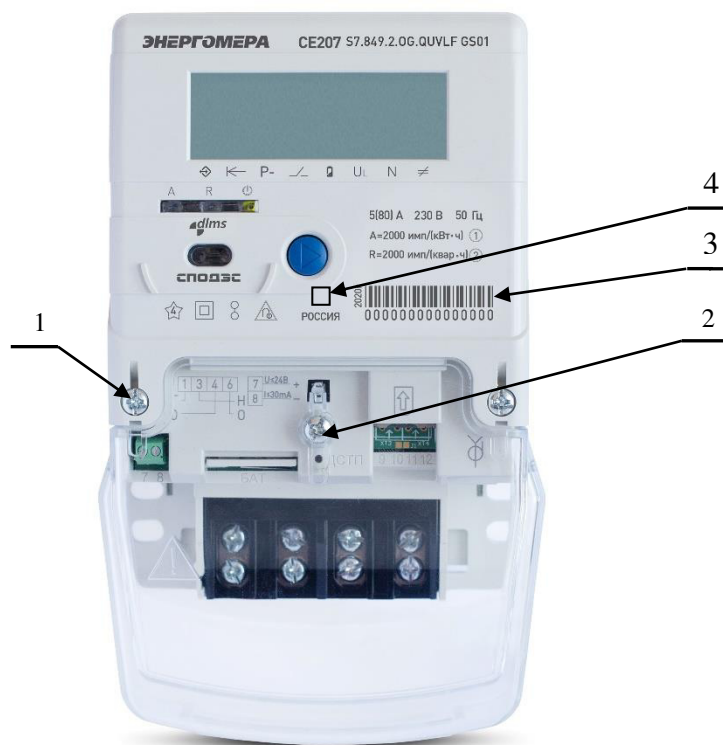


Рисунок 2 – Общий вид счетчика CE207 S7

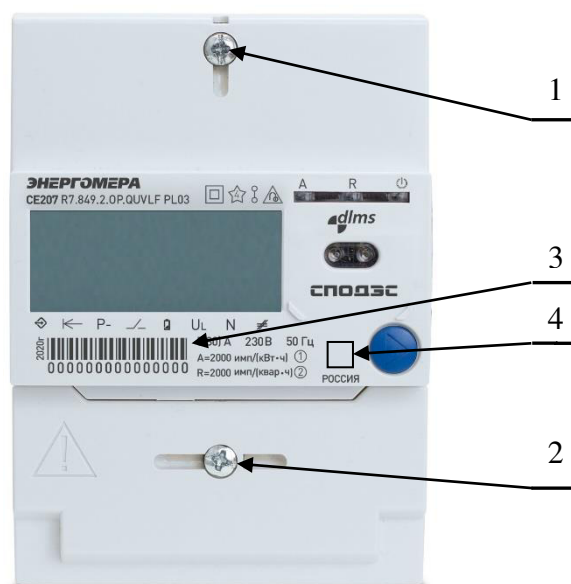


Рисунок 3 – Общий вид счетчика CE207 R7

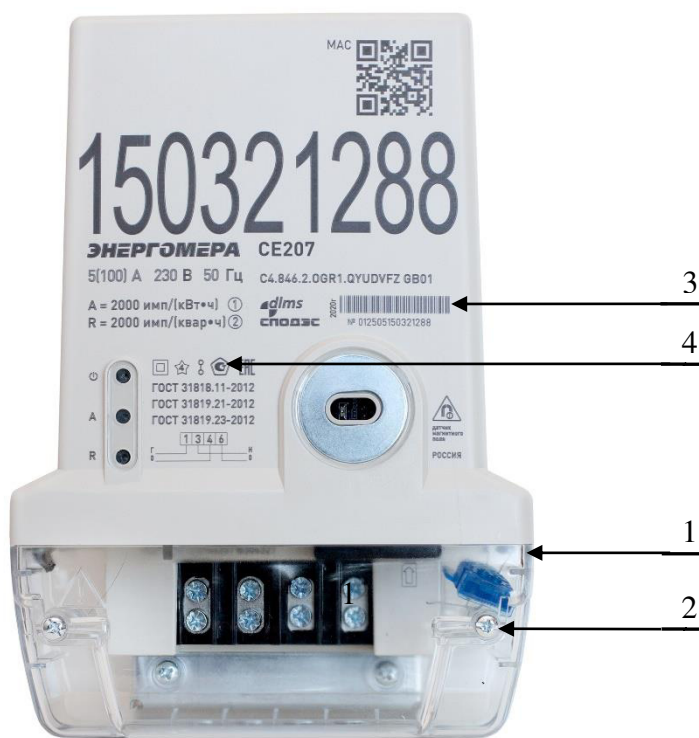


Рисунок 4 – Общий вид счетчика CE207 C4

- 1 – место знака поверки
- 2 – место пломбирования электроснабжающей организации
- 3 – место нанесения заводского номера
- 4 – место нанесения знака утверждения типа

Программное обеспечение

Структура программного обеспечения (далее – ПО) счетчика разделено на метрологически значимую и метрологически незначимую части, имеет контрольную сумму метрологически значимой части и записывается в устройство на стадии его производства.

Влияние ПО на точность показаний счетчиков находится в границах, обеспечивающих метрологические характеристики, указанные в таблице 5. Диапазон представления, длительность хранения и дискретность результатов измерений соответствуют нормированной точности счетчика.

Идентификационные данные программного обеспечения (в дальнейшем ПО) счетчиков электрической энергии однофазныхмногофункциональных CE207, указаны в таблице 3

Таблица 3

Идентификационные данные (признаки)	Значение			
	2070	2071	2072	2073
Идентификационное наименование ПО	2070	2071	2072	2073
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1			
Цифровой идентификатор ПО	31BF	A379	DDAC	E87F

Уровень защиты программного обеспечения от непреднамеренных и преднамеренных изменений высокий по Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Основные метрологические и технические характеристики счетчиков указаны в таблицах 4-7.

Таблица 4 - метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Класс точности по активной энергии (мощности*) по ГОСТ 31819.21-2012	1
Класс точности по реактивной энергии (мощности*) по ГОСТ 31819.23-2012	1 или 2
Номинальное напряжение, В	230
Базовый ток (максимальный ток), А	5(60); 5(80); 5(100) или 10(100)
Стартовый ток (чувствительность), мА - для счётчиков с базовым током (максимальным током) 5(60)А; - для остальных счётчиков	10 20
Частота измерительной сети, Гц	от 47,5 до 52,5
Предел допускаемого значения основной относительной погрешности при измерении полной мощности, %	В соответствии с таблицей 6
Диапазон измеряемых напряжений, в % от номинального: - для счетчиков модификации Х; - для остальных счетчиков	от 75 до 120 от 75 до 115
Предел допускаемого значения основной относительной погрешности при измерении среднеквадратических значений напряжений, %	±0,5
Диапазон измеряемых токов, в % от номинального значения: - для счетчиков 5 (60) А; - для счетчиков 5 (80) А; - для счетчиков 5 (100) А; - для счетчиков 10 (100)А	от 5 до 1200 от 5 до 1800 от 5 до 2000 от 5 до 1000
Предел допускаемого значения основной относительной погрешности при измерении среднеквадратических значений силы тока, %	±2,0
Предел допускаемого значения абсолютной погрешности при измерении частоты напряжения сети, Гц:	±0,05
Средний температурный коэффициент при измерении токов и напряжения, %/К	±0,05
Диапазон измерения коэффициента мощности cos φ	от 0,8(емк) до 1,0 до 0,5(инд)
Пределы допускаемых значений основной абсолютной погрешности при измерении коэффициента мощности Δcos φ	±0,05

Таблица 5 - пределы допускаемых значений основной относительной погрешности при измерении полной мощности δS

Значение тока, А	Пределы допускаемой основной погрешности при измерении полной мощности, %, для счетчиков класса точности по активной/реактивной энергии	
	1/1	1/2
$0,05 I_6 \leq I < 0,10 I_6$	$\pm 1,5$	$\pm 2,5$
$0,10 I_6 \leq I \leq I_{\text{макс}}$	$\pm 1,0$	$\pm 2,0$

Таблица 6 - пределы допускаемой погрешности при измерении показателей качества электроэнергии

Наименование характеристики	Диапазон измерений (показаний)	Пределы допускаемых основных погрешностей измерений
Отрицательное отклонение напряжения электропитания $\delta U_{(-)}$, % ***	от 0 до 25	$\pm 0,5^*$
Положительное отклонение напряжения электропитания $\delta U_{(+)}$, % ***: - для исполнений Х - для остальных счетчиков	от 0 до 20 от 0 до 15	$\pm 0,5^*$
Глубина провала напряжения, %	от 0 до 25	$\pm 0,5^*$
Длительность прерывания напряжения, с	от 1 до $3 \cdot 10^9$	± 2
Максимальное значение напряжения при перенапряжении, В для исполнений Х для остальных исполнений	от 0 до 276 от 0 до 264	$\pm 0,5\% U_{\text{ном}}^*$
Длительность перенапряжения $\Delta t_{\text{п}}$, с	от 2 до 60	± 2
Длительность провала напряжения $\Delta t_{\text{п}}$, с	от 2 до 60	± 2
Отклонение частоты Δf , Гц ***	от -2,5 до +2,5	$\pm 0,05^{**}$
Примечание: * - пределы допускаемых основных погрешностей при измерении параметров качества электроэнергии отмеченных символом, нормированы исходя из пределов допускаемой основной погрешности при измерении напряжения указанных в таблице 4. ** - пределы допускаемой основной погрешности при измерении отклонения частоты, нормированы исходя из пределов допускаемых значений абсолютной погрешности при измерении частоты напряжения сети; *** - параметры, для которых выполняется оценка соответствия нормам по ГОСТ 32144-2013.		

Таблица 7 - технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон рабочих температур окружающего воздуха, °С	от -40 до +70
Диапазон температур транспортирования и хранения, °С	от - 50 до +70
Диапазон значений постоянной счетчика, имп.(кВт·ч) (имп./квар·ч)	от 400 до 4800
Полная мощность, потребляемая каждой цепью тока, при базовом токе, не более, В·А: - для счетчиков модификации Q; - для остальных счетчиков	0,50 0,05
Полная (активная) мощность, потребляемая цепью напряжения счетчика (без учета потребления модулей связи) при номинальном значении напряжения, не более, В·А (Вт)	10 (1)
Активная мощность потребления модулей связи, не более, Вт	3,0
Пределы основной абсолютной погрешности часов, с/сутки	±0,5
Дополнительная погрешность часов при нормальной температуре и при отключенном питании, не более, с/сутки	±1,0
Пределы дополнительной температурной погрешности часов, не более, с/(°С·сутки) - в диапазоне температур от -10 до +45 °С; - в диапазоне температур от -40 до +70 °С	±0,15 ±0,20
Длительность хранения информации при отключении питания, не менее, лет	30
Длительность учета времени и календаря при отключенном питании, не менее, лет	16
Число тарифов (в зависимости от исполнения), шт.	от 4 до 8
Число временных зон тарифной программы в сутках, не менее	12
Интервалы усреднения значений графиков (профилей) нагрузки, мин	от 1 до 60
Архивы показаний учитываемых видов энергии при смене: - суток, не менее; - месяцев или расчетных периодов, не менее	128 36
Количество электрических испытательных выходов с параметрами по ГОСТ 31819.21-2012 (телеметрических выходов)	до 2
Количество оптических испытательных выходов с параметрами по ГОСТ 31818.11-2012 - для счетчиков активной энергии; - для счетчиков активно/реактивной энергии	1 2
Скорость обмена по интерфейсам, в зависимости от используемого канала связи, бит/с	от 100 до 19200
Скорость обмена через оптический порт, бит/с	от 300 до 19200
Масса счетчика, не более, кг	1,0

Продолжение таблицы 7

Наименование характеристики	Значение
Габаритные размеры корпуса (высота×ширина×глубина), не более, мм: - для R7; - для S7; - для C4	129×90×62 200×122×73 230×160×79
Средняя наработка на отказ, не менее, ч	280 000
Средний срок службы до первого капитального ремонта счетчиков, не менее, лет	30

Знак утверждения типа

наносится на панель счетчиков офсетной печатью (или другим способом, не ухудшающим качества), на титульный лист руководства по эксплуатации типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность счетчиков приведена в таблице 8.

Таблица 8

Наименование	Обозначение	Количество
Счетчик электрической энергии однофазный многофункциональный СЕ207 (одно из исполнений)	-	1
Руководство по эксплуатации	САНТ.411152.194 РЭ	1
Формуляр	САНТ.411152.194 ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 3 «Подготовка счетчика к работе» и разделе 4 «Порядок снятия показаний» руководства по эксплуатации.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к счетчикам электрической энергии однофазным многофункциональным СЕ207

ГОСТ 31819.21-2012 Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 21. Статические счетчики активной энергии классов точности 1 и 2;

ГОСТ 31818.11-2012 Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Общие требования. Испытания и условия испытаний. Часть 11. Счетчики электрической энергии;

ГОСТ 31819.23-2012 Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Статические счетчики реактивной энергии;

ГОСТ 32144-2013 Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения;

ГОСТ 30804.4.30-2013 Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Методы измерений показателей качества электрической энергии;

ГОСТ Р МЭК 61107-2011 Обмен данными при считывании показаний счетчиков, тарификации и управления нагрузкой. Прямой локальный обмен данными;

ТУ 26.51.63-130-63919543-2017 Счетчики электрической энергии однофазные многофункциональные СЕ207. Технические условия.

Изготовитель

Акционерное общество «Электротехнические заводы «Энергомера»
(АО «Энергомера»)
ИНН 2635133470
Адрес: 355029, Ставропольский край, г. Ставрополь, ул. Ленина, д. 415

Испытательный центр

Федеральное государственное бюджетное учреждение «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы» (ФГБУ «ВНИИМС»)
Место нахождения: 119361, г. Москва, ул. Озерная, д. 46
Адрес: 119361, г. Москва, ул. Озерная, д. 46
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № 30004-13.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «07» апреля 2023 г. № 777

Регистрационный № 66691-17

Лист № 1
Всего листов 27

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные СЕ307

Назначение средства измерений

Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные СЕ307 (далее по тексту – счетчики) предназначены для измерения активной и реактивной электрической энергии, параметров силы тока, напряжения, активной и реактивной мощности, частоты сети, угла сдвига фаз, коэффициентов мощности в трехфазных цепях переменного тока, организации многотарифного учета электроэнергии, и контроля качества электроэнергии.

Описание средства измерений

Принцип действия счетчиков основан на преобразовании мгновенных значений входных сигналов тока и напряжения аналого-цифровым преобразователем, с последующим вычислением среднеквадратических значений токов и напряжений, активной, реактивной мощности и энергии, углов сдвига фазы, коэффициента мощности и частоты. Алгоритм вычисления реактивной мощности (энергии) – по первой гармонике. Алгоритм вычисления полной мощности – произведение среднеквадратических значений напряжений и токов.

Счетчики предназначены для внутренней или наружной установки в зависимости от исполнения корпуса.

Исполнения счетчиков для внутренней установки, применяются внутри помещений, в местах, имеющих дополнительную защиту от влияния окружающей среды, в жилых и в общественных зданиях, в бытовом и в промышленном секторе.

Исполнения счетчиков для наружной установки, могут использоваться без дополнительной защиты от окружающей среды, и устанавливаются на опору линии электропередачи или на фасаде здания.

Счетчики могут использоваться автономно, или в составе автоматизированных информационно-измерительных систем коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ (АСКУЭ).

Счетчики имеют в своем составе микроконтроллер, энергонезависимую память данных и встроенные часы реального времени, позволяющие вести учет активной и реактивной электроэнергии нарастающим итогом в прямом или в прямом и обратном направлении по тарифным зонам суток, три датчика тока (шунт или трансформатор тока), испытательное выходное устройство, оптический порт для локального съема показаний и интерфейсы для съема показаний системами автоматизированного учета потребленной электроэнергии, жидкокристаллический индикатор для просмотра измеряемой информации, клавиатуру с одной или несколькими кнопками, индикаторы функционирования.

Счетчики ведут измерение и учет времени и даты с возможностью задания автоматического перехода на летнее/зимнее время.

В зависимости от исполнения счетчики могут вести измерение и учет только потребленной активной или потребленной и отпущенной активной и реактивной электрической энергии суммарно и по тарифам указанным в активных тарифных программах в соответствии с сезонными недельными расписаниями и суточными программами смены тарифных зон (тарифными программами). Сезонное недельное расписание может предусматривать различные суточные тарифные программы для различных дней недели. В счетчике также предусматривается назначение тарифных программ для исключительных (особых) дней, а также, в зависимости от исполнения, назначение тарифов или тарифных программ по заданным событиям.

Счетчики в зависимости от исполнения обеспечивают учет, фиксацию и хранение, измерение, индикацию на жидкокристаллическом индикаторе и выдачу по интерфейсам:

количества только потребленной активной или потребленной и отпущенной активной и реактивной электроэнергии нарастающим итогом суммарно и отдельно по тарифам;

количества только потребленной активной или потребленной и отпущенной активной и реактивной электроэнергии нарастающим итогом суммарно по каждой фазе;

архивов показаний учитываемых видов энергии, зафиксированных при смене суток, месяцев, лет в соответствии с таблицей 1.

Таблица 1 - Глубина хранения архивов показаний учитываемых видов энергии, зафиксированных при смене суток, месяцев, лет

Момент фиксации	глубина хранения	
	для всех исполнений	для исполнений Z
при смене суток	не менее 36	не менее 128
при смене месяцев или расчетных периодов	не менее 12	не менее 36
при смене лет	-	не менее 10

графиков (профилей) активных и реактивных мощностей (потребления и отпуска), напряжений и частоты усредненных на заданном интервале времени от 1 до 60 минут за период;

архивов максимальных значений активной потребленной мощности, усредненной на заданном интервале усреднения, зафиксированных за месяц, с датой и временем их достижения;

для исполнения Т количества импульсов, учтенных по каждому импульсному входу;

среднеквадратических значений фазных напряжений по каждой фазе;

среднеквадратических значений тока в каждой фазе;

активной мощности суммарно и по каждой фазе;

реактивной мощности суммарно и по каждой фазе;

полной мощности суммарно и по каждой фазе;

полной мощности суммарно и по каждой фазе;

коэффициента мощности суммарно и по каждой фазе;

частоты измерительной сети;

для исполнения U с учетом пределов допускаемой погрешности при измерении параметров качества электрической энергии в соответствии с классом «В» характеристики процесса измерений ГОСТ 30804.4.30-2013, указанных в таблице 15:

прерывания напряжения;

глубины последнего и не менее 11 предыдущих провалов напряжения;

длительности последнего и не менее 11 предыдущих провалов напряжения;

последнего и не менее 11 предыдущих максимальных значений напряжения при перенапряжении;

длительности последнего и не менее 11 предыдущих перенапряжений;

отрицательное и положительное отклонения напряжения электропитания;

отклонение частоты.

оценка соответствия качества электроэнергии нормам в соответствии с ГОСТ 32144-2013 последнего и не менее 20 предыдущих недельных периодов оценки качества электроэнергии. Перечень показателей для которых выполняется оценка соответствия нормам приведен в таблице 15.

Измерение показателей качества электроэнергии выполняется с классом характеристик процесса измерений по ГОСТ 30804.4.30-2013 на основе несинхронных с сетью и всемирным координированным временем UTC измерениях среднеквадратических значений напряжения.

В счетчиках в зависимости от исполнения предусмотрена функция реле управления нагрузкой потребителя(исполнение Q) и(или) реле сигнализации (исполнение S).

Счетчики в зависимости от исполнения обеспечивают фиксацию в журналах с сохранением даты и времени следующих событий: корректировок времени, изменений настроек счетчика, результатов автоматической самодиагностики работы, фактов вскрытий клеммой крышки и корпуса, отклонений параметров сети, отклонений показателей качества электроэнергии.

Счетчики исполнения F обеспечивают фиксацию воздействий магнитом.

Счетчики в зависимости от исполнения имеют один или два электрических испытательных выходов (телеметрические выходы).

Счетчики имеют оптические испытательные выходы (индикаторы работы).

Счетчики исполнения T имеют телеметрические входы.

Счетчики исполнения L имеют подсветку жидкокристаллического индикатора.

Счетчики исполнения D поставляются с дополнительным индикаторным устройством SE901, осуществляющим обмен информацией со счетчиком по радиointерфейсу или PLC.

Счетчики исполнения J имеют вход для подключения внешнего резервного источника питания, для обеспечения съема показаний по интерфейсам при отсутствии напряжений во входных измерительных цепях.

Обмен информацией с внешними устройствами обработки данных осуществляется через оптический порт и один из интерфейсов удаленного доступа, в зависимости от исполнения счетчика.

Обмен информацией по оптическому порту осуществляется с помощью оптической головки, соответствующей ГОСТ IEC 61107-2011.

Протокол обмена по оптическому порту и интерфейсам удаленного доступа, в зависимости от исполнения счетчика соответствует стандартам IEC 62056 (DLMS/COSEM) «Обмен данными при считывании показаний счетчиков, тарификации и управления нагрузкой», DLP, ГОСТ IEC 61107-2011 «Обмен данными при считывании показаний счетчиков, тарификации и управления нагрузкой. Прямой локальный обмен данными», протокол SE, протоколы ModBus, SMP, DLMS, СПОДЕС.

Обслуживание счетчиков производится с помощью технологического программного обеспечения «AdminTools».

Структура условного обозначения приведена на рисунке 1.

Фото общего вида счетчиков с указанием схемы пломбировки от несанкционированного доступа приведены на рисунках 2 - 11.

CE307 XX.XXX.XX.XXX XXX

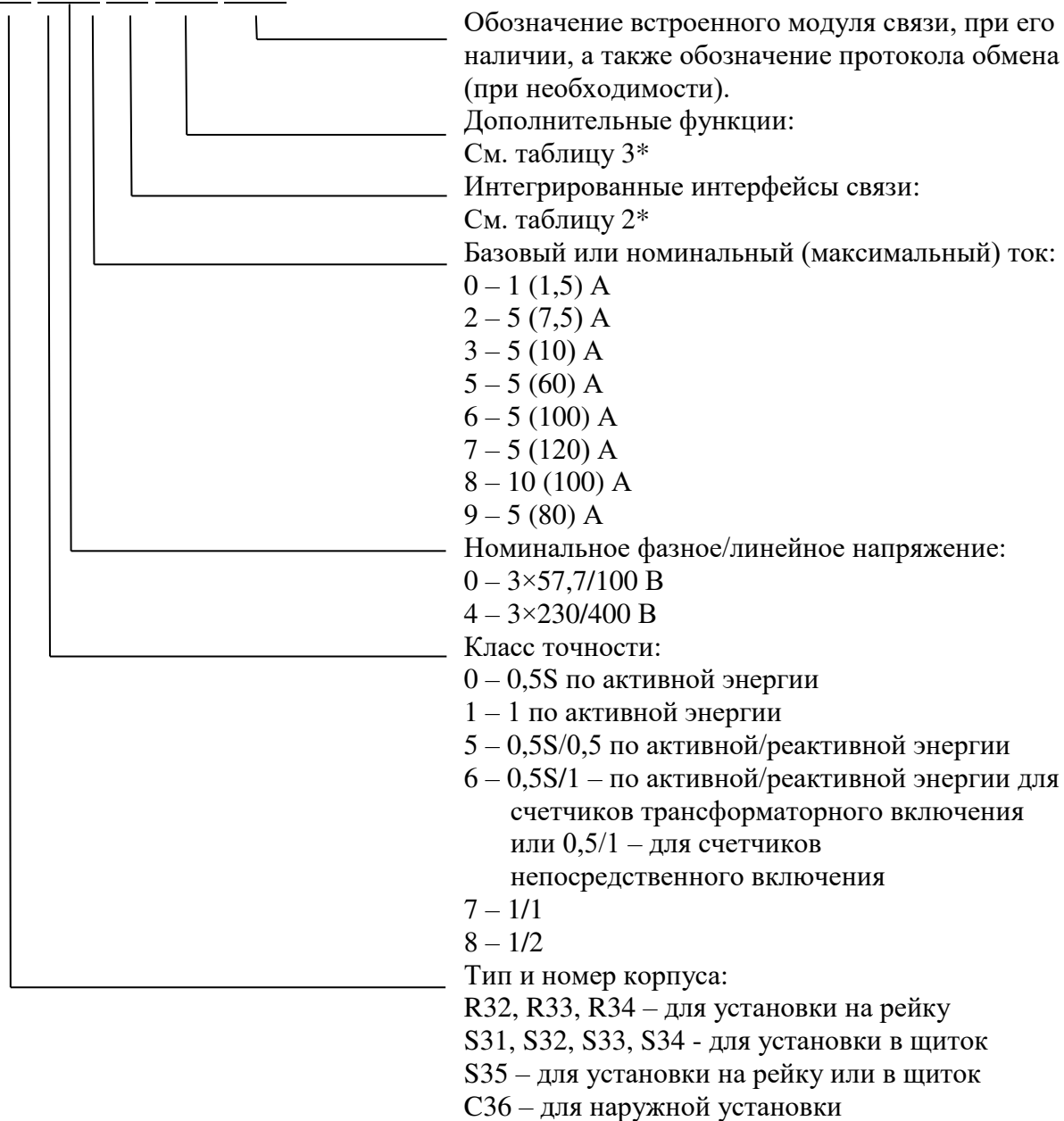


Рисунок 1 - Структура условного обозначения счетчиков

Примечание - * Количество символов определяется наличием модулей связи и дополнительных программно-аппаратных опций в соответствии с таблицами 2 и 3.

Таблица 2 - Перечень модулей связи

№ п/п	Обозначение	Интерфейс
1	O	Оптический порт
2	I	Irda (инфракрасный)
3	A	RS-485
4	E	RS-232
5	M	MBUS
6	P	PLC
7	R1	Радиоинтерфейс со встроенной антенной
8	R2	Радиоинтерфейс с внешней антенной
9	R3	Радиоинтерфейс с возможностью переключения на работу с внутренней или внешней антенной
10	G	GSM
11	B	USB
12	C	Картоприемник
13	N	Ethernet
14	W	WiFi
15	K	Клавиатура
16	T	Bluetooth
17	F	NFC
18	D	RFID

Таблица 3 - Перечень дополнительных программно-аппаратных опций

№ п/п	Обозначение	Дополнительная функция
1	Q	Реле управления нагрузкой потребителя
2	S	Реле сигнализации
3	Y	2 направления учета
4	D	Внешний дисплей
5	U	Параметры качества электрической сети
6	V	Электронные пломбы
7	J	Возможность подключения резервного источника питания
8	L	Подсветка жидкокристаллического индикатора
9	T	Импульсные входы
10	X	С расширенным диапазоном входных измеряемых сигналов
11	F	Датчик электромагнитного воздействия
12	N	Внешнее питание интерфейса
13	Z	Расширенный набор контрольных и расчетных показателей

Перечни литер обозначающих исполнения модулей связи и дополнительных функций могут быть расширены производителем. Описание вновь введенных литер приведено в эксплуатационной документации на счетчики и на сайте производителя.

Дополнительные литеры могут быть введены только для функциональности, не влияющей на метрологические характеристики счетчика.

Заводские номера, идентифицирующие каждый из счетчиков, наносятся на лицевую панель счетчика, офсетной печатью (или другим способом, не ухудшающим качества) в числовом формате.

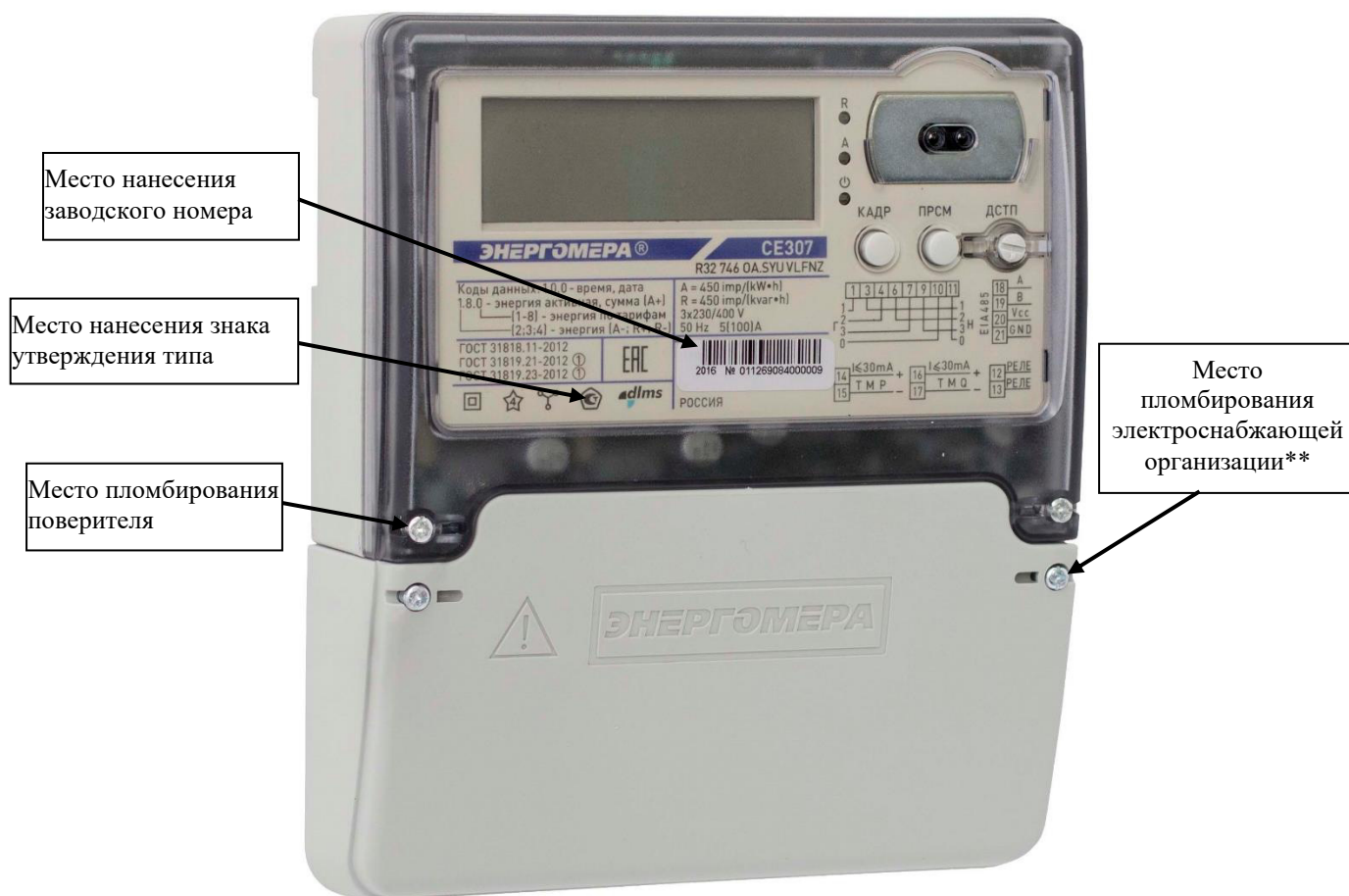


Рисунок 2 – Общий вид счетчика CE307 R32

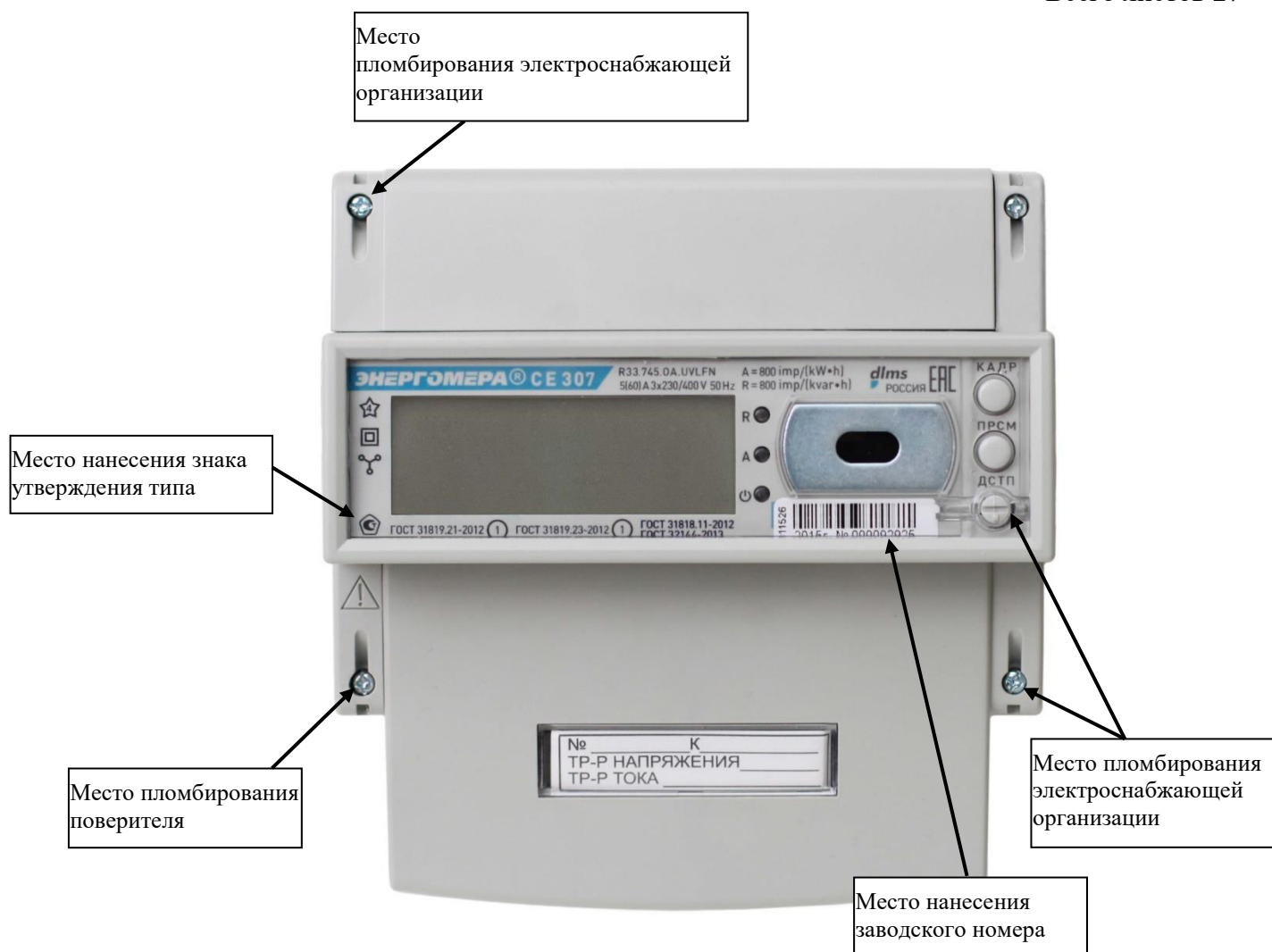


Рисунок 3 – Общий вид счетчика СЕ307 R33*

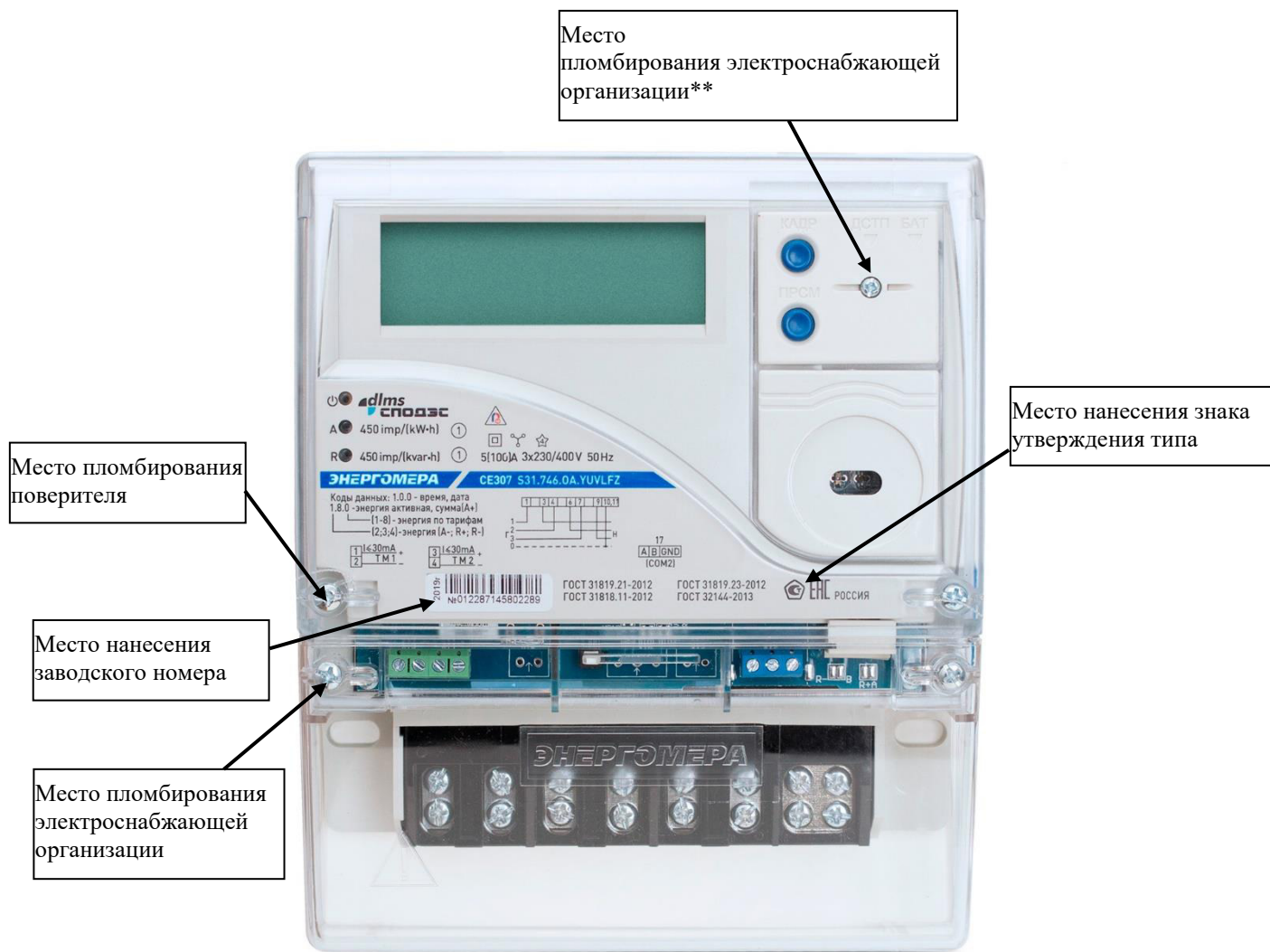


Рисунок 4 – Общий вид счетчика CE307 S31*

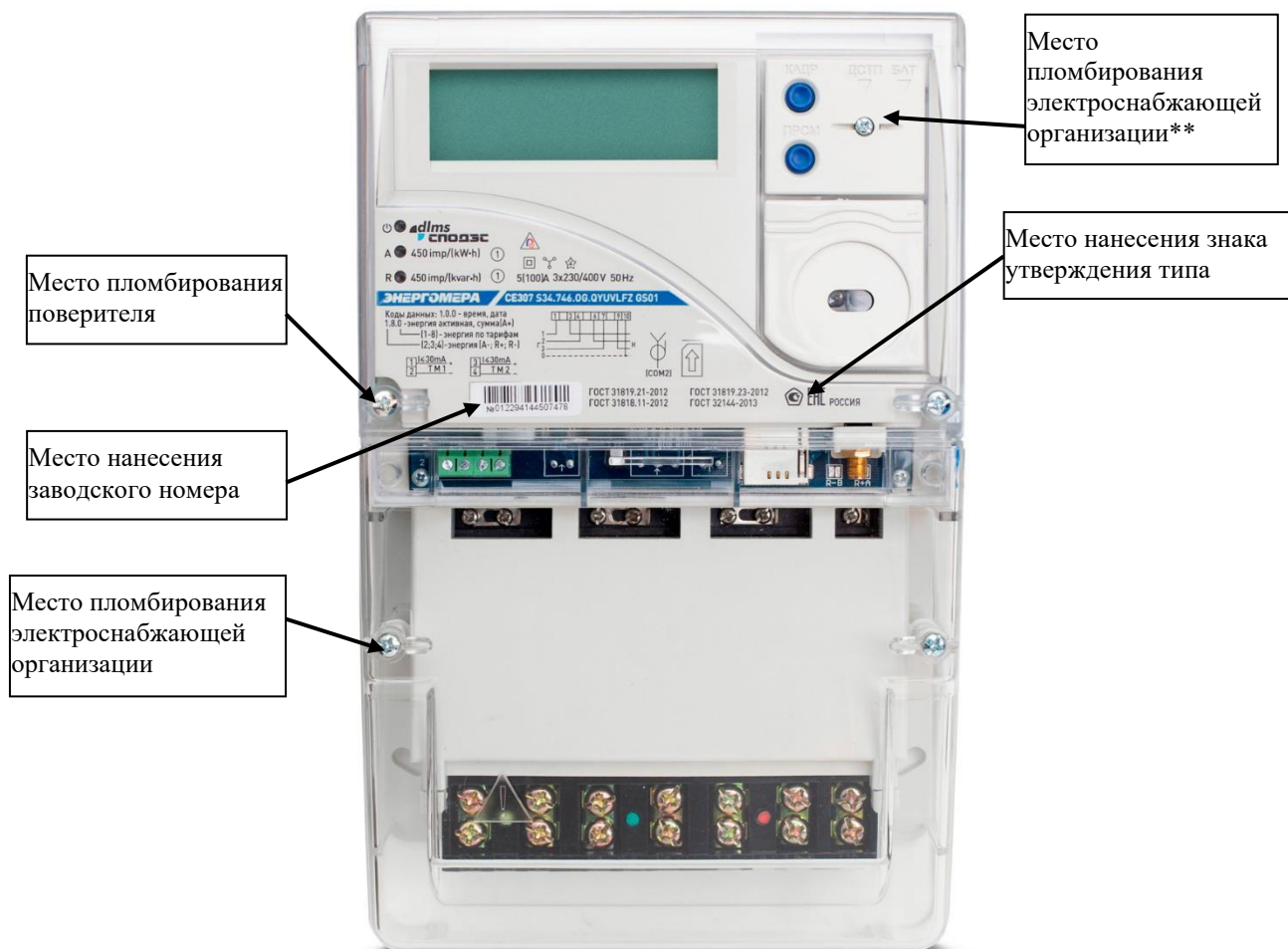


Рисунок 5 – Общий вид счетчика CE307 S34*

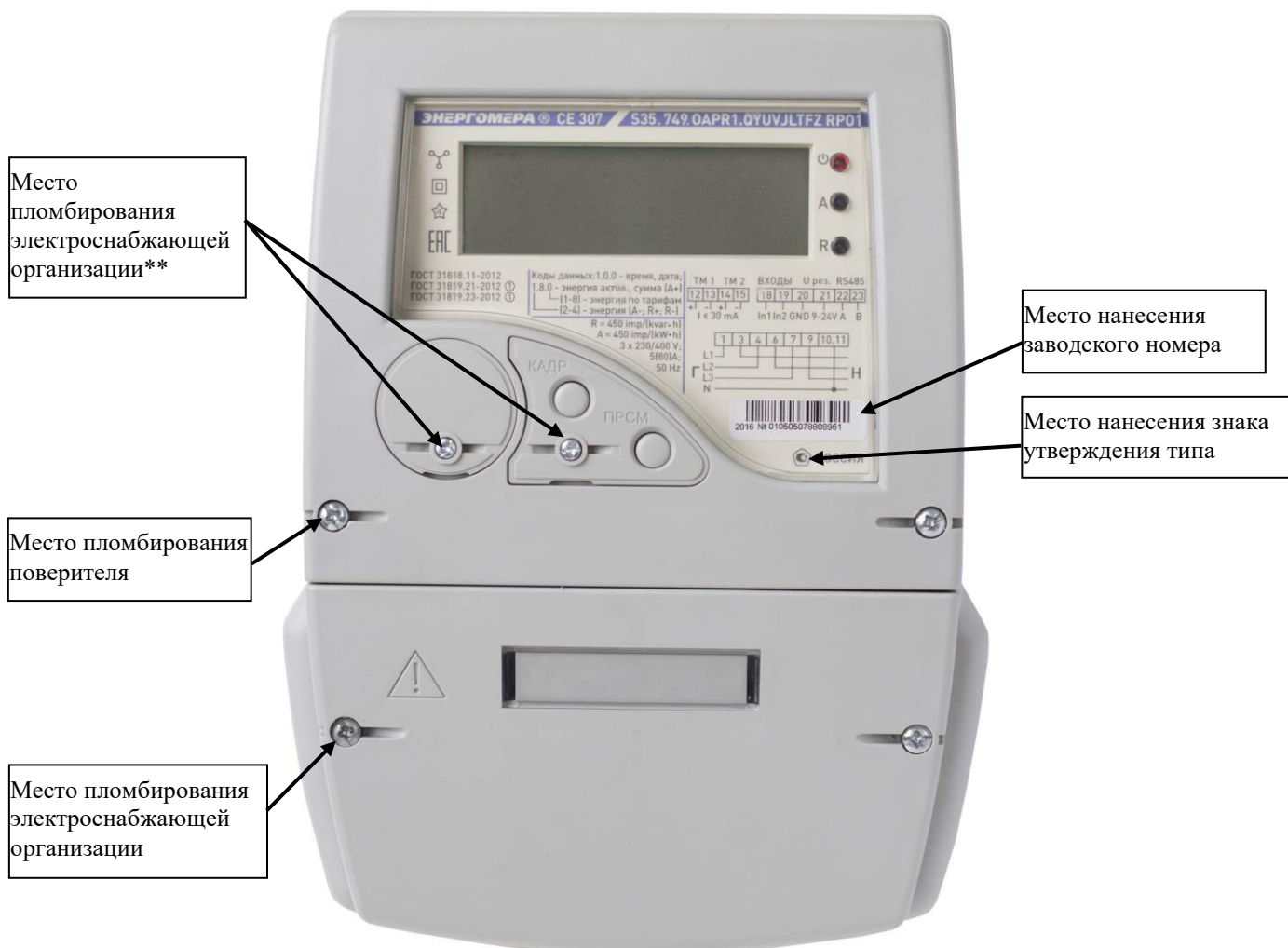


Рисунок 6 – Общий вид счетчика CE307 S35 исполнение 1*

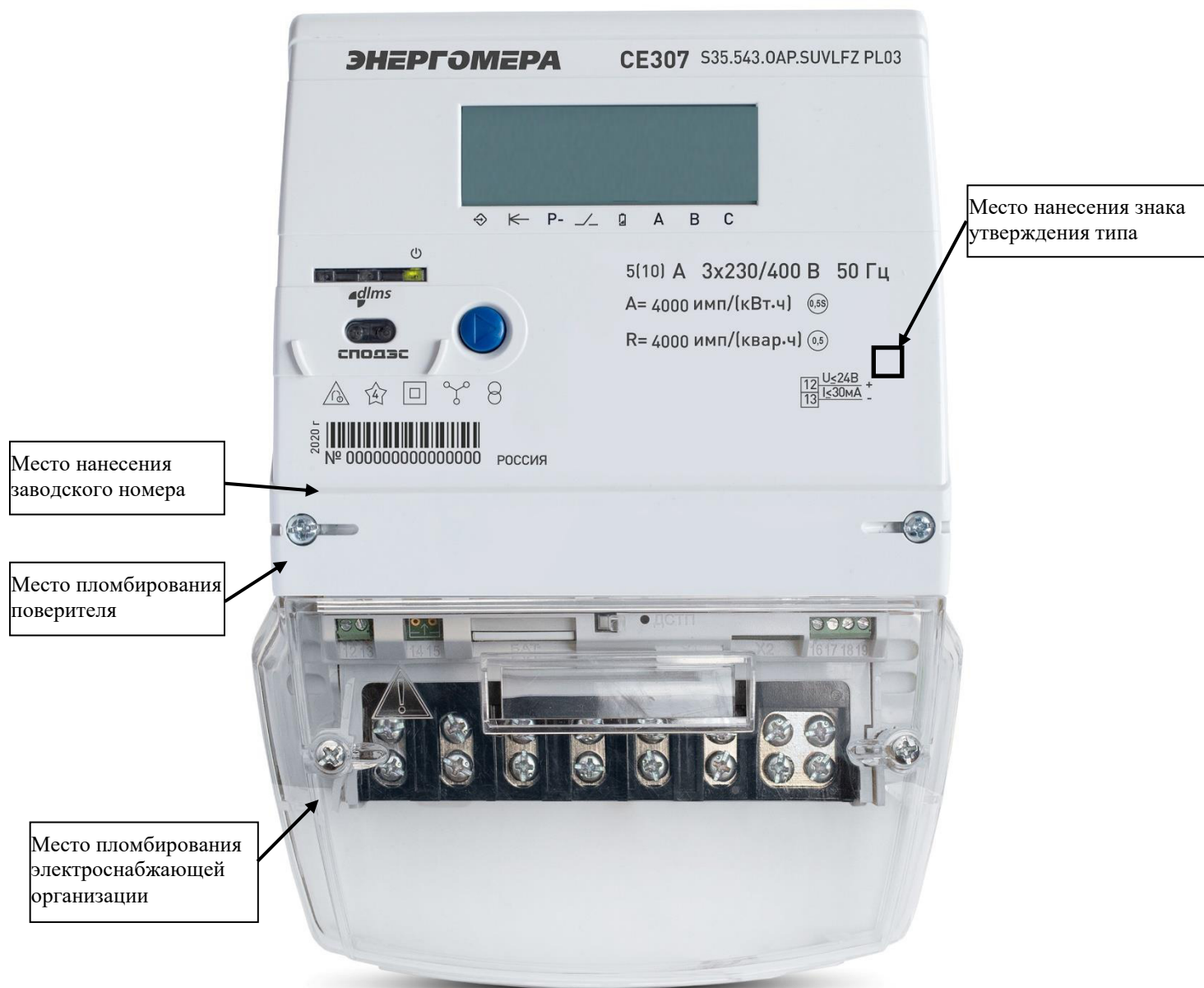


Рисунок 7 – Общий вид счетчика CE307 S35 исполнение 2*

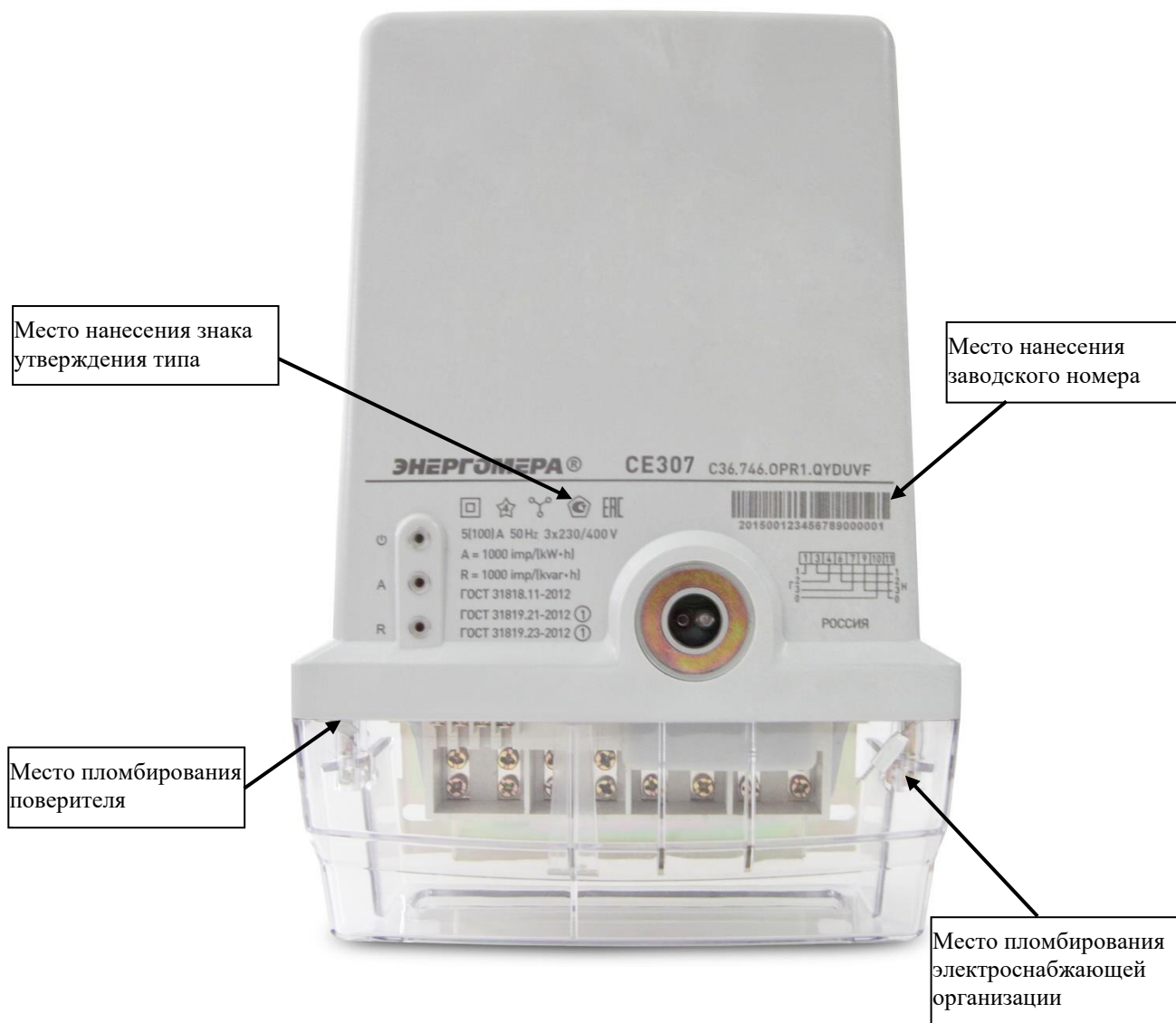


Рисунок 8 – Общий вид счетчика CE307 C36



Рисунок 9 – Общий вид счетчика CE307 S32

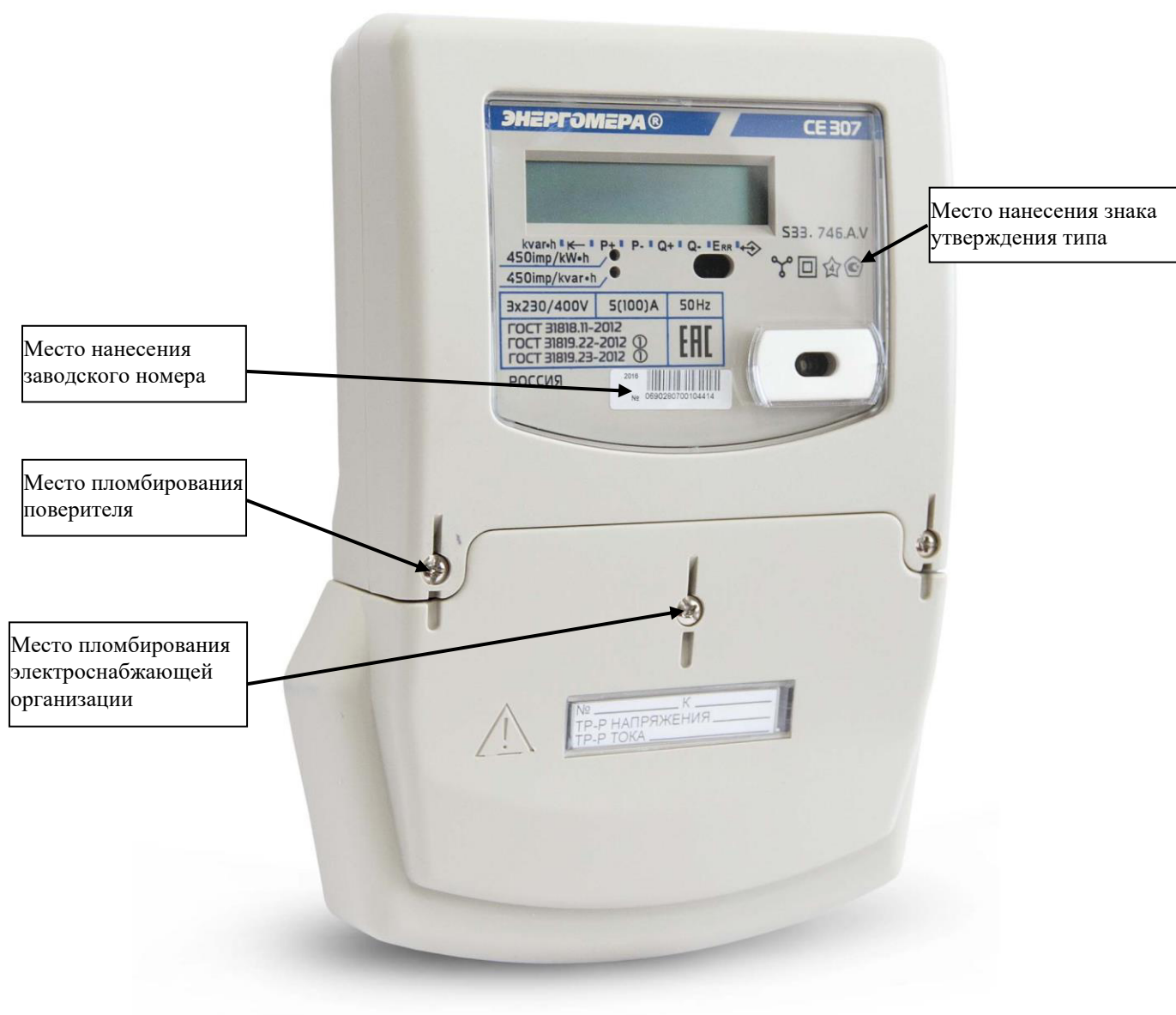


Рисунок 10 – Общий вид счетчика CE307 S33*

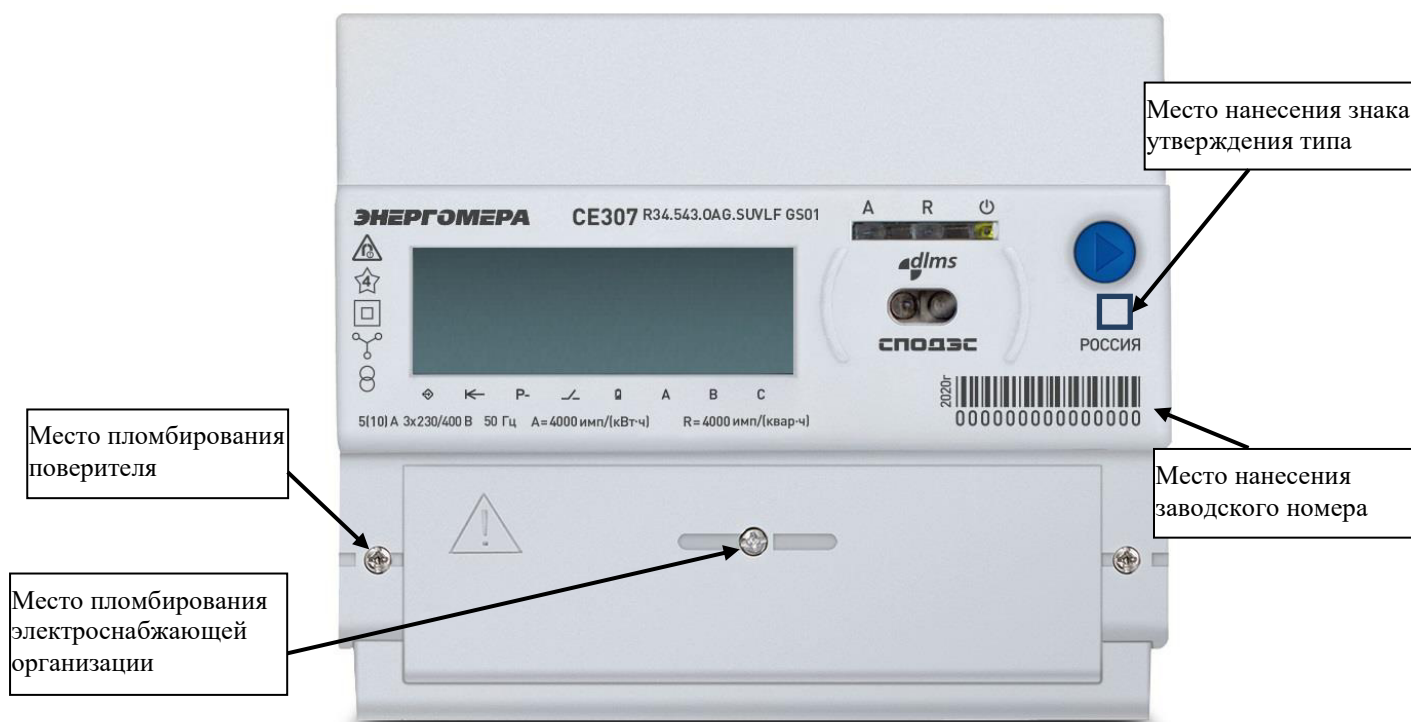


Рисунок 11 – Общий вид счетчика CE307 R34*

Примечание: *- Надписи « 10^3 », « 10^6 », «P+», «P-», «Q+», «Q-», Err, kvar*h, $\leftarrow$, $\leftrightarrow$ под ЖКИ, являются вспомогательными и предназначены для облегчения понимания маркеров состояния возникающих на индикаторе. Допускается отсутствие вспомогательных надписей.

** - место пломбирования опциональной пломбируемой кнопки ДСТП, которая в зависимости от исполнения может отсутствовать.



Рисунок 12 – Общий вид устройства считывания счетчиков CE901

Программное обеспечение

По своей структуре программное обеспечение счетчика разделено на метрологически значимую и метрологически незначимую части, имеет контрольную сумму метрологически значимой части и записывается в устройство на стадии его производства.

Влияние программного продукта на точность показаний счетчиков находится в границах, обеспечивающих метрологические характеристики, указанные в таблице 6. Диапазон представления, длительность хранения и дискретность результатов измерений соответствуют нормированной точности счетчика.

Идентификационные данные ПО счетчиков приведены в таблице 4.

Таблица 4 - идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение			
Идентификационное наименование ПО	3076	3077	3078	3079
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1			
Цифровой идентификатор ПО	85BD	FF9A	DAB5	D456

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

Метрологические и технические характеристики

Основные метрологические и технические характеристики счетчика указаны в таблицах 5 - 17.

Таблица 5 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Класс точности по активной энергии по ГОСТ 31819.22-2012 по ГОСТ 31819.21-2012	0,5S; 0,5* 1
Класс точности по реактивной энергии по ГОСТ 31819.23-2012	0,5**; 1; 2
Диапазон входных сигналов сила тока, А напряжение, В для исполнения X для остальных исполнений коэффициент активной мощности коэффициент реактивной мощности	от 0,01 I_H до $I_{\max}$; от 0,02 I_H до $I_{\max}$ от 0,05 I_b до $I_{\max}$ от 0,75 до 1,20 $U_{\text{ном}}$ от 0,75 до 1,15 $U_{\text{ном}}$ от 0,8(емк) до 1,0 включительно свыше 1,0 до 0,5(инд) от 0,25(емк) до 1,0 включительно свыше 1,0 до 0,25(инд)
Номинальный или базовый ток, А для трансформаторного включения для непосредственного включения	1; 5 5; 10
Максимальный ток, А для трансформаторного включения для непосредственного включения	1,5; 7,5 или 10,0 60; 80; 100 или 120
Номинальное фазное/ линейное напряжение, В	3×57,7/100 или 3×230/400
Рабочий диапазон измерения частоты сети, Гц	от 47,5 до 52,5 или от 57,5 до 62,5
Пределы допускаемых значений абсолютной погрешности при измерении частоты напряжения сети, Гц для исполнения Z для исполнения без Z	±0,01 ±0,10
Диапазон измерения углов сдвига фаз между основными гармониками напряжений и токов, °	от -180 до +180
Пределы допускаемых значений основной абсолютной погрешности при измерении углов сдвига фазы между основными гармониками напряжений и токов при величине тока от 0,05 $I_{\text{ном}}$ до $I_{\max}$ или от 0,05 I_b до $I_{\max}$ и в диапазоне напряжений указанных в таблице 5, °	±1

Продолжение таблицы 5

Наименование характеристики	Значение
Пределы допускаемой дополнительной абсолютной погрешности при измерении углов сдвига фазы между основными гармониками напряжений и токов вызванной воздействием нечетных гармоник и субгармоник в цепях тока и напряжения при $0,5I_{ном}$ и $0,5I_6$, °	± 30
Пределы допускаемой дополнительной абсолютной погрешности при измерении углов сдвига фазы между основными гармониками напряжений и токов вызванной воздействием четных гармоник, °	± 30
Диапазон значений постоянной счетчика, имп./($кВт \cdot ч$) (имп./($квар \cdot ч$))	от 350 до 50000
Стартовый ток (чувствительность)	в соответствии с таблицей 14
Пределы основной абсолютной погрешности точности хода часов, с/сут	$\pm 0,5$
Дополнительная погрешность часов при нормальной температуре и при отключенном питании, с/сут	$\pm 0,5$
Пределы дополнительной температурной погрешности точности хода часов, с/($^{\circ}C \cdot сут$), не более в диапазоне от -10 до $+45$ $^{\circ}C$ в диапазоне от -40 до $-10^{\circ}C$ и от $+45$ до $+70^{\circ}C$	$\pm 0,15$ $\pm 0,2$
Пределы допускаемых значений основной относительной погрешности при измерении электрических величин	в соответствии с таблицами 6 – 13, 15, 16
Примечания: * класс точности 0,5 по активной энергии для счетчиков непосредственного включения СЕ307 определяется исходя из номенклатуры метрологических характеристик, указанных в ГОСТ 31819.21-2012. В виду отсутствия в указанном стандарте класса точности 0,5, пределы погрешностей при измерении активной энергии для данного типа счетчиков не превышают значений аналогичных погрешностей для счетчиков класса точности 0,5S по ГОСТ 31819.22-2012, но с нижним значением диапазона измерения $\pm 5\%$ от I_6 . ** - класс точности 0,5 по реактивной энергии для счетчиков СЕ307 определяется исходя из номенклатуры метрологических характеристик, указанных в таблицах 6 и 7.	

Пределы допускаемых значений основной относительной погрешности при измерении активной энергии и активной мощности δp , при трехфазном, симметричном напряжении и трехфазном, симметричном токе, не должны превышать значений, указанных в таблице 6.

Таблица 6 - Пределы допускаемых значений основной относительной погрешности при измерении активной энергии и активной мощности при трехфазном, симметричном напряжении трехфазном, симметричном токе

Значение тока для счетчиков		cosφ	Пределы допускаемой основной погрешности при измерении активной энергии и мощности, %, для счетчиков класса точности
с непосредственным включением	включаемых через трансформатор		
			0,5
$0,05I_6 \leq I < 0,10 I_6$	$0,01I_H \leq I < 0,05 I_H$	1,0	±1,0
$0,10I_6 \leq I \leq I_{\text{макс}}$	$0,05I_H \leq I \leq I_{\text{макс}}$		±0,5
$0,10I_6 \leq I < 0,20 I_6$	$0,02I_H \leq I < 0,10 I_H$	0,5 (инд)	±1,0
		0,8 (емк)	
$0,20 I_6 \leq I \leq I_{\text{макс}}$	$0,10I_H \leq I \leq I_{\text{макс}}$	0,5 (инд)	±0,6
		0,8 (емк)	

Расчет пределов дополнительной относительной погрешности по средней мощности производится по следующей формуле:

$$\delta_p = \pm 1,1 \sqrt{\left(\frac{\delta_2}{1,1}\right)^2 + \left(\frac{60 K_E}{P \cdot T} \cdot 100 \% + \left(\frac{D \cdot 100 \%}{P}\right)\right)^2},$$

где: δ_p – пределы допускаемой относительной погрешности по средней мощности, %;

δ_2 – пределы допускаемых значений относительной погрешности при измерении электрической энергии, %;

P – величина измеренной средней мощности, выраженная в кВт (квар);

T – интервал усреднения мощности, выраженный в минутах;

K_E – внутренняя константа счетчика (величина, эквивалентная «внутреннему» 1 имп., выраженному в кВт·ч; квар·ч);

D – цена единицы младшего разряда индикатора кВт (квар).

Пределы допускаемых значений основной относительной погрешности при измерении реактивной энергии и реактивной мощности δ_Q при трехфазном симметричном напряжении и трехфазном симметричном токе не должны превышать значений, указанных в таблице 7.

Таблица 7 - Пределы допускаемых значений основной относительной погрешности при измерении реактивной энергии и реактивной мощности при трехфазном симметричном напряжении и трехфазном симметричном токе

Значение тока для счетчиков		sinφ (при индуктивн ой и емкостной нагрузке)	Пределы допускаемой основной погрешности при измерении реактивной энергии и мощности, %, для счетчиков класса точности	
с непосредственны м включением	включаемых через трансформатор		0,5	1
—	0,01I _Н ≤ I < 0,05 I _Н	1,0	±1,0	—
	0,05I _Н ≤ I ≤ I _{макс}		±0,5	
	0,02I _Н ≤ I < 0,10 I _Н	0,5	±1,0	
	0,10I _Н ≤ I ≤ I _{макс}		±0,6	
	0,10I _Н ≤ I ≤ I _{макс}	0,25	±1,0	
0,05I _б ≤ I < 0,10 I _б	0,02I _Н ≤ I < 0,05 I _Н	1,0	—	±1,5
0,10 I _б ≤ I ≤ I _{макс}	0,05I _Н ≤ I ≤ I _{макс}			±1,0
0,10I _б ≤ I < 0,20 I _б	0,05I _Н ≤ I < 0,10 I _Н	0,5		±1,5
0,20 I _б ≤ I ≤ I _{макс}	0,10 I _Н ≤ I ≤ I _{макс}			±1,0
0,20 I _б ≤ I ≤ I _{макс}	0,10 I _Н ≤ I ≤ I _{макс}	0,25		±1,5

Пределы допускаемых значений дополнительной погрешности при измерении реактивной энергии и реактивной мощности Δ_Q в условиях влияющих величин не должны превышать значений, указанных в таблице 8.

Таблица 8 - Пределы допускаемых значений дополнительной погрешности при измерении реактивной энергии и реактивной мощности в условиях влияющих величин

Влияющая величина	Значение тока при симметричной нагрузке	Коэффициент мощности	Средний температурный коэффициент, %/К
Изменение температуры окружающего воздуха	$0,05I_{\text{ном}} \leq I \leq I_{\text{макс}}$	1,0	0,03
	$0,1I_{\text{ном}} \leq I \leq I_{\text{макс}}$	0,5 (инд.)	0,05
			Пределы дополнительной погрешности, %
Постоянная магнитная индукция внешнего происхождения	$I_{\text{ном}}$	1,0	$\pm 2,0$
Магнитная индукция внешнего происхождения 0,5 мТл			$\pm 1,0$
Радиочастотные электромагнитные поля			$\pm 2,0$
Кондуктивные помехи наводимые радиочастотными полями			
Наносекундные импульсные помехи			
Устойчивость к колебательным затухающим помехам			

Пределы допускаемых значений основной относительной погрешности при измерении полной мощности δ_x при трехфазном симметричном напряжении и трехфазном симметричном токе не должны превышать значений, указанных в таблице 9.

Таблица 9 - Пределы допускаемых значений основной относительной погрешности при измерении полной мощности при трехфазном симметричном напряжении и трехфазном симметричном токе

Значение тока для счетчиков		sinφ (при индуктивной и емкостной нагрузке)	Пределы допускаемой основной погрешности при измерении полной мощности, %, для счетчиков класса точности	
с непосредственным включением	включаемых через трансформатор		0,5	1
—	$0,01I_{\text{н}} \leq I < 0,05 I_{\text{н}}$	1,0	$\pm 1,0$	—
	$0,05I_{\text{н}} \leq I \leq I_{\text{макс}}$		$\pm 0,5$	
	$0,02I_{\text{н}} \leq I < 0,10 I_{\text{н}}$	0,5	$\pm 1,0$	
	$0,10I_{\text{н}} \leq I \leq I_{\text{макс}}$		$\pm 0,6$	
	$0,10I_{\text{н}} \leq I \leq I_{\text{макс}}$	0,25	$\pm 1,0$	

Продолжение таблицы 9

Значение тока для счетчиков		sinφ (при индуктивной и емкостной нагрузке)	Пределы допускаемой основной погрешности при измерении полной мощности, %, для счетчиков класса точности	
с непосредственным включением	включаемых через трансформатор		0,5	1
$0,05I_6 \leq I < 0,10 I_6$	$0,02I_n \leq I < 0,05 I_n$		—	±1,5
$0,10 I_6 \leq I \leq I_{\max}$	$0,05I_n \leq I \leq I_{\max}$			±1,0
$0,10I_6 \leq I < 0,20 I_6$	$0,05I_n \leq I < 0,10 I_n$			±1,5
$0,20 I_6 \leq I \leq I_{\max}$	$0,10 I_n \leq I \leq I_{\max}$			±1,0
$0,20 I_6 \leq I \leq I_{\max}$	$0,10 I_n \leq I \leq I_{\max}$			±1,5

Пределы допускаемых значений основной относительной погрешности при измерении среднеквадратических значений силы тока δI не должны превышать значений, указанных в таблице 10.

Таблица 10 - Пределы допускаемых значений основной относительной погрешности при измерении среднеквадратических значений силы тока

Значение тока для счетчиков		Пределы допускаемой основной погрешности при измерении тока δI , %, для счетчиков класса точности	
с непосредственным включением	включаемых через трансформатор	0,5S/0,5; 0,5S/1; 0,5/1	1/1; 1/2
$0,05 I_6 \leq I \leq I_{\max}$	$0,05 I_{\text{ном}} \leq I \leq I_{\max}$	±1,0	±2,0

Пределы допускаемой дополнительной погрешности при измерении среднеквадратических значений силы тока и мощности, вызванной воздействием магнитной индукции внешнего происхождения 0,5 мТл, не должны превышать величины, рассчитанной по формуле

$$X = \frac{1,9}{0,15 + 0,8(I_{\text{изм}}/I_{\text{ном}})}, \%$$

где: X - расчетная величина;

$I_{\text{изм}}$ - измеренное значение силы тока;

$I_{\text{ном}}$ - номинальный ток.

Пределы допускаемых значений основной относительной погрешности при измерении среднеквадратических значений напряжений δU не должны превышать значений, указанных в таблице 11.

Таблица 11 - Пределы допускаемых значений основной относительной погрешности при измерении среднеквадратических значений напряжений

Значение напряжения	Пределы допускаемой основной погрешности при измерении напряжения δU , %, для счетчиков класса точности	
	0,5S/0,5; 0,5S/1; 0,5/1	1/1; 1/2
$0,75U_{\text{ном}} \leq U \leq 1,20 U_{\text{ном}}$ — для исполнения X $0,75$ до $1,15U_{\text{ном}}$ — для остальных исполнений	±0,5	

Средний температурный коэффициент при измерении активной энергии, активной мощности, реактивной энергии, реактивной мощности не должен превышать пределов, установленных в таблице 12, при измерении напряжений, токов не должен превышать пределов, установленных в таблице 13.

Таблица 12 - Средний температурный коэффициент при измерении активной энергии, активной мощности, реактивной энергии, реактивной мощности

Значение тока для счетчиков		$\cos\varphi$, $\sin\varphi$	Средний температурный коэффициент при измерении активной и реактивной энергии и мощности, %/К, для счетчиков класса точности	
с непосредственным включением	включаемых через трансформатор		0,5S/0,5; 0,5S/1 0,5/1	1/1; 1/2
$0,05I_6 \leq I \leq I_{\max}$	$0,05I_{\text{ном}} \leq I \leq I_{\max}$	1,0	$\pm 0,03$	$\pm 0,05$
$0,10I_6 \leq I \leq I_{\max}$	$0,10I_{\text{ном}} \leq I \leq I_{\max}$	0,5 (инд, емк. *)	$\pm 0,05$	$\pm 0,07$
Примечание: * при измерении реактивной энергии, мощности.				

Таблица 13 - Средний температурный коэффициент при измерении напряжений, токов

Значение тока для счетчиков		Средний температурный коэффициент при измерении токов, %/К, для счетчиков класса точности	
с непосредственным включением	включаемых через трансформатор	0,5S/0,5; 0,5S/1; 0,5/1	1/1; 1/2
$0,05I_6 \leq I \leq I_{\max}$	$0,05I_{\text{ном}} \leq I \leq I_{\max}$	$\pm 0,03$	$\pm 0,05$
Значение напряжения		Средний температурный коэффициент при измерении напряжений, %/К, для счетчиков класса точности	
		0,5S/0,5; 0,5S/1; 0,5/1	1/1; 1/2
$0,75U_{\text{ном}} \leq U \leq 1,20U_{\text{ном}}$ – для исполнения Х $0,75$ до $1,15U_{\text{ном}}$ – для остальных исполнений		$\pm 0,03$	$\pm 0,05$

Счетчики должны начать и продолжать регистрировать показания электроэнергии при симметричных значениях тока, указанных в таблице 15 для активной и реактивной энергии при коэффициенте мощности равном 14.

Таблица 14 - Стартовый ток (чувствительность).

Тип подключения счетчика	Класс точности счетчика по активной/реактивной энергии		
	0,5S/0,5	0,5S/1, 0,5/1	1/1; 1/2
Непосредственное	—	$0,002I_6$	$0,004I_6$
Через трансформаторы тока	$0,001 I_{\text{ном}}$	$0,001 I_{\text{ном}}$	$0,002 I_{\text{ном}}$

Пределы допускаемой погрешности при измерении показателей качества электроэнергии указаны в таблице 15.

Таблица 15 - Пределы допускаемой погрешности при измерении показателей качества электроэнергии

Параметр	Диапазон измерений (показаний)	Пределы допускаемых основных погрешностей измерений
Отрицательное отклонение напряжения электропитания $\delta U_{(-)}$, % ***	от 0 до 25	$\pm 0,5^*$
Положительное отклонение напряжения электропитания $\delta U_{(+)}$, % *** для исполнений X для остальных исполнений	от 0 до 20 от 0 до 15	$\pm 0,5^*$
Глубина провала напряжения, %	от 0 до 25	$\pm 0,5^*$
Длительность прерывания напряжения, с	от 1 до $3 \cdot 10^9$	± 2
Максимальное значение напряжения при перенапряжении, В для исполнений X для остальных исполнений	от 0 до 276 от 0 до 264	$\pm 0,5\% U_{\text{ном}}^*$
Длительность перенапряжения $\Delta t_{\text{п}}$, с	от 2 до 60	± 2
Длительность провала напряжения $\Delta t_{\text{п}}$, с	от 2 до 60	± 2
Отклонение частоты Δf , Гц*** для исполнений Z для остальных исполнений	от -2,5 до +2,5	$\pm 0,01^{**}$ $\pm 0,10$
Примечание: * - пределы допускаемых основных погрешностей при измерении параметров качества электроэнергии отмеченных символом, нормированы исходя из пределов допускаемой основной погрешности при измерении напряжения указанных в таблице 11. ** - пределы допускаемой основной погрешности при измерении отклонения частоты, нормированы исходя из пределов допускаемых значений абсолютной погрешности при измерении частоты напряжения сети; *** - параметры, для которых выполняется оценка соответствия нормам по ГОСТ 32144-2013.		

Пределы допускаемой погрешности при измерении коэффициента мощности указаны в таблице 16.

Таблица 16 - Пределы допускаемой погрешности при измерении коэффициента мощности

Наименование характеристики	Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности измерения
Коэффициент активной мощности от 0,8(емк) до 1,0 включительно; свыше 1,0 до 0,5(инд)	$\pm 0,05$
Коэффициент реактивной мощности от 0,25(емк) до 1,0 включительно; свыше 1,0 до 0,25(инд)	$\pm 0,05$

Таблица 17 – Технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Полная мощность, потребляемая каждой цепью тока, (В·А), не более для исполнений с Qпри базовом токе для остальных исполнений при номинальном (базовом) токе	0,30 0,05
Полная (активная) мощность (без учета потребления модулей связи), потребляемая каждой цепью напряжения при номинальном значении напряжения, В·А (Вт), не более	10,0 (1,0)
Активная мощность потребления модулей связи при номинальном значении напряжения, Вт, не более	3
Количество десятичных знаков индикатора, не менее	8
Длительность хранения информации при отключении питания, лет, не менее	30
Длительность учета времени и календаря при отключенном питании, лет, не менее	16
Срок службы элемента питания, лет, не мене	16
Диапазон рабочих температур окружающего воздуха, °С	от -40 до +70
Диапазон температур транспортирования и хранения, °С	от -50 до +70
Число тарифов в зависимости от исполнения, не менее	4 до 8
Число временных зон тарифной программы в сутках (программируемое), не менее	12
Интервалы усреднения значений графиков (профилей) нагрузки, мин	от 1 до 60
Количество электрических испытательных выходов с параметрами по ГОСТ 31819.21-2012 (телеметрических выходов)	до 2
Количество оптических испытательных выходов с параметрами по ГОСТ 31818.11-2012 для активных исполнений для активно-реактивных исполнений	1 2
Скорость обмена по интерфейсам в зависимости от используемого канала связи, бит/с	от 100 до 19200
Скорость обмена через оптический порт, бит/с	от 300 до 19200
Масса счетчика, кг, не более для CE307 R32, R33, R34 для CE307 C36, S32 для CE307 S31, S34, S35	1 2 3
Габаритные размеры (длина; ширина; высота), мм, не более для CE307 R32 для CE307 R33 для CE307 R34 для CE307 S31 для CE307 S34 для CE307 S35 для CE307 C36 для CE307 S32	170; 143; 52 152; 143; 73 130; 144; 63 215; 175; 72 280; 175; 85 235,0; 172,3; 85,0 280; 190; 86 277,5; 173,0; 89,0
Средняя наработка на отказ, ч, не менее	220 000
Средний срок службы до первого капитального ремонта счетчиков, лет, не менее	30

Знак утверждения типа

наносится на панель счетчиков офсетной печатью (или другим способом, не ухудшающим качества), на титульный лист руководства по эксплуатации типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность счетчиков приведена в таблице 18.

Таблица 18 - Комплектность

Наименование	Обозначение	Количество
Счетчик электрической энергии трехфазный многофункциональный СЕ307 (одно из исполнений)	-	1 шт.
Руководство по эксплуатации (одно из исполнений)	САНТ.411152.166 РЭ	1 экз.
Формуляр (одно из исполнений)	САНТ.411152.166 ФО	1 экз.
Индикаторное устройство СЕ901 (для исполнений D)	-	1 шт.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 3 «Подготовка счетчика к работе» и разделе 4 «Порядок снятия показаний» руководства по эксплуатации.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к счетчикам электрической энергии трехфазным многофункциональным СЕ307

ГОСТ 31819.22-2012 Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 22. Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S;

ГОСТ 31819.21-2012 Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 21. Статические счетчики активной энергии классов точности 1 и 2;

ГОСТ 31818.11-2012 Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Общие требования. Испытания и условия испытаний. Часть 11. Счетчики электрической энергии;

ГОСТ 31819.23-2012 Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Статические счетчики реактивной энергии;

ГОСТ 32144-2013 Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения;

ГОСТ 30804.4.30-2013 Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Методы измерений показателей качества электрической энергии;

ГОСТ IEC 61107-2011 Обмен данными при считывании показаний счетчиков, тарификации и управления нагрузкой. Прямой локальный обмен данными;

ТУ 26.51.63-126-63919543-2016 Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные СЕ307. Технические условия.

Изготовитель

Акционерное общество «Электротехнические заводы «Энергомера»
(АО «Энергомера»)
ИНН 2635133470
Адрес: 355029, Ставропольский край, г. Ставрополь, ул. Ленина, д. 415

Испытательный центр

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

Место нахождения: 119361, г. Москва, ул. Озерная, д. 46

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

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц 30004-13.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «07» апреля 2023 г. № 777

Регистрационный № 81345-21

Лист № 1
Всего листов 17

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Счетчики электрической энергии однофазные статические AD11A.M, AD11S.M

Назначение средства измерений

Счетчики электрической энергии однофазные статические AD11A.M, AD11S.M (далее - счетчики) предназначены для измерений активной и реактивной электрической энергии и значений следующих параметров потребления электроэнергии: активной, реактивной и полной мощности, действующих значений фазного напряжения, фазного тока, тока нейтрали, разности фазного тока и тока нейтрали, коэффициента мощности, соотношения активной и реактивной мощности, частоты сети, положительного или отрицательного отклонения уровня напряжения, отклонения частоты в однофазных двухпроводных электрических сетях переменного тока.

Описание средства измерений

Принцип действия счетчика основан на аналого-цифровом преобразовании входных сигналов тока и напряжения с последующим их перемножением с учетом разности фаз сигналов для получения значений мощности и других величин. Для получения количества потребляемой энергии производится интегрирование значений вычисленной мощности по времени. Также производится преобразование полученного сигнала в частоту следования импульсов, пропорциональную входной мощности.

Счетчики предназначены для организации многотарифного учета электрической энергии, измерения параметров потребления электроэнергии, измерения показателей и контроля качества электроэнергии и применения в системах АИИС КУЭ, использующих информационную модель данных СПОДЭС, разработанную на базе протокола IEC 62056 (DLMS/COSEM).

Счетчики состоят из первичных измерительных преобразователей напряжения и силы тока; быстродействующего микроконтроллера (содержащего АЦП, драйвер ЖК-дисплея, встроенные часы); жидкокристаллического индикатора (ЖКИ); энергонезависимой памяти для хранения результатов измерений в виде архивов; оптического порта для локального обмена данными и параметрирования; других интерфейсов для удаленного обмена данными и параметрирования; интерфейсов телемеханики; испытательных выходных устройств в виде сигнальных светодиодов и электрических выходов типа открытый коллектор (опционально); датчиков магнитного поля и наличия высокочастотного электромагнитного поля, датчиков вскрытия крышки клеммника и крышки корпуса.

В качестве первичных измерительных преобразователей для измерения напряжения используются прецизионные делители. Для измерения тока в цепи фазы и нейтрали используются трансформаторы или прецизионные шунты.

Счетчики оснащаются реле для частичного или полного ограничения режима потребления электрической энергии, а также дополнительным, маломощным сервисным реле, одним или двумя в зависимости от модификации. При этом производится фиксация количества циклов включения (отключения) реле с нарастающим итогом в отдельном регистре энергонезависимой памяти счетчика.

Причинами отключения реле могут быть превышение установленных пределов параметров потребления электроэнергии, ухудшение показателей качества электроэнергии и выход их за пределы, несанкционированный доступ к программному обеспечению (ПО) и настройкам счётчика, срабатывания датчиков безопасности, другие события, фиксируемые в журналах событий, а также команда с верхнего уровня АИИС КУЭ или работа реле по специальному расписанию. Предусмотрен алгоритм, позволяющий обратное включение реле только после разрешения оператора системы.

Счетчики оснащены специальной кнопкой блокировки реле ограничения режима потребления электрической энергии. Кнопка располагается под пломбируемой крышкой (модификация AD11A.M1) или колпачком (модификация AD11S.M1) и позволяет зафиксировать текущее состояние контактов реле и заблокировать цепи управления реле. В модификациях AD11A.M2 и AD11S.M2 кнопка блокировки реле поворотная, пломбируемая. В модификациях AD11S.M2 кнопка блокировки реле дополнительно закрывается общей прозрачной крышкой корпуса выполненной как единое целое с крышкой клеммника.

Питание счетчика, а также питание дополнительного коммуникационного модуля, подключаемого к счетчику, осуществляется от его цепи напряжения, подключаемой к однофазной электросети напряжением 230 В.

Для непрерывного функционирования часов счетчиков, а также для контроля за несанкционированными внешними воздействиями на счетчики, в отсутствии основного питания 230 В, предусмотрена работа счетчиков от собственного резервного источника питания.

В приборе учета модификаций AD11A.M1, AD11A.M2, AD11S.M2 резервный источник питания состоит из встроенного ионистора (суперконденсатора) или встроенной батареи и съёмной батареи, которая размещается в специальном пломбируемом отсеке.

В приборе учета типа «split» AD11S.M1 резервный источник питания выполнен в виде встроенной батареи. Срок службы батареи составляет более одного межповерочного интервала с учетом условий возможного хранения прибора учета на складах в течение одного года.

Внутреннее время счетчика может быть скорректировано локально или удаленно, или синхронизировано в ручном или в автоматическом режиме. Также обеспечен автоматический переход на зимнее и летнее время.

Счетчики предназначены для внутренней и наружной установки в зависимости от исполнения корпуса.

Счетчики модификаций AD11A.M предназначены для внутренней установки и должны размещаться в помещениях или шкафах, обеспечивающих климатические условия применения и защиту от влияния окружающей среды. Возможно размещение счётчиков AD11A.M вне помещения. В этом случае счетчик монтируется на опоре линии электропередачи или на стене здания с использованием модифицированной крышки клеммника, которая защищает счетчик от влияния окружающей среды.

Счетчики модификаций AD11A.M могут крепиться на вертикальную поверхность-щиток монтажного шкафа, на винтах в трёх точках. Также возможно крепление счетчиков на DIN-рейку, для этого на задней поверхности основания счетчиков предусмотрен специальный горизонтальный паз.

Счетчики «split» AD11S.M предназначены для наружной установки.

Модификации счётчиков AD11S.M1 устанавливаются на опоры ЛЭП при помощи специально разработанных комплектных кронштейнов.

Модификации счётчиков AD11S.M2 могут устанавливаться на опоры ЛЭП через переходную пластину при помощи монтажных лент или крепиться к вертикальным поверхностям на винтах в трёх точках.

Доступный способ монтажа конкретного прибора учёта указан в паспорте, прилагаемом к счётчику.

Счетчики оборудованы ЖК-дисплеем, предназначенным для отображения учетной информации, событий, состояний.

Для этого в крышке корпуса счётчика предусмотрено окно, выполненное как единое целое с крышкой корпуса. Доступ к дисплею не возможен без вскрытия крышки корпуса и взлома пломб.

В счетчиках модификаций AD11A.M1, AD11A.M2, AD11S.M2 используется полнофункциональный кодово-символьный ЖК-дисплей с подсветкой, в котором для идентификации отображаемой информации используются OBIS коды и дополнительно, мнемонические знаки, поясняющие то или иное событие или состояние. Подсветка дисплея светодиодная с настраиваемым режимом.

На ЖК-дисплее модификаций счетчиков AD11A.M1, AD11A.M2, AD11S.M2 могут быть отображены текущие значения учетной информации и значения, зафиксированные на конец расчетного периода суммарно и по тарифам, значения всех измеряемых параметров сети с соответствующими единицами измерений, направление передачи энергии, действующий тариф, текущее значение времени и даты.

На ЖК-дисплее модификаций счетчиков AD11A.M1, AD11A.M2, AD11S.M2 мнемонические знаки позволяют отобразить сообщения о состояниях и событиях, таких как:

- регистрация в сети АИИС КУЭ;
- превышение пределов по мощности и дифференциальному току;
- превышения предела отношения реактивной и активной мощностей;
- превышения пределов показателей качества электроэнергии;
- воздействие магнитным полем;
- попыток вскрытия крышки корпуса или крышки клеммника счетчика для изменения схемы подключения или воздействия на внутренние элементы;
- попыток несанкционированного обращения к памяти счетчика через любой доступный в данной модификации интерфейс;
- фиксирование состояния неработоспособности (аппаратный или программный сбой) при самодиагностировании;
- регистрация команды управления с уровня информационно-вычислительного комплекса (далее – ИВК);
- отключения реле при превышении заданного предела потребленной активной мощности.

В счетчиках типа «split» AD11S.M1 используется дисплей малых размеров с ограниченной функциональностью, содержащий 8 цифровых символов для отображения значений измеряемых и вычисляемых параметров и символы обозначения единиц величин активной и реактивной энергии, а также символа разомкнутого состояния реле и «ошибка самодиагностики».

Совместно со счетчиками AD11S.M1 могут использоваться пользовательские (удаленные) дисплеи. Пользовательские (удаленные) дисплеи также могут использоваться совместно со счетчиками модификаций AD11A.M1, AD11A.M2, AD11S.M2 оборудованными соответствующими модемами.

Состав и последовательность вывода информации на встроенный и пользовательский (удаленный) дисплей может быть настроено дистанционно или локально через оптопорт.

Счетчики в зависимости от модификации могут быть оборудованы индикатором функционирования, сигнализирующем о работоспособном состоянии прибора учёта. О работоспособном состоянии так же можно судить по отображаемым на дисплее специальным символам.

Кнопка управления, расположенная на лицевой панели счетчиков модификаций AD11A.M1, AD11A.M2, AD11S.M2, может использоваться для переключения между данными, отображаемыми на дисплее, или для оперативного управления контактами основного реле.

В счетчиках модификации AD11S.M1 кнопка управления отсутствует.

В модификациях AD11S.M2 кнопка управления дополнительно закрывается общей прозрачной крышкой корпуса выполненной как единое целое с крышкой клеммника.

Конструкция клеммника счетчиков модификаций AD11A.M1 предусматривает возможность дополнительного размещения и монтажа в нём:

- разъёма RS-485;
- разъёма USB;
- разъёма Ethernet;
- разъёма для подключения внешней антенны;
- разъемов телемеханики,

в различных сочетаниях, в зависимости от конкретной модификации счётчика.

В зависимости от модификации в состав счетчиков могут входить дополнительные устройства - коммуникационные модули.

Коммуникационные модули предназначены для сопряжения различных сред и протоколов передачи данных, используемых для связи с информационно-вычислительным комплексом (ИВК), с дополнительными интерфейсами, смонтированными в конкретной модификации счетчика.

Комбинированные коммуникационные модули кроме функций двухсторонней передачи данных могут выполнять функции телемеханики.

Отличительной особенностью модульных счётчиков типов AD11A.M2 и AD11S.M2 является возможность оснащать их любым коммуникационным модулем связи из разработанной номенклатуры, которые позволяют, не меняя прибор учета подбирать подходящие интерфейсы для обмена данными при работе в составе информационных измерительных систем.

Счетчик измеряет активную и реактивную энергию с нарастающим итогом по абсолютному значению, в прямом и обратном направлениях, по квадрантам, по тарифам (до 6).

В дополнение к измерению энергии счетчики всех исполнений могут производить измерение и вычисление параметров потребления электроэнергии и показателей качества электроэнергии (см. таблицу 4 и 5), но погрешность этих измерений нормируются только для счетчиков исполнения (Р).

Все измеренные и рассчитанные параметры хранятся в энергонезависимой памяти счетчика в виде архива.

Счетчик позволяет сохранять во встроенной энергонезависимой памяти следующую информацию:

- текущие значения учтенной нарастающим итогом электроэнергии – активной и реактивной, импортируемой и экспортируемой, суммарно и по тарифным зонам;
- профиль нагрузки по активной и реактивной мощности, импортируемой и экспортируемой с программируемым интервалом усреднения из ряда 1, 2, 3, 4, 5, 6, 10, 15, 30, 60 минут и глубиной хранения для 30-ти минутных интервалов усреднения не менее 90 суток и для 60-ти минутных интервалов усреднения должно составлять не менее 180 суток;
- показания электроэнергии нарастающим итогом за сутки – активной и реактивной, импортируемой и экспортируемой, суммарно и по тарифным зонам с глубиной хранения не менее 180-ти суток;
- показания электроэнергии нарастающим итогом на конец месяца – активной и реактивной, импортируемой и экспортируемой, суммарно и по тарифным зонам с глубиной хранения не менее не менее 36 месяцев;
- объём энергии с программируемым интервалом от 1 минуты до 60 минут – активной и реактивной, импортируемой и экспортируемой, суммарно и по тарифным зонам с глубиной хранения не менее 90 суток для 30-ти минутных интервалов и не менее 180 суток для 60-ти минутных интервалов;
- объём энергии за сутки – активной и реактивной, импортируемой и экспортируемой, суммарно и по тарифным зонам с глубиной хранения не менее 180-ти суток;
- объём энергии за месяц – активной и реактивной, импортируемой и экспортируемой, суммарно и по тарифным зонам с глубиной хранения не менее 36 месяцев.

- объём энергии за год – активной и реактивной, импортируемой и экспортируемой, суммарно и по тарифным зонам с глубиной хранения не менее 3 лет;
- запрограммированных на конец прошедшего месяца параметров настройки функционирования с глубиной хранения не менее 3-х лет.

Дата начала расчетного периода должна быть настраиваемая удаленно или локально.

Счетчики регистрируют события и сохраняют их в энергонезависимой памяти с фиксацией даты и времени в журналах событий. Каждое событие классифицируется по принадлежности к группе и регистрируется в своем журнале событий. Объём журнала событий не менее 500 записей и может быть динамически увеличен.

Счетчики регистрируют следующие события:

- срабатывания электронных пломб вскрытия корпуса и клеммной крышки;
- попытки несанкционированного доступа к прибору учета, в том числе к программному обеспечению, параметрам настройки и обрабатываемой информации и данных;
- попытки несанкционированного обращения к памяти счетчика через любой доступный в данной модификации интерфейс;
- воздействие переменным и постоянным магнитным полем;
- обнаружение состояния неработоспособности вследствие аппаратного или программного сбоя при самодиагностике;
- о сбое, перерыве питания, работе от резервного (внутреннего) источника питания;
- о состоянии резервного (внутреннего) источника питания;
- перезагрузка после обрыва питания;
- об изменении параметров настройки;
- смена программного обеспечения, дата и инициатор;
- коррекция времени, автоматическая, принудительная, смена часовых поясов, переход на летнее (зимнее) время;
- выход за заданные пределы значений напряжения и частоты;
- превышение пределов потребляемых мощностей;
- превышение заданных значений порогов показателей качества электроэнергии;
- превышение предела отношения потребляемой активной и реактивной мощности $\tan \phi$;
- превышение заданных пределов температуры внутри корпуса счетчика;
- превышение заданного предела разности фазного и нейтрального токов (дифференциальный ток);
- изменение направления энергии;
- включение / отключение реле, причину и источник.

Счетчики не реже одного раза в секунду производят самодиагностику узлов и критических событий таких как: батарея разряжена, ошибка измерительного и вычислительного блока, ошибка памяти счетчика (подсчет контрольной суммы), калибровочные коэффициенты изменены, ПО изменено, отсутствие/восстановление питания (контроль работы блока питания), переход на летнее/зимнее время, время рассинхронизировано (контроль встроенных часов).

Измерительная информация, регистрируемая на момент возникновения события или за период, в котором произошло то или иное событие, может быть передана в систему с маркировкой «недоверенные данные».

Все события, регистрируемые в журнале событий, в зависимости от настройки счетчика могут послужить триггером для инициирования сеанса связи с уровнем ИВК.

Счетчики могут эксплуатироваться как автономно, так и в составе АИИС КУЭ. Для этого, в счетчиках, кроме оптического порта, предусмотрены интерфейсы для связи с ИВК, наличие которых зашифровано в структуре обозначения счетчиков.

Опционально в зависимости от пожелания заказчика в комплект поставки могут быть включены коммуникационные модули, наличие которых не отображается в обозначении модификации счётчика, но указывается в паспорте на изделие в виде дополнительной записи.

Также счетчики могут быть доукомплектованы коммуникационными модулями, поставляемыми отдельно, по усмотрению заказчика. Информация об установленном коммуникационном модуле после его поставки в паспорт не вносится.

Оптический порт, расположенный на крышке корпуса счетчика с лицевой стороны, предназначен для связи со счетчиками во время их обслуживания после продажи, для прямого обмена данными и параметризации счетчиков.

Обмен информацией и настройка счетчиков по оптическому порту осуществляется при помощи оптоголовки, соответствующей требованиям ГОСТ ИЕС 61107-2011.

При считывании учетных данных или параметрировании счетчиков по любому интерфейсу, включая оптический порт, используется модель данных, основанная на протоколах семейства DLMS/COSEM.

Защита от несанкционированного доступа к компонентам и к метрологически значимому программному обеспечению, обеспечивается пломбированием и защитными наклейками. Знак поверки вносится в паспорт в виде оттиска клейма и на счетчик в виде навесной пластиковой пломбы с оттиском знака поверки.

Заводской номер представляет собой штрих-код, формируемый из восьми десятичных цифр по правилам Спецификации символики штрихового кода Code 128 (ГОСТ ISO/IEC 15417-2013) и наносится методом лазерной гравировки на лицевую панель счетчика. Знак утверждения типа также наносится методом лазерной гравировки на лицевую панель счетчика.

Обозначение счетчика должно соответствовать следующей структуре:

AD11X.Mx.x(X)-xX-xX-X (x-x-x),

где символами – X обозначены позиции, заполняемые буквами латинского алфавита, а символами – x обозначены позиции, заполняемые арабскими цифрами, которые в совокупности означают метрологические характеристики, тип и количество встроенных интерфейсов, и дополнительную функциональность счётчика. Позиция, заключенная в скобки – (X), может отсутствовать в обозначении.

Позиции в конце обозначения, заключенные в скобки – (x-x-x) обозначают заводской код исполнения для внутризаводской идентификации и могут принимать любые цифровые значения для одной и той же модификации счётчика.

В таблице 1 приведены разъяснения значений букв, применяемых для обозначения.

Общий вид средства измерений и схема пломбировки от несанкционированного доступа, обозначение места нанесения знака поверки представлены на рисунках 1 - 4.

На рисунке 4 все пломбы, кроме пломб энергоснабжающей организации и крышки оптического ИК порта, размещаются под внешней пломбируемой прозрачной крышкой основания.

Таблица 1 – Структура обозначения счетчиков

[illegible]

Окончание таблицы 1

Интерфейсная часть обозначения	Доступные в данной модели счетчика интерфейсы и их количество^{**,***,4*}: - xX └─ идентификатор интерфейса └─ количество интерфейсов (цифра 1 не проставляется, последующая часть обозначения смещается влево) - E – Ethernet; - F – радиоканал, например: ZigBee, WiFi, Wireless MAN, Bluetooth, 433 МГц, 868 МГц или иные, не требующие лицензирования; - G – радиоканал в диапазоне мобильной сотовой связи GSM, GPRS, UTMS, CDMA, LTE и т.д.; - Nb – NB-IoT. Радиоканал стандарта сотовой связи для устройств телеметрии с низкими объёмами обмена данными; - Lo – LoRa. Радиоканал передачи данных малого объёма на больших расстояниях при низких затратах энергии LPWAN в лицензируемом или нелицензируемом диапазоне; - L – наличие PLC модема; - Rs – интерфейс RS-485; - U – USB
Функциональная часть обозначения	Наличие реле: - xX └─ идентификатор типа реле └─ количество реле (цифра 1 не проставляется, последующая часть обозначения смещается влево) - R – основное реле; - r – дополнительное маломощное сервисное реле; - Z – применяется в случае, если в данной модели счетчика реле отсутствуют Разъём резервного источника питания: - J – означает наличие разъёма для подключения источника резервного низковольтного питания Наличие входов и выходов телемеханики и их количество: - xI – число входов / xO – число выходов

* Позиция может отсутствовать в обозначении, при этом оставшаяся правая часть сдвигается влево.

** В любой модели счетчика присутствует инфракрасный оптопорт соответствующий ГОСТ IEC 61107-2011.

*** К любой модели счетчика в корпусе типа А модификации M1 (AD11A.M1) может быть подключен дополнительный коммуникационный модуль при наличии необходимого интерфейса в клеммнике счетчика. Коммуникационный модуль может содержать в себе один или несколько интерфейсов для взаимодействия с внешней информационной средой, порты телемеханики или же их сочетание. Коммуникационный модуль в счетчиках AD11A.M1 устанавливается под крышку клеммника.

⁴* К любой модели счетчика модификации AD11A.M2, AD11S.M2 может быть подключен коммуникационный модуль вне зависимости от наличия того или иного дополнительного интерфейса в клеммнике счетчика. Для этого в корпусе модификаций AD11A.M2, AD11S.M2 предусмотрен специальный отсек с электрическими разъёмами для установки любого коммуникационного модуля в унифицированном корпусе из линейки, специально разработанных для модификаций AD11A.M2, AD11S.M2. Коммуникационный модуль может содержать в себе один или несколько интерфейсов для взаимодействия с внешней информационной средой, порты телемеханики или же их сочетание.

П р и м е ч а н и е – Коммуникационные модули, разработанные для модификаций счетчиков AD11A.M1 и разработанные для модификаций счетчиков AD11A.M2 и AD11S.M2 не взаимозаменяемы.

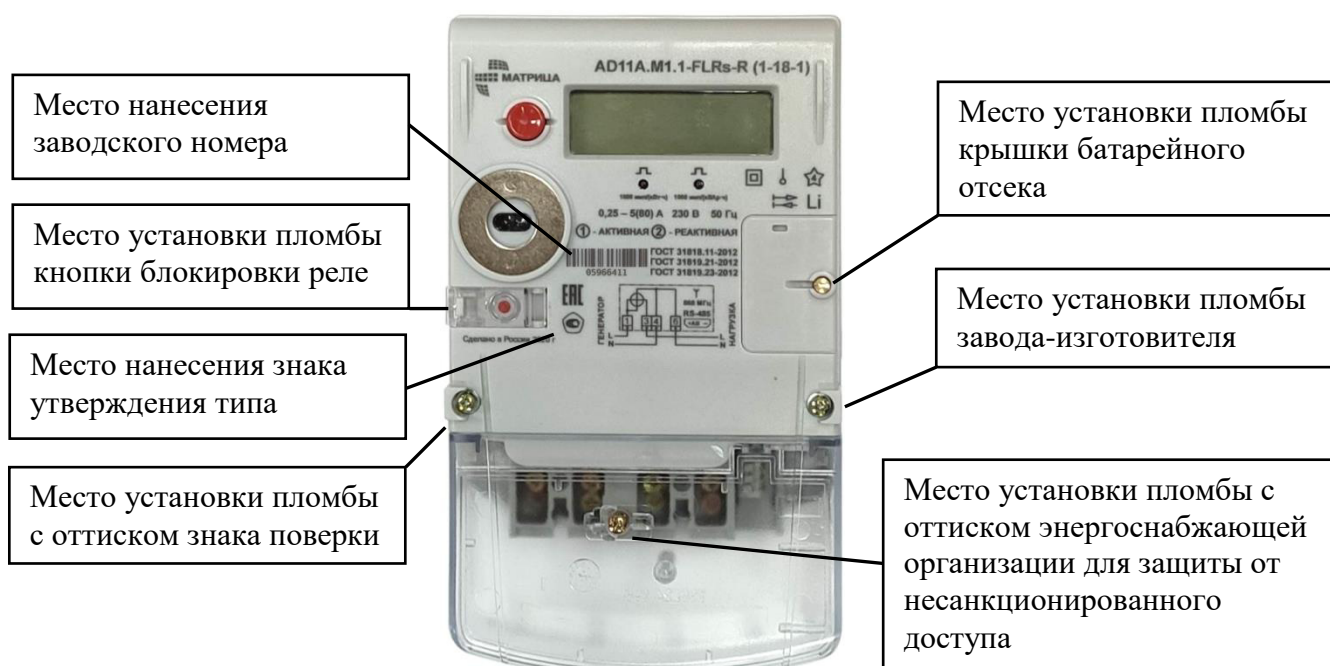


Рисунок 1 – Общий вид счетчика в корпусе AD11A.M1 и схема его пломбировки

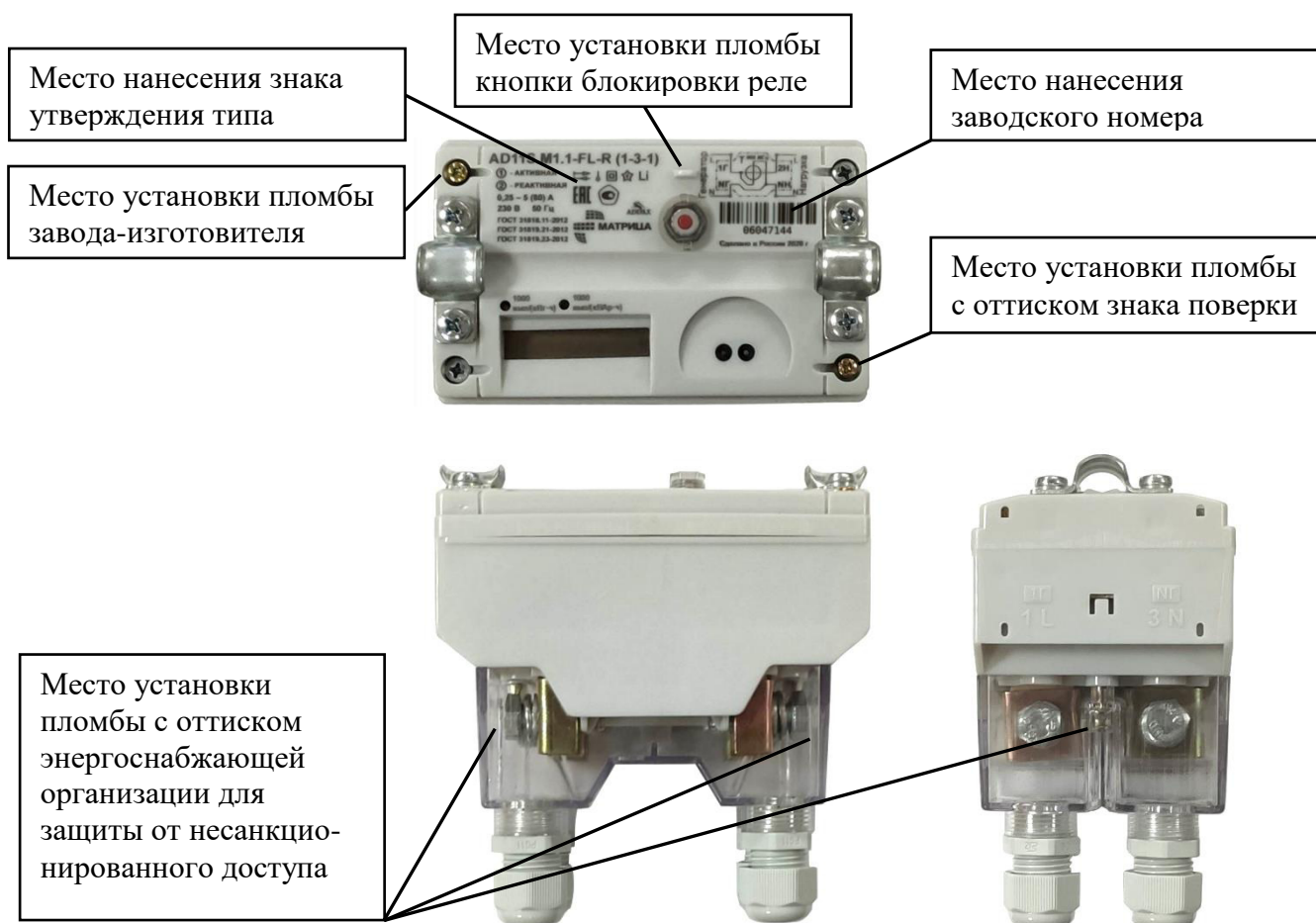


Рисунок 2 – Общий вид счетчика в корпусе AD11S.M1 и схема его пломбировки

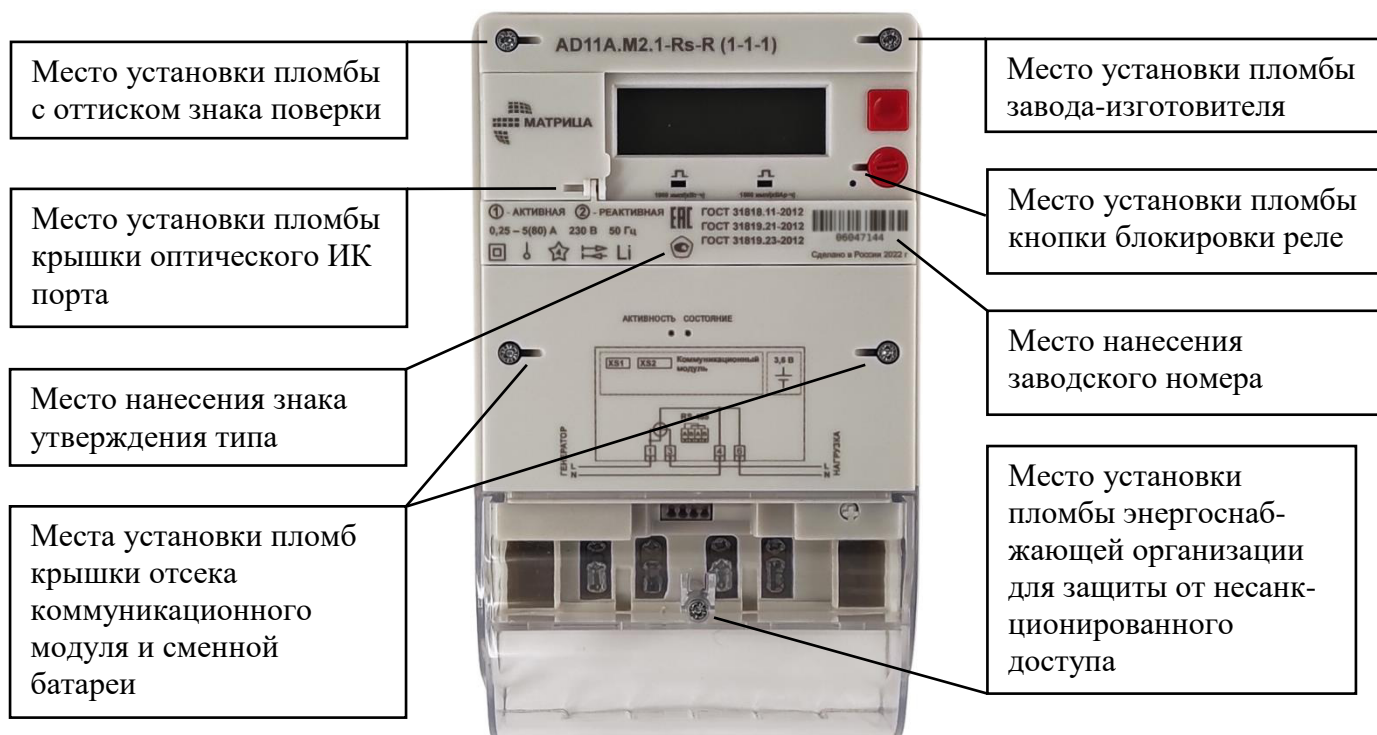


Рисунок 3 – Общий вид счетчика в корпусе AD11A.M2 и схема его пломбировки

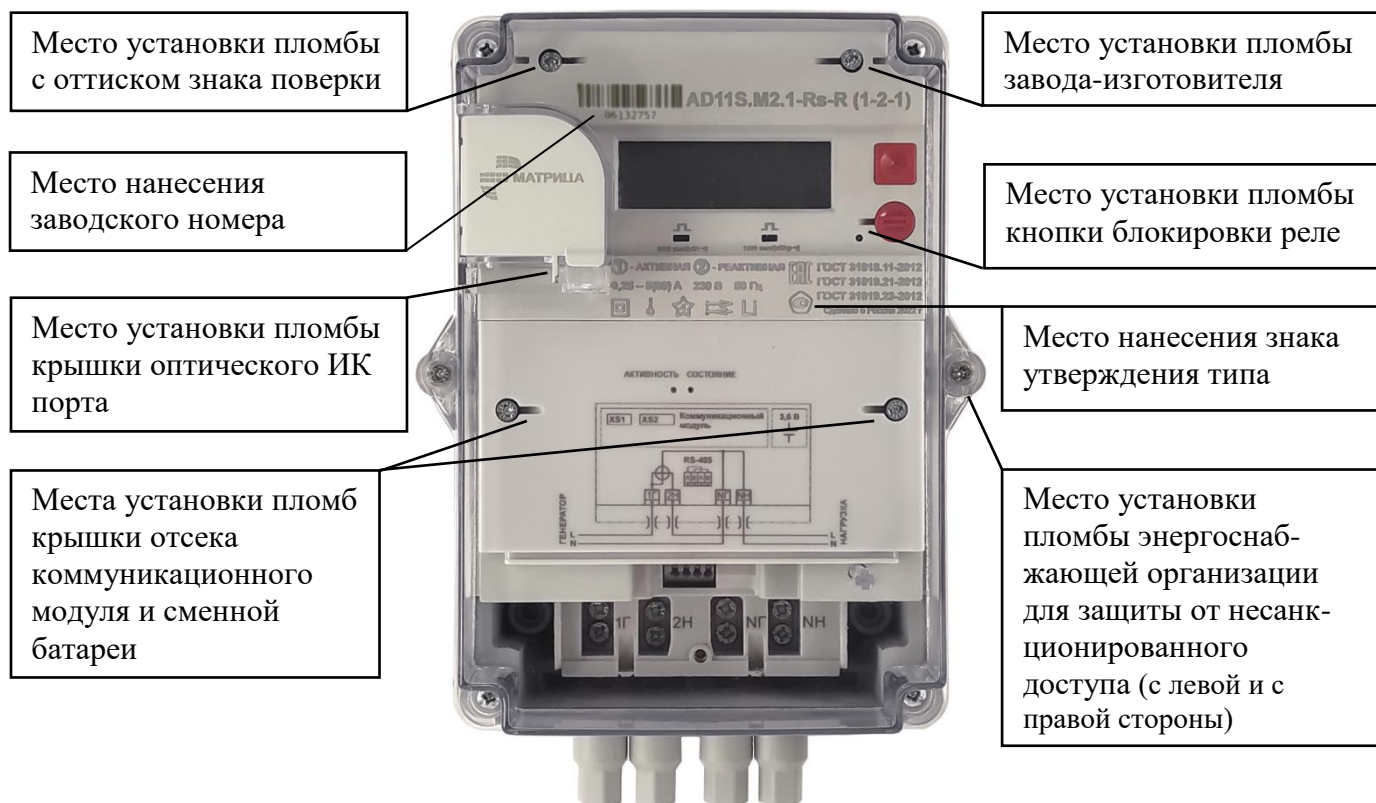


Рисунок 4 – Общий вид счетчика в корпусе AD11S.M2 и схема его пломбировки

Программное обеспечение

Встроенное ПО счетчика структурно разделено на метрологически значимую и метрологически незначимую части.

Метрологически незначимая часть содержит в себе прикладную и коммуникационную составляющую.

Возможны изменения только в прикладной и коммуникационной составляющих метрологически незначимой части программного обеспечения, при этом метрологически значимая часть остается неизменной. Встроенное программное обеспечение может быть обновлено локально или удаленно.

ПО позволяет организовывать с использованием защищенных протоколов передачи данных информационный обмен с интеллектуальной системой учета, в том числе передачу показаний, результатов измерений и вычислений количества электрической энергии и иных параметров, передачу журналов событий и данных о настройке счетчика, а также удаленного управления встроенными реле прибора учета и портами телеуправления.

ПО счётчика позволяет инициировать передачу в интеллектуальную систему учета зарегистрированных событий и других данных в момент их возникновения.

Предусмотрена возможность шифрования (применение средств криптографической защиты) информации при ее передаче по каналам связи и изменение ключей шифрования при необходимости.

Предусмотрено разграничение прав доступа для перепрограммирования, настройки, доступа к данным и журналам событий счетчика в соответствии с уровнями доступа при помощи ввода паролей.

Номер версии ПО отображается при включении счетчика и выводится на жидкокристаллический индикатор (ЖКИ). Контрольная сумма исполняемого кода предоставляется по запросу производителем и является индивидуальной для каждого счетчика.

Метрологические характеристики счетчиков нормированы с учетом влияния программного обеспечения.

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

Таблица 2 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	AD11x_SPODES_HPLC_v_8_x_x_x
Номер версии (идентификационный номер) ПО	APP 8.0.XX
Цифровой идентификатор ПО	—
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения	—
Примечание – номер версии программного обеспечения определяют первые две цифры, разделенные точкой (8.0, 8.1, 8.2 и выше)	

Метрологические и технические характеристики

Таблица 3– Метрологические характеристики

Класс точности: - по активной энергии ГОСТ 31819.21-2012 - по реактивной энергии ГОСТ 31819.23-2012	1 2
Номинальное напряжение $U_{ном}$, В	230
Установленный рабочий диапазон напряжения	от 0,80 $U_{ном}$ до 1,20 $U_{ном}$
Расширенный рабочий диапазон напряжения	от 0,5 $U_{ном}$ до 1,3 $U_{ном}$
Предельный рабочий диапазон напряжения	от 0 В до 1,9 $U_{ном}$
Базовый ток I_b , А	5
Максимальный ток $I_{макс}$, А	80; 100
Стартовый ток счетчиков: - по активной энергии, А - по реактивной энергии, А	0,02 0,025
Рабочий диапазон изменения частоты измерительной сети счетчика, Гц	50±2,5
Погрешность хода часов при штатном питании и питании от резервной батареи при +25 °С, с/сут, не более	±0,5
Погрешность хода часов при штатном питании и питании от резервной батареи при температуре от -40 °С до +70 °С, с/сут, не более	±5
Постоянная счетчика: - по активной энергии, имп/(кВт·ч) - по реактивной энергии, имп/(кВАр·ч)	1 000 1 000

Таблица 4 – Основные технические характеристики

Полная мощность, потребляемая цепью тока, В·А, не более	0,2
Полная мощность, потребляемая цепью напряжения, В·А, не более - с коммуникационным модулем - без модуля	15 10
Активная мощность, потребляемая цепью напряжения, Вт, не более - с коммуникационным модулем - без модуля	3 2
Общее количество разрядов индикатора для отображения значений измеренных величин	8
Количество десятичных разрядов индикатора, не более	4
Высота знаков индикатора для отображения значений измеренных величин, мм, не менее: - для счетчиков AD11A.M1, AD11A.M2, AD11S.M2 - для счетчиков AD11S.M1	8,0 6,0
Число тарифов	до 6
Количество сезонов	до 12
Количество недельных расписаний	до 12
Количество суточных профилей в недельном расписании	до 48
Количество переключений тарифов в суточном профиле	до 12
Дискретность установки интервала действия тарифной зоны, мин	1
Формирование профиля нагрузки (усредненная на интервале активная и реактивная, импортируемая и экспортируемая мощность) с программируемым временем интегрирования в диапазоне, мин	от 1 до 1440 (из ряда 1-10, 15, 30, 60, 1440)
Количество оптических испытательных выходов с параметрами по ГОСТ 31818.11-2012	2
Максимально допустимый коммутируемый ток через контакты основного реле при выполнении операции отключения/включения, А - для счетчиков с максимальным током $I_{\text{макс}} = 80 \text{ А}$ - для счетчиков с максимальным током $I_{\text{макс}} = 100 \text{ А}$	100 120
Коммутационная износостойкость контактов реле при нагрузке током $1,1 \cdot I_{\text{макс}}$ (электрическая прочность), циклов, не менее	3 000
Максимально допустимый коммутируемый ток через контакты дополнительного (сервисного) реле, при чисто активной нагрузке, А	5
Максимально допустимое напряжение, коммутируемое дополнительным (сервисным) реле, В	277
Коммутационная износостойкость контактов дополнительного (сервисного) реле при нагрузке максимальным током, циклов, не менее	100 000
Скорость обмена по интерфейсам (в зависимости от модификации), бит/с	от 300 до 115200

Продолжение таблицы 4

Скорость обмена по оптопорту, бит/с	9600
Самодиагностика счетчика	есть
Защита от несанкционированного доступа: - контроль вскрытия корпуса - контроль вскрытия клеммника - контроль наличия недопустимого внешнего магнитного поля - контроль наличия дифференциального тока - информационная безопасность	есть есть есть есть есть
Длительность хранения информации при отключении питания в энергонезависимой памяти, лет, не менее	20
Степень защиты обеспечиваемая оболочкой, - для счетчиков AD11A.M1, AD11A.M2 - для счетчиков AD11S.M1, AD11S.M2	IP51 IP65
Класс защиты от поражения электротоком по ГОСТ12.2.007.0-75	II
Габаритные размеры (длина × ширина × высота), мм, не более - для счетчиков AD11A.M1 - для счетчиков AD11A.M2 - для счетчиков AD11S.M1 - для счетчиков AD11S.M2	213,5 × 127,5 × 62 235 × 142 × 86 132 × 138,2 × 77,8 249 × 173 × 105
Условия эксплуатации: - температура окружающей среды, °C - относительная влажность, %, не более: - для счетчиков AD11A.M1, AD11A.M2 - для счетчиков AD11S.M1, AD11S.M2 - атмосферное давление, кПа	от -40 до +70 98 100 от 70 до 106
Масса счетчика, кг, не более: - для счетчиков AD11A.M1 - для счетчиков AD11A.M2 - для счетчиков AD11S.M1 - для счетчиков AD11S.M2	1,2 1,2 1,1 1,3
Средняя наработка до отказа, ч, не менее	230 000
Средний срок службы, лет, не менее	30
Срок службы литиевой батареи, лет, не менее	20

Таблица 5 – Пределы погрешности измерений параметров потребления электроэнергии для счетчиков исполнения (Р)

Параметр	Диапазон измерений	Пределы относительной/абсолютной погрешности измерений
Активная мгновенная мощность	от $0,1I_6$ до $I_{\text{макс}}$	$\pm 1 \%$
Реактивная мгновенная мощность	от $0,1I_6$ до $I_{\text{макс}}$	$\pm 2 \%$
Полная мгновенная мощность	от $0,1I_6$ до $I_{\text{макс}}$	$\pm 2 \%$
Коэффициент мощности ($\cos \varphi$)	от -1 до $+1$, при токе от $0,5 \text{ A}$ до $I_{\text{макс}}$	$\pm 0,01$
Коэффициент реактивной мощности, $\text{tg } \varphi$	от $-10,00$ до $-0,05$ и от $+0,05$ до $+10,00$, при токе от $0,5 \text{ A}$ до $I_{\text{макс}}$	$\pm 0,01$
Фазное напряжение	от $0,5 U_{\text{ном}}$ до $1,30 U_{\text{ном}}$	$\pm 1 \%$
Фазный ток	$0,05 I_6 \leq I \leq I_{\text{макс}}$	$\pm 1 \%$
Ток нейтрали	$0,05 I_6 \leq I \leq I_{\text{макс}}$	$\pm 1 \%$
Небаланс токов в фазном проводе и нейтрали, I_d : - абсолютное значение - относительно фазного тока	$0,02 I_6 \leq I_d \leq I_{\text{макс}}$	Обуславливается точностью измерения тока фазы и нейтрали
Частота основной гармоники сетевого напряжения, Гц	от $47,5$ до $52,5$	$\pm 0,01$

Таблица 6 – Пределы погрешности измерения показателей качества электроэнергии для счетчиков исполнения (Р)

Показатель КЭ	Диапазон измерений	Пределы погрешности измерений
Положительное или отрицательное отклонение уровня напряжения на величину более 10% от номинального напряжения в интервале измерений, равном 10 минутам	от $0,5 \cdot U_{\text{ном}}$ до $1,20 \cdot U_{\text{ном}}$	класс S, согласно ГОСТ 30804.4.30-2013
Положительное отклонение уровня напряжения на величину 20% и более от номинального напряжения (перенапряжение)	до $1,30 \cdot U_{\text{ном}}$	класс S, согласно ГОСТ 30804.4.30-2013
Отклонение частоты	от $47,5$ до $52,5 \text{ Гц}$	$\pm 0,01$ класс S, согласно ГОСТ 30804.4.30-2013

Знак утверждения типа

наносится на лицевую панель счетчика методом наклейки пластикового шильдика или методом лазерной гравировки, на титульный лист паспорта и руководства по эксплуатации-типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 7 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Общие требования для всех модификаций		
Счетчик электрической энергии однофазный статический	AD11A.M, AD11S.M	1 шт.
Паспорт счетчика	ADDM.411152.XXX-XXPC	1 шт.
Руководство по эксплуатации ¹⁾	ADDM.411152.XXX-XXPE	1 шт.
Методика поверки ²⁾	—	Опционально
Сервисное ПО, Комплект оптоголовки (CM.Bus) ²⁾	—	Опционально
Потребительская тара ³⁾	—	—
Дифференцированные требования в зависимости от модификации		
Комплект крепёжных изделий	—	1 компл.
Модифицированная крышка клеммника для счётчиков в корпусе типа А ⁴⁾	—	1 шт.
Пользовательский (удаленный) дисплей ⁴⁾	—	Опционально
Коммуникационный модуль ⁴⁾	—	Опционально
Внешняя GSM антенна ⁴⁾	—	Опционально
Ответные части разъемов дополнительных интерфейсов ⁵⁾	—	1 компл.
Примечания: ¹⁾ В силу большого объема сведений, в комплект поставки входит сокращенный вариант руководства по эксплуатации, в котором изложенной информации достаточно для правильной эксплуатации счетчика потребителем электрической энергии. Полный вариант руководства по эксплуатации можно взять в интернете по адресу: www.matritsa.ru . ²⁾ Методика поверки и сервисное ПО высылаются по требованию организаций, производящих поверку счетчиков. Комплект оптоголовки (CM.Bus) приобретается отдельно. ³⁾ Допускается групповая отгрузка с использованием многоместной упаковочной коробки. ⁴⁾ Добавляют в комплект при необходимости и по предварительному согласованию с заказчиком. ⁵⁾ При наличии таких разъёмов.		

Сведения о методиках (методах измерений)

приведены в руководствах по эксплуатации на каждую модификацию, раздел 8 «Использование прибора».

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

ГОСТ 31818.11-2012 (IEC 62052-11:2003) «Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Общие требования. Испытания и условия испытаний. Часть 11: Счетчики электрической энергии»;

ГОСТ 31819.21-2012 (IEC 62053-21:2003) «Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 21. Статические счетчики активной энергии классов точности 1 и 2»;

ГОСТ 31819.23-2012 (IEC 62053-23:2003) «Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Статические счетчики реактивной энергии»;

ГОСТ 32144-2013 «Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения»;

ГОСТ 30804.4.30-2013 (IEC 61000-4-30:2008) «Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Методы измерений показателей качества электрической энергии»;

ГОСТ IEC 61107-2011 «Обмен данными при считывании показаний счетчиков, тарификации и управлении нагрузкой. Прямой локальный обмен данными»;

ТУ 4228-810-73061759-2020 (с изменениями 1) «Счетчики электрической энергии однофазные статические AD11A.M, AD11S.M. Технические условия».

Правообладатель

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

ИНН 5012027398

Адрес: 143989, Московская обл., г. Балашиха, мкр. Железнодорожный, ул. Маяковского, д. 16

Телефон (факс): +7 (495) 225-80-92; +7 (495) 522-89-45

Web-сайт:matritca.ru

E-mail:mail@matritca.ru

Изготовитель

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

ИНН 5012027398

Адрес: 143989, Московская обл., г. Балашиха, мкр. Железнодорожный, ул. Маяковского, д. 16

Телефон (факс): +7 (495) 225-80-92; +7 (495) 522-89-45

Web-сайт:matritca.ru

E-mail:mail@matritca.ru

Испытательный центр

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

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

Телефон (факс): 8 (495) 437 55 77, 8 (495) 437 56 66

E-mail: office@vniims.ru

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

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «07» апреля 2023 г. № 777

Регистрационный № 74778-19

Лист № 1
Всего листов 12

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ОАО «Алтай-Кокс»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ОАО «Алтай-Кокс» (далее - АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электрической энергии, средней активной и реактивной электрической мощности, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную многоуровневую автоматизированную измерительную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения.

АИИС КУЭ включает 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, устройство синхронизации системного времени (УССВ ИВК), автоматизированные рабочие места (АРМ) оператора, расположенные в отделах АО «Алтай-Кокс», каналообразующую аппаратуру, средства связи и приема-передачи данных.

АИИС КУЭ обеспечивает выполнение следующих функций:

- сбор информации о результатах измерений активной и реактивной электрической энергии;
- синхронизация времени компонентов АИИС КУЭ с помощью системы обеспечения единого времени (СОЕВ), соподчиненной национальной шкале координированного времени UTC (SU);
- хранение информации по заданным критериям;
- доступ к информации и ее передача в организации-участники оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ).

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по кабельным линиям связи поступают на входы счетчика электроэнергии, где производится измерение мгновенных и средних значений активной и реактивной мощности. На основании средних значений мощности измеряются приращения электроэнергии за интервал времени 30 мин.

УСПД автоматически проводит сбор результатов измерений и состояния средств измерений со счетчиков электрической энергии (один раз в 30 мин) по линиям связи.

Сервер сбора ИВК АИИС КУЭ автоматически опрашивает УСПД. Опрос УСПД (кроме УСПД, установленной на ПС Камышенская) выполняется с помощью выделенного канала (основной канал связи). При отказе основного канала связи опрос УСПД выполняется по резервному каналу связи. Опрос УСПД, установленной на ПС Камышенская, осуществляется через сеть оператора мобильной сотовой 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.

ИВК АИИС КУЭ формирует файлы отчетов с результатами измерений в формате XML и один раз в сутки передает их в АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам ОРЭМ посредством электронной почты, а в ПАК АО «АТС» – дополнительно с использованием электронно-цифровой подписи. Формирование отчетов и отправка в ПАК АО «АТС» и смежным субъектам ОРЭМ возможно по запросу оператора АРМ АИИС КУЭ.

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

СОЕВ функционирует на всех уровнях АИИС КУЭ. УССВ, ИВК, принимающие 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 (кроме УСПД, установленной на ПС Камышенская) выполняется с периодичностью не менее одного раза в 60 мин. Интервал проверки текущего времени в УСПД, установленной на ПС Камышенская, составляет не менее 1 раза в сутки.

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

Нанесение знака поверки на АИИС КУЭ не предусмотрено.

Заводской номер АИИС КУЭ состоит из арабских цифр, наносится на переднюю панель шкафа для размещения сервера в виде наклейки, представлено на рисунке 1. АИИС КУЭ имеет заводской номер 003.

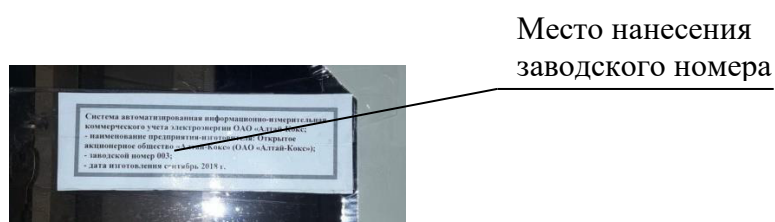


Рисунок 1 – Место нанесения заводского номера

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение (ПО) «Учет энергоресурсов», входящее в состав «Системы автоматизированной информационно-измерительной комплексного учета энергоресурсов «МИР». ПО используется при учете электрической энергии и обеспечивает обработку, организацию учета и хранения результатов измерений. В СОЕВ АИИС КУЭ используется ПО «NTP Time Server Monitor», предназначенное для синхронизации ИВК с УССВ.

Уровень защиты ПО АИИС КУЭ - «средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Идентификационные данные метрологически значимой части ПО приведены в таблицах 1 и 2.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО «Учет энергоресурсов»

Значения идентификационных признаков ПО		
Идентификационное наименование ПО	Номер версии (идентификационный номер) ПО	Цифровой идентификатор ПО (алгоритм вычисления контрольной суммы исполняемого кода - MD5)
AppServ.dll	не ниже 2.4.0.998	9C7726455DC6F87EEBD45A7EF6999A97
ReplSvc.exe	не ниже 2.4.0.107	1BDC3D6759940BBDE4E7EE483E62A897
Reports2.exe	не ниже 2.15.8.286	AE1977DB4E889DEBD0D56CE2BF343552
CENTERSBOR.exe	не ниже 1.0.3.26	974E852B0D7E10866A331BC4725E1096
ImpExpXML.dll	не ниже 2.4.1.2	D3441E956D9BA61B134C9B3BA69AB102
ServerOm3.exe	не ниже 3.3.0.68	0AE5F96B61A30575EFD8C4DCC19BA5E2

Таблица 2 – Идентификационные данные ПО «NTP Time Server Monitor»

Значения идентификационных признаков ПО		
Идентификационное наименование ПО	Номер версии (идентификационный номер) ПО	Цифровой идентификатор ПО (алгоритм вычисления контрольной суммы исполняемого кода - MD5)
Ntpd.exe	не ниже 4.2.8p15	3A8A1B99A346909869B7935E8046D82F
Mbgtsmon.exe	не ниже 1.04	85ADCB6889BE0EF43C03104C8870266E

Метрологические и технические характеристики

Таблица 3 – Состав измерительных каналов (ИК) АИИСКУЭ

№ ИК	Наименование ИК	Состав ИК АИИСКУЭ				
		ТТ	ТН	Счетчик электрической энергии	УСПД	УССВ, ИВК
1	2	3	4	5	6	7
1	ТЭЦ АКХЗ, ОРУ-220 кВ, ВЛ 220 кВ ТЭЦ АКХЗ – Чесноковская с отпайкой на ПС Шпагино	ТФЗМ 220Б-III КТ 0,2S Ктр=600/5 рег.№ 26006-06	НКФ-220-II КТ 0,2 Ктр=(220000:√3)/ (100:√3) рег.№ 26453-08	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 рег.№ 36697-08	МИР УСПД-01 рег.№ 27420-08	Метро-ном версии 300 рег.№ 56465-14
2	ТЭЦ АКХЗ, ОРУ-220 кВ, ВЛ 220 кВ Смазнево - ТЭЦ АКХЗ (ВЛ СК-231)	ТФЗМ 220Б-III КТ 0,2S Ктр=600/5 рег.№ 26006-06	НКФ-220-II КТ 0,2 Ктр=(220000:√3)/ (100:√3) рег.№ 26453-08	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 рег.№ 36697-17		
3	ТЭЦ АКХЗ, ОРУ-110 кВ, 2СШ, яч. №11, ВЛ-110 кВ АГ-88	ТФЗМ 110Б-I КТ 0,2S Ктр=300/5 рег.№ 26420-08	НКФ-110-57 У1 КТ 0,5 Ктр=(110000:√3)/ (100:√3) рег.№ 14205-94	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 рег.№ 27524-04		
4	ТЭЦ АКХЗ, ОРУ-110 кВ, 1СШ, яч. №10, ВЛ-110 кВ АГ-87	ТФЗМ 110Б-I КТ 0,2S Ктр=300/5 рег.№ 26420-08	НКФ-110-57 У1 КТ 0,5 Ктр=(110000:√3)/ (100:√3) рег.№ 14205-94	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 рег.№ 27524-04		
5	ТЭЦ АКХЗ, ОРУ-110 кВ, 2СШ, яч. №6, ВЛ-110 кВ АК-79	ТФЗМ 110Б-I КТ 0,2S Ктр=300/5 рег.№ 26420-08	НКФ-110-57 У1 КТ 0,5 Ктр=(110000:√3)/ (100:√3) рег.№ 14205-94	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 рег.№ 36697-08		
6	ТЭЦ АКХЗ, ОРУ-110 кВ, 1СШ, яч. №7, ВЛ-110 кВ АК-78	ТФЗМ 110Б-I КТ 0,2S Ктр=300/5 рег.№ 26420-08	НКФ-110-57 У1 КТ 0,5 Ктр=(110000:√3)/ (100:√3) рег.№ 14205-94	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 рег.№ 27524-04		
7	ТЭЦ АКХЗ, ГРУ-6 кВ, 1СШ, яч. №114, ЦРП2-1	ТОЛ-10 КТ 0,5 Ктр=1000/5 рег.№ 7069-79	НТМИ-6-66 КТ 0,5 Ктр=6000/100 рег.№ 2611-70	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 рег.№ 27524-04		

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6	7
8	ТЭЦ АКХЗ, ГРУ-6 кВ, 1СШ, яч. №8, ЦРП1-2	ТПШЛ-10 КТ 0,5 Ктр=5000/5 рег.№ 1423-60	НТМИ-6-66 КТ 0,5 Ктр=6000/100 рег.№ 2611-70	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 рег.№ 27524-04	МИР УСПД-01 рег.№ 27420- 08	Метро- ном версии 300 рег.№ 56465- 14
9	ТЭЦ АКХЗ, ГРУ-6 кВ, 1СШ, яч. №106, ТОЛ	ТОЛ-10 КТ 0,5 Ктр=300/5 рег.№ 7069-79	НОМ-6 КТ 0,5 Ктр=6000/100 рег.№ 159-49	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 рег.№ 27524-04		
10	ТЭЦ АКХЗ, ГРУ-6 кВ, 2СШ, яч. №207, РП21	ТВЛМ-10 КТ 0,5 Ктр=1000/5 рег.№ 1856-63	НОМ-6 КТ 0,5 Ктр=6000/100 рег.№ 159-49	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 рег.№ 27524-04		
11	ТЭЦ АКХЗ, ГРУ-6 кВ, 2СШ, яч. №202, 1РП8-1	ТВЛМ-10 КТ 0,5 Ктр=200/5 рег.№ 1856-63	НОМ-6 КТ 0,5 Ктр=6000/100 рег.№ 159-49	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 рег.№ 27524-04		
12	ТЭЦ АКХЗ, ГРУ-6 кВ, 3СШ, яч. №301, 1РП8-2	ТЛМ-10 КТ 0,5 Ктр=400/5 рег.№ 2473-69	НОМ-6 КТ 0,5 Ктр=6000/100 рег.№ 159-49	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 рег.№ 27524-04		
13	ТЭЦ АКХЗ, ГРУ-6 кВ, 3СШ, яч. №309, ТОП	ТОЛ 10-1 КТ 0,5 Ктр=300/5 рег.№ 15128-03	НОМ-6 КТ 0,5 Ктр=6000/100 рег.№ 159-49	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 рег.№ 27524-04		
14	ТЭЦ АКХЗ, ГРУ-6 кВ, 3СШ, яч. №34, ЦРП1-1	ТПШЛ-10 КТ 0,5 Ктр=5000/5 рег.№ 1423-60	НТМИ-6-66 КТ 0,5 Ктр=6000/100 рег.№ 2611-70	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 рег.№ 27524-04		
15	ТЭЦ АКХЗ, ГРУ-6 кВ, 3СШ, яч. №316, ЦРП2-3	ТЛМ-10 КТ 0,5 Ктр=1500/5 рег.№ 2473-69	НТМИ-6-66 КТ 0,5 Ктр=6000/100 рег.№ 2611-70	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 рег.№ 27524-04		
16	ГПП 110кВ, КРУ-6кВ, яч.312, ввод 3С	ТЛШ-10 КТ 0,5 Ктр=3000/5 рег.№ 11077-03	ЗНОЛ.06-6 КТ 0,5 Ктр=(6000:√3)/ (100:√3) рег.№ 3344-04	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 рег.№ 36697-08		
17	ГПП 110кВ, КРУ-6кВ, яч.110, ввод 1С	ТЛШ-10 КТ 0,5 Ктр=3000/5 рег.№ 11077-03	ЗНОЛ.06-6 КТ 0,5 Ктр=(6000:√3)/ (100:√3) рег.№ 3344-04	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 рег.№ 36697-08		

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6	7
18	ГПП 110кВ, КРУ-6кВ, яч.211, ввод 2С	ТЛШ-10 КТ 0,5 Ктр=3000/5 рег.№ 11077-03	ЗНОЛ.06-6 КТ 0,5 Ктр=(6000:√3)/ (100:√3) рег.№ 3344-04	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 рег.№ 36697-08	МИР УСПД-01 рег.№ 27420- 08	Метро- ном версии 300 рег.№ 56465- 14
19	ГПП 110кВ, КРУ-6кВ, яч.412, ввод 4С	ТЛШ-10 КТ 0,5 Ктр=3000/5 рег.№ 11077-03	ЗНОЛ.06-6 КТ 0,5 Ктр=(6000:√3)/ (100:√3) рег.№ 3344-04	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 рег.№ 36697-08		
20	ТЭЦ АКХЗ, ГРУ-6 кВ, 2СШ, яч. № 204, ТУ	ТЛМ-10 КТ 0,5 Ктр=300/5 рег.№ 2473-69	НОМ-6 КТ 0,5 Ктр=6000/100 рег.№ 159-49	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 рег.№ 27524-04		
21	ТЭЦ АКХЗ, ТГ-1 (6кВ)	ТШВ15Б КТ 0,5 Ктр=8000/5 рег.№ 5719-76	ЗНОМ-15-63 КТ 0,5 Ктр=(6000:√3)/ (100:√3) рег.№ 1593-70	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 рег.№ 27524-04		
22	ТЭЦ АКХЗ, ТГ-2 (6кВ)	ТШЛ20Б-1 КТ 0,2 Ктр=8000/5 рег.№ 4016-74	ЗНОМ-15-63 КТ 0,5 Ктр=(6000:√3)/ (100:√3) рег.№ 1593-70	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 рег.№ 27524-04		
23	ТЭЦ АКХЗ, ТГ-3 (10кВ)	ТШЛ20Б-1 КТ 0,2 Ктр=8000/5 рег.№ 4016-74	ЗНОМ-15-63 КТ 0,5 Ктр=(6000:√3)/ (100:√3) рег.№ 1593-70	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 рег.№ 27524-04		
24	ПС 110 кВ Камышенская (ПС-4), КРУ- 10 кВ, I с.ш. 10 кВ, яч.7, ВЛ- 10 кВ Л-4-7	ТПЛ-10 КТ 0,5 Ктр=50/5 рег.№ 1276-59	НАМИ-10 КТ 0,2 Ктр=10000/100 рег.№ 11094-87	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 рег.№ 36697-08		
25	ПС 110 кВ Камышенская (ПС-4), КРУ- 10 кВ, II с.ш. 10 кВ, яч.16, ВЛ-10 кВ Л-4-16	ТОЛ-СЭЩ-10 КТ 0,5 Ктр=100/5 рег.№ 32139-06	НАМИ-10 КТ 0,2 Ктр=10000/100 рег.№ 11094-87	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 рег.№ 36697-08		

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6	7
26	ПС 110 кВ Камышенская (ПС-4), КРУ- 10 кВ, I с.ш. 10 кВ, яч.3, ВЛ- 10 кВ Л-4-3	ТПЛ-СЭЩ-10- 81 КТ 0,5S Ктр=100/5 рег.№ 38202-08	НАМИ-10 КТ 0,2 Ктр=10000/100 рег.№ 11094-87	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 рег.№ 27524-04	МИР УСПД-01 рег.№ 27420- 08	Метро- ном версии 300 рег.№ 56465- 14
27	ПС 110 кВ Камышенская (ПС-4), КРУ- 10 кВ, I с.ш. 10 кВ, яч.9, ВЛ- 10 кВ Л-4-9	ТПЛ-10 КТ 0,5 Ктр=50/5 рег.№ 1276-59	НАМИ-10 КТ 0,2 Ктр=10000/100 рег.№ 11094-87	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 рег.№ 36697-08		
28	ПС 110 кВ Камышенская (ПС-4), КРУ- 10 кВ, II с.ш. 10 кВ, яч.15, ВЛ-10 кВ Л-4-15	ТПЛ-СЭЩ-10- 81 КТ 0,5S Ктр=150/5 рег.№ 38202-08	НАМИ-10 КТ 0,2 Ктр=10000/100 рег.№ 11094-87	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 рег.№ 36697-08		
29	ПС 110 кВ Камышенская (ПС-4), КРУ- 10 кВ, II с.ш. 10 кВ, яч.17, ВЛ-10 кВ Л-4-17	ТПЛ-СЭЩ-10- 81 КТ 0,5S Ктр=150/5 рег.№ 38202-08	НАМИ-10 КТ 0,2 Ктр=10000/100 рег.№ 11094-87	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 рег.№ 36697-08		
30	ТЭЦ АКХЗ, ГРУ-6 кВ, 1СШ, яч. № 110, ТС-1	ТОЛ-10 КТ 0,5 Ктр=150/5 рег.№ 7069-02	НОМ-6 КТ 0,5 Ктр=6000/100 рег.№ 159-49	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 рег.№ 36697-08		
31	ТЭЦ АКХЗ, ГРУ-6 кВ, 2СШ, яч. № 210, ТС-2	ТОЛ-10-I-2 КТ 0,2S Ктр=400/5 рег.№ 47959-11	НОМ-6 КТ 0,5 Ктр=6000/100 рег.№ 159-49	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 рег.№ 27524-04		

Примечания:

- 1 Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчиков и УСПД на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у приведенных в настоящей таблице, при условии, что собственник АИИС КУЭ не претендует на улучшение метрологических характеристик, указанных в таблицах 4 и 5.
- 2 Допускается замена УССВ на аналогичные утвержденных типов, а также замена сервера без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО).
- 3 Замена оформляется актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке, который хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ, как их неотъемлемая часть

Таблица 4 – Метрологические характеристики ИК при измерении активной электрической энергии

Номера ИК, классы точности СИ в составе ИК	cosφ	Границы относительной погрешности ИК АИИС КУЭ при измерении активной электрической энергии							
		для диапазона $I_{1(2)} \leq I < I_5$		для диапазона $I_5 \leq I < I_{20}$		для диапазона $I_{20} \leq I < I_{100}$		для диапазона $I_{100} \leq I \leq I_{120}$	
		$\delta_o, \%$	$\delta_{py}, \%$	$\delta_o, \%$	$\delta_{py}, \%$	$\delta_o, \%$	$\delta_{py}, \%$	$\delta_o, \%$	$\delta_{py}, \%$
1-2 КТ ТТ 0,2S; КТ ТН 0,2; КТ счетчика 0,2S	1,0	±0,9	±1,2	±0,6	±0,8	±0,5	±0,7	±0,5	±0,7
	0,8	±1,2	±1,4	±0,9	±1,1	±0,6	±1,0	±0,6	±1,0
	0,5	±1,8	±2,0	±1,3	±1,4	±0,9	±1,2	±0,9	±1,2
3, 4-6, 31 КТ ТТ 0,2S; КТ ТН 0,5; КТ счетчика 0,2S	1,0	±1,0	±1,2	±0,8	±0,8	±0,7	±0,7	±0,7	±0,7
	0,8	±1,3	±1,4	±1,1	±1,2	±0,9	±1,0	±0,9	±1,0
	0,5	±2,1	±2,2	±1,7	±1,7	±1,4	±1,5	±1,4	±1,5
7-21, 30 КТ ТТ 0,5; КТ ТН 0,5; КТ счетчика 0,2S	1,0	не норм.		±1,8	±1,8	±1,1	±1,1	±0,9	±0,9
	0,8	не норм.		±2,9	±2,9	±1,6	±1,7	±1,2	±1,3
	0,5	не норм.		±5,4	±5,4	±2,9	±3,0	±2,2	±2,2
22-23 КТ ТТ 0,5; КТ ТН 0,5; КТ счетчика 0,2S	1,0	не норм.		±1,1	±1,1	±0,8	±0,8	±0,7	±0,7
	0,8	не норм.		±1,5	±1,5	±1,0	±1,1	±0,9	±1,0
	0,5	не норм.		±2,3	±2,4	±1,6	±1,7	±1,4	±1,5
24-25, 27 КТ ТТ 0,5; КТ ТН 0,2; КТ счетчика 0,2S	1,0	не норм.		±1,7	±1,8	±0,9	±1,1	±0,7	±0,9
	0,8	не норм.		±2,8	±2,9	±1,5	±1,6	±1,1	±1,3
	0,5	не норм.		±5,3	±5,4	±2,7	±2,8	±1,9	±2,0
26, 28-29 КТ ТТ 0,5S; КТ ТН 0,2; КТ счетчика 0,2S	1,0	±1,5	±1,6	±0,9	±1,0	±0,7	±0,7	±0,7	±0,7
	0,8	±2,5	±2,5	±1,5	±1,6	±1,1	±1,2	±1,1	±1,2
	0,5	±4,7	±4,7	±2,8	±2,8	±1,9	±2,0	±1,9	±2,0

Примечания:

- 1 В таблице приняты следующие обозначения: $I_2, I_5, I_{20}, I_{100}$ и I_{120} – значения первичного тока, соответствующие 2, 5, 20, 100 и 120 % от номинального значения I_n ; δ_o – границы основной относительной погрешности ИК АИИС КУЭ при измерении электрической энергии; δ_{py} – границы относительной погрешности ИК АИИС КУЭ в рабочих условиях эксплуатации при измерении электрической энергии.
- 2 Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ указаны для измерений тридцатиминутных приращений электрической энергии и средней мощности.
- 3 В качестве характеристик относительной погрешности ИК АИИС КУЭ приведены границы интервала, соответствующие вероятности 0,95

Таблица 5 – Метрологические характеристики ИК при измерении реактивной электрической энергии

Номера ИК, классы точности СИ в составе ИК	cosφ	Границы относительной погрешности ИК АИИС КУЭ при измерении реактивной электрической энергии							
		для диапазона $I_{1(2)} \leq I < I_5$		для диапазона $I_5 \leq I < I_{20}$		для диапазона $I_{20} \leq I < I_{100}$		для диапазона $I_{100} \leq I \leq I_{120}$	
		δ_o , %	δ_{py} , %	δ_o , %	δ_{py} , %	δ_o , %	δ_{py} , %	δ_o , %	δ_{py} , %
1-2 КТ ТТ 0,2S; КТ ТН 0,2; КТ счетчика 0,2S	1,0	не норм.		не норм.		не норм.		не норм.	
	0,8	±1,8	±2,3	±1,4	±2,0	±1,0	±1,7	±1,0	±1,7
	0,5	±1,5	±2,0	±1,3	±1,9	±0,8	±1,6	±0,8	±1,6
3, 4-6, 31 КТ ТТ 0,2S; КТ ТН 0,5; КТ счетчика 0,2S	1,0	не норм.		не норм.		не норм.		не норм.	
	0,8	±2,2	±2,8	±1,5	±1,9	±1,3	±1,5	±1,3	±1,4
	0,5	±1,6	±2,1	±1,1	±1,4	±1,0	±1,1	±0,9	±1,1
7-21, 30 КТ ТТ 0,5; КТ ТН 0,5; КТ счетчика 0,2S	1,0	не норм.		не норм.		не норм.		не норм.	
	0,8	не норм.		±4,4	±4,5	±2,4	±2,5	±1,8	±1,9
	0,5	не норм.		±2,6	±2,7	±1,5	±1,6	±1,2	±1,3
22-23 КТ ТТ 0,5; КТ ТН 0,5; КТ счетчика 0,2S	1,0	не норм.		не норм.		не норм.		не норм.	
	0,8	не норм.		±2,0	±2,3	±1,4	±1,6	±1,3	±1,4
	0,5	не норм.		±1,4	±1,7	±1,0	±1,2	±0,9	±1,0
24-25, 27 КТ ТТ 0,5; КТ ТН 0,2; КТ счетчика 0,2S	1,0	не норм.		не норм.		не норм.		не норм.	
	0,8	не норм.		±4,3	±4,6	±2,3	±2,6	±1,6	±2,1
	0,5	не норм.		±2,6	±2,9	±1,4	±2,0	±1,1	±1,7
26, 28-29 КТ ТТ 0,5S; КТ ТН 0,2; КТ счетчика 0,2S	1,0	не норм.		не норм.		не норм.		не норм.	
	0,8	±3,9	±4,3	±2,3	±2,5	±1,6	±1,7	±1,6	±1,7
	0,5	±2,4	±2,8	±1,4	±1,7	±1,0	±1,2	±1,0	±1,2

Примечания:

1 В таблице приняты следующие обозначения: I_2 , I_5 , I_{20} , I_{100} и I_{120} – значения первичного тока, соответствующие 2, 5, 20, 100 и 120 % от номинального значения I_n ; δ_o – границы основной относительной погрешности ИК АИИС КУЭ при измерении электрической энергии; δ_{py} – границы относительной погрешности ИК АИИС КУЭ в рабочих условиях эксплуатации при измерении электрической энергии.

2 Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ указаны для измерений тридцатиминутных приращений электрической энергии и средней мощности.

3 В качестве характеристик относительной погрешности ИК АИИС КУЭ приведены границы интервала, соответствующие вероятности 0,95

Таблица 6 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	31
Нормальные условия: - температура окружающей среды, °С параметры сети: - напряжение, % от U_n - сила тока, % от I_n - коэффициент мощности $\cos\varphi$ - частота, Гц	от +21 до +25 от 99 до 101 от 2 до 120 от 0,5 инд. до 0,8 емк. от 49,85 до 50,15
Рабочие условия: - температура окружающей среды, °С: - для счетчиков - для ТТ и ТН параметры сети: - напряжение, % от U_n - сила тока, % от I_n - коэффициент мощности $\cos\varphi$ - частота, Гц - индукция магнитного поля внешнего происхождения, мТл, не более	от 0 до +40 от -40 до +40 от 90 до 110 от 2 до 120 от 0,5 инд. до 0,8 емк. от 49 до 51 0,5
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики СЭТ-4ТМ.03М (рег.№ 36697-17) - средняя наработка до отказа, ч, не менее счетчики СЭТ-4ТМ.03М (рег.№ 36697-08) - средняя наработка до отказа, ч, не менее счетчики СЭТ-4ТМ.03 (рег.№ 27524-04) - средняя наработка до отказа, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД МИР УСПД-01 - среднее время наработки на отказ, ч, не менее	 220000 140000 90000 1 82500
Глубина хранения результатов измерений и информации о состоянии средств измерений, лет, не менее	3,5

Надежность системных решений:

– резервирование питания сервера с помощью источников бесперебойного питания;
– резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться с помощью электронной почты и сотовой связи.

Регистрация событий:

– в журнале событий счетчика;
– параметрирования;
– пропадания напряжения;
– коррекция шкалы времени;

Защищенность применяемых компонентов:

– механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование измерительных трансформаторов, счетчиков, испытательных клеммников, разветвителей интерфейсов и питания, сервера, УСПД;

- защита информации на программном уровне;
- результатов измерений (при передаче, возможность использования цифровой подписи);
- установка паролей на счетчики и сервер.

Знак утверждения типа наносится
наносится на титульный лист формуляра печатным способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 7 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Трансформатор тока	ТФЗМ 220Б-III	6
	ТФЗМ 110Б-I	12
	ТОЛ-10	6
	ТПШЛ-10	4
	ТВЛМ-10	4
	ТЛМ-10	6
	ТОЛ 10-1	2
	ТЛШ-10	12
	ТШВ15Б	3
	ТШЛ20Б-1	6
	ТПЛ-10	4
	ТОЛ-СЭЩ-10	2
	ТПЛ-СЭЩ-10-81	6
	ТОЛ-10-I-2	2
Трансформатор напряжения	НКФ-220-II	6
	НКФ-110-57 У1	6
	НТМИ-6-66	2
	НОМ-6	14
	ЗНОЛ.06-6	12
	ЗНОМ-15-63	9
	НАМИ-10	2
Счетчики	СЭТ-4ТМ.03М	13
	СЭТ-4ТМ.03	18
Устройство сбора и передачи данных	МИР УСПД-01	4
Устройство синхронизации системного времени на уровне ИВК	Метроном версии 300	1
Формуляр	-	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в инструкции «ГСИ. Методика измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ОАО «Алтай-Кокс», (свидетельство об аттестации методики измерений № RA.RU.313939/34-564-2022, аттестующая организация ФБУ «Томский ЦСМ», уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.313939).

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.

Изготовитель

Открытое акционерное общество «Алтай-Кокс» (ОАО «Алтай-Кокс»)

ИНН 2205001753

Адрес: 659107, Алтайский край, г. Заринск, ул. Притаежная, д. 2

Испытательный центр

Западно-Сибирский филиал Всероссийского научно-исследовательского института физико-технических и радиотехнических измерений» (Западно-Сибирский филиал ФГУП «ВНИИФТРИ»)

Адрес: 630004 Новосибирская обл., г. Новосибирск, пр. Димитрова, д. 4

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

в части вносимых изменений

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

Адрес: 634012, Томская обл., г. Томск, ул. Косарева, д. 17-а

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.313315.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «07» апреля 2023 г. № 777

Регистрационный № 87307-22

Лист № 1
Всего листов 13

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

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

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ КИСК (далее по тексту - АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включают в себя следующие уровни.

Первый уровень - измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие измерительные трансформаторы тока (ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (ТН), счетчики активной и реактивной электроэнергии (счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

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

Третий уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий сервер сбора и сервер баз данных (ЦСОД) Исполнительного аппарата (ИА), устройство синхронизации системного времени (УССВ ИВК), автоматизированные рабочие места (АРМ), расположенные в ЦСОД ИА и в филиалах ПАО «ФСК ЕЭС» - МЭС, ПМЭС, каналобразующую аппаратуру, средства связи и приема-передачи данных.

АИИС КУЭ обеспечивает выполнение следующих функций:

- сбор информации о результатах измерений активной и реактивной электрической энергии;
- синхронизация времени компонентов АИИС КУЭ с помощью системы обеспечения единого времени (СОЕВ), соподчиненной национальной шкале координированного времени UTC (SU);
- хранение информации по заданным критериям;
- доступ к информации и ее передача в организации-участники оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ).

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по кабельным линиям связи поступают на входы счетчика электроэнергии, где производится измерение мгновенных и средних значений активной и реактивной мощности. На основании средних значений мощности измеряются приращения электроэнергии за интервал времени 30 мин.

УСПД автоматически проводит сбор результатов измерений и состояния средств измерений со счетчиков электрической энергии (один раз в 30 минут) по 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 394. Заводской номер указывается в формуляре АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

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

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

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

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

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

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Состав измерительных каналов (ИК) АИИС КУЭ

№ ИК	Наименование ИК	Состав ИК АИИС КУЭ				
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счётчик электрической энергии	УСПД	УССВ ИВК
1	2	3	4	5	6	7
1	ВЛ 110 кВ КИСК - Солонцовская I цепь	SB 0,8 кл.т 0,2S Ктт = 500/1 рег. № 85654-22	НДКМ-110 УХЛ1 кл.т 0,2 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 82216-21; ТЕМР 123 кл.т 0,5 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 25474-03	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	RTU-325T рег. № 44626-10	СТВ-01 рег. № 49933-12
2	ВЛ 110 кВ КИСК - Солонцовская II цепь	SB 0,8 кл.т 0,2S Ктт = 500/1 рег. № 20951-08	НДКМ-110 УХЛ1 кл.т 0,2 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 82216-21	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
3	ВЛ 110 кВ КИСК - Новалэнд I цепь	SB 0,8 кл.т 0,2S Ктт = 500/1 рег. № 20951-08	НДКМ-110 УХЛ1 кл.т 0,2 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 82216-21; ТЕМР 123 кл.т 0,5 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 25474-03	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
4	ВЛ 110 кВ КИСК - Новаэлэнд II цепь	SB 0,8 кл.т 0,2S Ктт = 500/1 рег. № 20951-08	НДКМ-110 УХЛ1 кл.т 0,2 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 82216-21	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11	RTU-325T рег. № 44626-10	СТВ-01 рег. № 49933-12
5	ВЛ 110 кВ КИСК - Солнечная I цепь с отпайкой на ПС Юбилейная (С-233)	SB 0,8 кл.т 0,2S Ктт = 500/1 рег. № 85654-22	НДКМ-110 УХЛ1 кл.т 0,2 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 82216-21; ТЕМР 123 кл.т 0,5 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 25474-03	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
6	ВЛ 110 кВ КИСК - Солнечная II цепь с отпайкой на ПС Юбилейная (С-234)	SB 0,8 кл.т 0,2S Ктт = 500/1 рег. № 85654-22	НДКМ-110 УХЛ1 кл.т 0,2 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 82216-21	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
7	ВЛ 110 кВ КИСК - Миндерла I цепь с отпайками	SB 0,8 кл.т 0,2S Ктт = 500/1 рег. № 85654-22	НДКМ-110 УХЛ1 кл.т 0,2 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 82216-21; ТЕМР 123 кл.т 0,5 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 25474-03	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
8	ВЛ 110 кВ КИСК- Миндерла II цепь с отпайками	SB 0,8 кл.т 0,2S Ктт = 500/1 рег. № 85654-22	НДКМ-110 УХЛ1 кл.т 0,2 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 82216-21	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
9	ВЛ 110 кВ КИСК – КТПБ- 145 ТЭЦ-3 I цепь (С-243)	SB 0,8 кл.т 0,2S Ктт = 500/1 рег. № 85654-22	НДКМ-110 УХЛ1 кл.т 0,2 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 82216-21; ТЕМР 123 кл.т 0,5 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 25474-03	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
10	ВЛ 110 кВ КИСК - КТПБ- 145 ТЭЦ-3 II цепь с отпайкой на ПС БНС ТЭЦ-3 (С-244)	SB 0,8 кл.т 0,2S Ктт = 500/1 рег. № 20951-08	НДКМ-110 УХЛ1 кл.т 0,2 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 82216-21	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	RTU-325T рег. № 44626-10	СТВ-01 рег. № 49933-12
11	ВЛ 110 кВ КИСК - Речпорт I цепь с отпайкой на ПС БНС ТЭЦ-3 (С-245)	SB 0,8 кл.т 0,2S Ктт = 500/1 рег. № 85654-22	НДКМ-110 УХЛ1 кл.т 0,2 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 82216-21; ТЕМР 123 кл.т 0,5 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 25474-03	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
12	ВЛ 110 кВ КИСК - Речпорт II цепь (С-246)	SB 0,8 кл.т 0,2S Ктт = 500/1 рег. № 85654-22	НДКМ-110 УХЛ1 кл.т 0,2 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 82216-21	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
13	ф.144-2	ТОЛ-10-I кл.т 0,2S Ктт = 600/5 рег. № 15128-07	ЗНОЛ.06 кл.т 0,2 Ктн = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 3344-08	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
14	ф.144-4	ТОЛ-10-I кл.т 0,2S Ктт = 400/5 рег. № 15128-07	ЗНОЛ.06 кл.т 0,2 Ктн = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 3344-08	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
15	ф.144-6	ТОЛ кл.т 0,2S Ктт = 200/5 рег. № 47959-11	ЗНОЛ.06 кл.т 0,2 Ктн = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 3344-08	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-11		
16	ф.144-7	ТОЛ-10-I кл.т 0,2S Ктт = 600/5 рег. № 15128-07	ЗНОЛ.06 кл.т 0,2 Ктн = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 3344-08	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
17	ф.144-8	ТОЛ-10-I кл.т 0,2S Ктт = 300/5 рег. № 15128-07	ЗНОЛ.06 кл.т 0,2 Ктн = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 3344-08	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
18	ф.144-10	ТОЛ-10-I кл.т 0,2S К _{тт} = 600/5 рег. № 15128-07	ЗНОЛ.06 кл.т 0,2 К _{тн} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 3344-08	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	RTU-325T рег. № 44626-10	СТВ-01 рег. № 49933-12
19	ф.144-11	ТОЛ-10-I кл.т 0,2S К _{тт} = 200/5 рег. № 15128-07	ЗНОЛ.06 кл.т 0,2 К _{тн} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 3344-08	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
20	ф.144-15	ТОЛ-10-I кл.т 0,2S К _{тт} = 300/5 рег. № 15128-07	ЗНОЛ.06 кл.т 0,2 К _{тн} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 3344-08	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
21	ф.144-17	ТОЛ-10-I кл.т 0,2S К _{тт} = 200/5 рег. № 15128-07	ЗНОЛ.06 кл.т 0,2 К _{тн} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 3344-08	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
22	ф.144-19	ТОЛ-10-I кл.т 0,2S К _{тт} = 600/5 рег. № 15128-07	ЗНОЛ.06 кл.т 0,2 К _{тн} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 3344-08	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
23	ф.144-20	ТОЛ-10-I кл.т 0,2S К _{тт} = 600/5 рег. № 15128-07	ЗНОЛ.06 кл.т 0,2 К _{тн} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 3344-08	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
24	ф.144-21	ТОЛ-10-I кл.т 0,2S К _{тт} = 600/5 рег. № 15128-07	ЗНОЛ.06 кл.т 0,2 К _{тн} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 3344-08	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
25	ф.144-27	ТОЛ-10-I кл.т 0,2S К _{тт} = 400/5 рег. № 15128-07	ЗНОЛ.06 кл.т 0,2 К _{тн} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 3344-08	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
26	ф.144-28	ТОЛ кл.т 0,2S К _{тт} = 300/5 рег. № 47959-11	ЗНОЛ.06 кл.т 0,2 К _{тн} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 3344-08	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
27	ф.144-29	ТОЛ-10-I кл.т 0,2S К _{ТТ} = 150/5 рег. № 15128-07	ЗНОЛ.06 кл.т 0,2 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 3344-08	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-06	RTU-325T рег. № 44626-10	СТВ-01 рег. № 49933-12
28	ф.144-30	ТОЛ-10-I кл.т 0,2S К _{ТТ} = 400/5 рег. № 15128-07	ЗНОЛ.06 кл.т 0,2 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 3344-08	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
29	ф.144-31	ТОЛ кл.т 0,2S К _{ТТ} = 300/5 рег. № 47959-11	ЗНОЛ.06 кл.т 0,2 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 3344-08	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
30	ф.144-32	ТОЛ-10-I кл.т 0,2S К _{ТТ} = 400/5 рег. № 15128-07	ЗНОЛ.06 кл.т 0,2 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 3344-08	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
31	ф.144-33	ТОЛ-10-I кл.т 0,2S К _{ТТ} = 400/5 рег. № 15128-07	ЗНОЛ.06 кл.т 0,2 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 3344-08	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		
32	ф.144-34	ТОЛ-10-I кл.т 0,2S К _{ТТ} = 200/5 рег. № 15128-07	ЗНОЛ.06 кл.т 0,2 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 3344-08	Альфа А1800 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 31857-06		

Примечания

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

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

Таблица 3 – Метрологические характеристики

Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в нормальных условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1	2	3	4	5	6
1, 3 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	1,0	1,1	0,8	0,7	0,7
	0,8	1,3	1,0	0,9	0,9
	0,5	2,1	1,7	1,4	1,4
2, 4, 15 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	1,0	1,0	0,6	0,5	0,5
	0,8	1,1	0,8	0,6	0,6
	0,5	1,8	1,3	0,9	0,9
5, 7, 9, 11 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	1,0	1,1	0,8	0,7	0,7
	0,8	1,3	1,0	0,9	0,9
	0,5	2,1	1,7	1,4	1,4
6, 8, 10, 12-14, 16-32 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	1,0	1,0	0,6	0,5	0,5
	0,8	1,1	0,8	0,6	0,6
	0,5	1,8	1,3	0,9	0,9
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, 3 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	0,8	2,0	1,6	1,3	1,3
	0,5	1,6	1,1	1,0	1,0
2, 4, 15 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	0,8	1,8	1,4	1,0	1,0
	0,5	1,5	0,9	0,8	0,8
5, 7, 9, 11 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	0,8	2,2	1,5	1,3	1,3
	0,5	1,6	1,1	1,0	0,9
6, 8, 10, 12-14, 16-32 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	0,8	2,0	1,3	0,9	0,9
	0,5	1,5	1,0	0,7	0,7

Продолжение таблицы 3

Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{1(2)\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1	2	3	4	5	6
1, 3 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	1,0	1,3	1,0	0,9	0,9
	0,8	1,5	1,2	1,1	1,1
	0,5	2,2	1,8	1,6	1,6
2, 4, 15 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	1,0	1,2	0,8	0,7	0,7
	0,8	1,3	1,0	0,9	0,9
	0,5	1,9	1,4	1,1	1,1
5, 7, 9, 11 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	1,0	1,3	1,0	0,9	0,9
	0,8	1,5	1,2	1,1	1,1
	0,5	2,2	1,8	1,6	1,6
6, 8, 10, 12-14, 16-32 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	1,0	1,2	0,8	0,7	0,7
	0,8	1,3	1,0	0,9	0,9
	0,5	1,9	1,4	1,1	1,1
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$,	$\delta_5\%$,	$\delta_{20\%}$,	$\delta_{100\%}$,
		$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1	2	3	4	5	6
1, 3 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	0,8	2,4	2,1	1,9	1,9
	0,5	2,0	1,7	1,6	1,6
2, 4, 15 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	0,8	2,2	1,9	1,6	1,6
	0,5	1,9	1,5	1,4	1,4
5, 7, 9, 11 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	0,8	2,9	1,9	1,5	1,5
	0,5	2,2	1,5	1,2	1,2
6, 8, 10, 12-14, 16-32 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	0,8	2,7	1,7	1,2	1,2
	0,5	2,1	1,4	1,0	1,0
Пределы допускаемой абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов АИИС КУЭ, входящих в состав СОЕВ, относительно шкалы времени					5
Примечания					
1 Границы интервала допускаемой относительной погрешности $\delta_{1(2)\%P}$ для $\cos\varphi=1,0$ нормируются от $I_1\%$, границы интервала допускаемой относительной погрешности $\delta_{1(2)\%P}$ и $\delta_{2\%Q}$ для $\cos\varphi<1,0$ нормируются от $I_2\%$.					
2 Метрологические характеристики ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).					

Таблица 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
1	2
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц температура окружающей среды, °С: - для счетчиков электроэнергии	от 99 до 101 от 1(5) до 120 0,87 от 49,85 до 50,15 от +21 до +25
Рабочие условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, не менее - частота, Гц диапазон рабочих температур окружающей среды, °С: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для УСПД - для сервера, УССВ ИВК	от 90 до 110 от 1(5) до 120 0,5 от 49,6 до 50,4 от -45 до +40 от +10 до +30 от +10 до +30 от +18 до +24
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики электроэнергии Альфа А1800: - средняя наработка на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД RTU-325T: - средняя наработка на отказ, ч, не менее УССВ ИВК комплекс измерительно-вычислительный СТВ-01: - средняя наработка на отказ, ч, не менее	120000 72 55000 100000
Глубина хранения информации счетчики электроэнергии: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, сут, не менее при отключенном питании, лет, не менее ИВК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	45 45 10 3,5

Надежность системных решений:

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

- параметрирования;
- пропадания напряжения;
- коррекция шкалы времени.

Защищенность применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции шкалы времени в:

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

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист формуляра АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
1	2	3
Трансформатор тока опорный	ТОЛ	9 шт.
Трансформатор тока встроенный	SB 0,8	36 шт.
Трансформатор тока	ТОЛ-10-I	51 шт.
Трансформатор напряжения емкостной	ТЕМР 123	1 шт.
Трансформатор напряжения емкостной	НДКМ-110 УХЛ1	5 шт.
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ.06	6 шт.
Счетчик электрической энергии трехфазный многофункциональный	Альфа А1800	32 шт.
Устройства сбора и передачи данных	RTU-325T	1 шт.
Комплекс измерительно-вычислительный	СТВ-01	1 шт.
Формуляр	АУВП.411711.ФСК.028.394.ФО ред.2	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика (метод) измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ КИСК», аттестованной ООО «ИЦ ЭАК», регистрационный номер в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311298.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

ГОСТ 34.601-90 «Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания»;

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

Правообладатель

Публичное акционерное общество «Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы» (ПАО «ФСК ЕЭС»)

ИНН 4716016979

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

Телефон: +7 (495) 710-93-33

Факс: +7 (495) 710-96-55

Web-сайт: www.fsk-ees.ru

E-mail: info@fsk-ees.ru

Изготовитель

Публичное акционерное общество «Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы» (ПАО «ФСК ЕЭС»)

ИНН 4716016979

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

Телефон: +7 (495) 710-93-33

Факс: +7 (495) 710-96-55

Web-сайт: www.fsk-ees.ru

E-mail: info@fsk-ees.ru

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в г. Москве и Московской области» (ФБУ «Ростест-Москва»)

ИНН 7727061249

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

Телефон: +7 (495) 544-00-00

Web-сайт: www.rostest.ru

E-mail: info@rostest.ru

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

в части вносимых изменений

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

Адрес: 141100, Московская обл., г. Щелково, пер. 1-й Советский, д. 25, оф. 3031

Телефон: +7 (499) 991-19-91

Web-сайт: www.enertest.ru

E-mail: info@enertest.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311723.

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Резервуары горизонтальные стальные

Назначение средства измерений

Резервуары горизонтальные стальные (далее – резервуары) предназначены для измерений объема (вместимости) при приемке, хранении и отпуске нефти, нефтепродуктов и других технических жидкостей.

Описание средства измерений

Принцип действия резервуаров основан на заполнении их жидкостью до произвольных уровней, соответствующих определенным объемам (вместимостям), приведенных в градуировочных таблицах резервуаров.

Резервуары представляют собой горизонтально установленные стальные одно или двустенные сосуды цилиндрической формы с плоскими или коническими днищами для надземной или подземной установки. Наружное и внутреннее покрытия резервуаров определяются требованиями заказчика.

Резервуары выпускаются в следующих модификациях: РГС и РГСД, которые отличаются конструктивными особенностями (одностенные и двустенные соответственно). Каждая модификация имеет ряд исполнений, приведенных в таблице 1, которые отличаются номинальным объемом и количеством секций.

Общий вид резервуаров представлен на рисунке 1.



Р и с у н о к 1 – Общий вид резервуаров

Заводские номера в виде цифровых обозначений, обеспечивающие идентификацию каждого экземпляра средств измерений, наносятся в паспорт типографским способом и на маркировочную табличку, устанавливаемую на горловину, гравировкой или клеймлением.

Общий вид маркировочной таблички приведен на рисунке 2.



Р и с у н о к 2 – Общий вид маркировочной таблички

Нанесение знака поверки на резервуары не предусмотрено.

Пломбирование резервуаров не предусмотрено.

Программное обеспечение
отсутствует.

Метрологические и технические характеристики

Т а б л и ц а 1 – Метрологические характеристики

[illegible]

Продолжение таблицы 1

[illegible]

Продолжение таблицы 1

[illegible]

Продолжение таблицы 1

[illegible]

Продолжение таблицы 1

Наименование характеристики	Значение для модификации							
	РГС-75/5 РГСД-75/5	РГС-80 РГСД-80	РГС-80/2 РГСД-80/2	РГС-80/3 РГСД-80/3	РГС-80/4 РГСД-80/4	РГС-100 РГСД-100	РГС-100/2 РГСД-100/2	РГС-100/3 РГСД-100/3
Номинальная вместимость, м³	75	80	80	80	80	100	100	100
Количество секций	5	1	2	3	4	1	2	3
Номинальная вместимость одной секции, м³, не менее	12,5	80	12,5	12,5	12,5	100	12,5	12,5
Пределы допускаемой относительной погрешности определения вместимости, %	± 0,25							

Продолжение таблицы 1

Наименование характеристики	Значение для модификации							
	РГС-100/4 РГСД-100/4	РГС-100/5 РГСД-100/5	РГС-100/6 РГСД-100/6	РГС-150 РГСД-150	РГС-150/2 РГСД-150/2	РГС-150/3 РГСД-150/3	РГС-200 РГСД-200	РГС-200/2 РГСД-200/2
Номинальная вместимость, м³	100	100	100	150	150	150	200	200
Количество секций	4	5	6	1	2	3	1	2
Номинальная вместимость одной секции, м³, не менее	12,5	12,5	12,5	150	50	50	200	100
Пределы допускаемой относительной погрешности определения вместимости, %	± 0,25							

Т а б л и ц а 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Рабочее давление, МПа, не более	0,05
Плотность хранимой жидкости, кг/м³, не более	1000
Условия эксплуатации: - температура окружающего воздуха для резервуаров, изготовленных из ВСт3кп или ВСт3пс, °С - температура окружающего воздуха для резервуаров, изготовленных из 09Г2С, °С	от -30 до +40 от -40 до +50
Средний срок службы, лет	10

Т а б л и ц а 3 – Габаритные размеры и масса

Наименование характеристики	Значение для модификации							
	РГС-5	РГС-10	РГС-10/2	РГС-15	РГС-15/2	РГС-20	РГС-20/2	РГС-25
Габаритные размеры, мм, не более:								
- диаметр	1900	2200	2200	2460	2460	2760	2760	2760
- длина	3500	5250	5250	4300	4300	4750	4750	5900
Масса, т, не более*	1,40	2,80	3,25	3,40	3,85	4,00	4,70	4,55

Продолжение таблицы 3

Наименование характеристики	Значение для модификации							
	РГС-25/2	РГС-25/3	РГС-30	РГС-30/2	РГС-30/3	РГС-40	РГС-40/2	РГС-40/3
Габаритные размеры, мм, не более:								
- диаметр	2760	2760	2760	2760	2760	2760	2760	2760
- длина	5900	5900	7100	7100	7100	9300	9300	9300
Масса, т, не более*	5,25	6,00	5,05	5,70	6,40	6,10	6,70	7,40

Продолжение таблицы 3

Наименование характеристики	Значение для модификации							
	РГС-40/4	РГС-50	РГС-50/2	РГС-50/3	РГС-50/4	РГС-60	РГС-60/2	РГС-60/3
Габаритные размеры, мм, не более:								
- диаметр	2760	3000	3000	3000	3000	3200	3200	3200
- длина	9300	11600	11600	11600	11600	11100	11100	11100
Масса, т, не более*	8,10	7,50	8,10	8,75	9,50	8,45	9,35	10,30

Продолжение таблицы 3

Наименование характеристики	Значение для модификации							
	РГС-60/4	РГС-63	РГС-63/2	РГС-63/3	РГС-75	РГС-75/2	РГС-75/3	РГС-75/4
Габаритные размеры, мм, не более:								
- диаметр	3200	3200	3200	3200	3200	3200	3200	3200
- длина	11100	11400	11400	11400	11200	11200	11200	11200
Масса, т, не более*	11,20	8,60	9,45	10,30	9,70	10,65	11,65	12,70

Продолжение таблицы 3

Наименование характеристики	Значение для модификации							
	РГС-75/5	РГС-80	РГС-80/2	РГС-80/3	РГС-80/4	РГС-100	РГС-100/2	РГС-100/3
Габаритные размеры, мм, не более:								
- диаметр	3200	3200	3200	3200	3200	3200	3200	3200
- длина	11200	12000	12000	12000	12000	14750	14750	14750
Масса, т, не более*	13,80	10,10	11,05	12,10	13,25	11,95	12,90	13,95

Продолжение таблицы 3

Наименование характеристики	Значение для модификации							
	РГС-100/4	РГС-100/5	РГС-100/6	РГС-150	РГС-150/2	РГС-150/3	РГС-200	РГС-200/2
Габаритные размеры, мм, не более:								
- диаметр	3200	3200	3200	3400	3400	3400	3400	3400
- длина	14750	14750	14750	19300	19300	19300	25700	25750
Масса, т, не более*	15,00	16,15	17,30	16,85	18,00	19,30	22,45	24,05

Продолжение таблицы 3

Наименование характеристики	Значение для модификации							
	РГСД-5	РГСД-10	РГСД-10/2	РГСД-15	РГСД-15/2	РГСД-20	РГСД-20/2	РГСД-25
Габаритные размеры, мм, не более:								
- диаметр	1900	2200	2200	2460	2460	2760	2760	2760
- длина	3500	5250	5250	4300	4300	4750	4750	5900
Масса, т, не более*	2,05	3,70	4,45	4,55	5,45	5,40	6,50	6,25

Продолжение таблицы 3

Наименование характеристики	Значение для модификации							
	РГСД-25/2	РГСД-25/3	РГСД-30	РГСД-30/2	РГСД-30/3	РГСД-40	РГСД-40/2	РГСД-40/3
Габаритные размеры, мм, не более:								
- диаметр	2760	2760	2760	2760	2760	2760	2760	2760
- длина	5900	5900	7100	7100	7100	9300	9300	9300
Масса, т, не более*	7,25	8,35	7,00	7,95	9,00	8,60	9,50	10,45

Продолжение таблицы 3

Наименование характеристики	Значение для модификации							
	РГСД-40/4	РГСД-50	РГСД-50/2	РГСД-50/3	РГСД-50/4	РГСД-60	РГСД-60/2	РГСД-60/3
Габаритные размеры, мм, не более:								
- диаметр	2760	3000	3000	3000	3000	3200	3200	3200
- длина	9300	11600	11600	11600	11600	11100	11100	11100
Масса, т, не более*	11,55	10,60	11,55	12,60	13,70	11,60	12,80	14,20

Продолжение таблицы 3

Наименование характеристики	Значение для модификации							
	РГСД-60/4	РГСД-63	РГСД-63/2	РГСД-63/3	РГСД-75	РГСД-75/2	РГСД-75/3	РГСД-75/4
Габаритные размеры, мм, не более:								
- диаметр	3200	3200	3200	3200	3200	3200	3200	3200
- длина	11100	11400	11400	11400	11200	11200	11200	11200
Масса, т, не более*	15,55	12,55	14,00	15,35	13,40	14,75	16,10	17,50

Продолжение таблицы 3

Наименование характеристики	Значение для модификации							
	РГСД-75/5	РГСД-80	РГСД-80/2	РГСД-80/3	РГСД-80/4	РГСД-100	РГСД-100/2	РГСД-100/3
Габаритные размеры, мм, не более:								
- диаметр	3200	3200	3200	3200	3200	3200	3200	3200
- длина	11200	12000	12000	12000	12000	14750	14750	14750
Масса, т, не более*	18,85	13,90	15,30	16,70	18,05	16,50	17,85	19,25

Продолжение таблицы 3

Наименование характеристики	Значение для модификации							
	РГСД-100/4	РГСД-100/5	РГСД-100/6	РГСД-150	РГСД-150/2	РГСД-150/3	РГСД-200	РГСД-200/2
Габаритные размеры, мм, не более:								
- диаметр	3200	3200	3200	3400	3400	3400	3400	3400
- длина	14750	14750	14750	19300	19300	19300	25700	25750
Масса, т, не более*	20,60	22,00	23,40	23,15	24,65	26,15	30,95	32,35

* По требованию заказчика, резервуары могут изготавливаться из металла различной толщины, при этом масса резервуаров будет отличаться от указанной в настоящей таблице.

Знак утверждения типа

наносится в паспорт типографским способом и на маркировочную табличку, устанавливаемую на горловину, гравировкой или клеймлением.

Комплектность средства измерений

Т а б л и ц а 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Резервуар горизонтальный стальной	РГС-Х (РГСД-Х)	1 шт.
Комплект монтажный	—	1 комплект
Паспорт	—	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений
приведены в разделе 1 «Общие данные» паспорта.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

ТУ 3615-004-85336246-2021 «Резервуары горизонтальные стальные. Технические условия»;

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

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «ИНГАЗКО» (ООО «ИНГАЗКО»)
ИНН 5501207245
Адрес: 644050, г. Омск, пр-кт. Мира, д. 17, пом. 1П

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «ИНГАЗКО» (ООО «ИНГАЗКО»)
ИНН 5501207245
Юридический адрес: 644050, г. Омск, пр-кт. Мира, д. 17, пом. 1П
Адрес места осуществления деятельности: 644905, Омская обл., Омский р-н., пос. Магистральный, ул. Строителей, д. 7

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Омской области» (ФБУ «Омский ЦСМ»)
Адрес: 644116, г. Омск, ул. Северная 24-я, д. 117А
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311670.