

ПРИЛОЖЕНИЕ
к приказу Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «29» июня 2022 г. № 1586

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	Регистраци- онный номер в ФИФ	Правообла- датель	Отменяемая методика поверки	Действие методики поверки сохраняется	Устанавлива- емая методика поверки	Добавля- емый изготови- тель	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.	Счетчики электрической энергии однофазные многофункциона- льные	«НАРТИС- 12-MT»	«НАРТИС-12-MT-D1- A1R1-230-5-60A-ST-G/5- P2-HKLMQ2V3-D» зав. №022N145902579; «НАРТИС-12-MT-SP3- A1R1-230-5-80A-ST- RF433/1-P2-HKMQ1V3- D-F» зав. №022N154403459	75607-19	-	-	РТ-МП- 5735-551- 2019	РТ-МП-297- 551-2022	-	25.04. 2022	Общество с ограниченной ответственностью «Завод НАРТИС» (ООО «Завод НАРТИС»)), Вологодская область, г. Череповец	ФБУ «Ростест- Москва», г. Москва
2.	Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциона- льные	«НАРТИС- 32-MT»	«НАРТИС-32-MT-W31- A0.5R1-230-5-10A-T- RS485-RF433/1-P2- HLMQV3Z-D» зав. № 022N282045972, «НАРТИС-32-MT-W32- A1R1-230-5-100A-T- RS485-RF433/1-P2- HKLMQ2V3-D-F» зав. № 022N275834964	76338-19	-	-	РТ-МП- 5734-551- 2019	РТ-МП-299- 551-2022	-	25.04. 2022	Общество с ограниченной ответственностью «Завод НАРТИС» ООО «Завод НАРТИС»)), Вологодская область, г. Череповец	ФБУ «Ростест- Москва», г. Москва

3.	Газоанализаторы	ЕН7000	ЕН7000-В зав.№231, ЕН7000-В зав.№232, ЕН7000-МП зав.№233, ЕН7000-МПН зав.№235, ЕН7000-ТХ зав.№234, ЕН7000-ТХВ зав.№236, ЕН7000-ХЛ-1 зав.№237, ЕН7000-ХЛ-2 зав.№238, ЕН7000-ХЛ-3 зав. №239, ЕН7000-ИК зав. № 240, ЕН7000-ИК зав. № 241, ЕН7000-ИК зав. № 242, ЕН7000-ИК зав. № 230, ЕН7000-ИК зав. № 243, ЕН7000-ИК зав. № 244, ЕН7000-ИК зав. № 245, ЕН7000-ИК зав. № 246, ЕН7000-ИК зав. № 229, ЕН7000-ИК зав. № 247, ЕН7000-ТКВ, зав. №248, ЕН7000-ТКВ зав. № 249, ЕН7000-ТК зав. № 250, ЕН7000-ТК зав. № 251, ЕН7000-ТК зав. № 252, ЕН7000-ТК зав. № 258, ЕН7000-ТК зав.№253, ЕН7000-ТК зав.№254, ЕН7000-ТК зав.№255, ЕН7000-ТК зав. № 256, ЕН7000-ТМ зав. №257	69936-17	-	-	ЛНПК2.840 .266 МП	ЛНПК2.840.2 66 МП1	-	21.02. 2022	Акционерное общество «ЭНАЛ» (АО «ЭНАЛ»), г. Москва	АО «Центрохимсерт», г. Москва
----	-----------------	--------	---	----------	---	---	----------------------	-----------------------	---	----------------	---	-------------------------------------

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «29» июня 2022 г. № 1586

Регистрационный № 75607-19

Лист № 1
Всего листов 19

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

**Счетчики электрической энергии однофазные многофункциональные
«НАРТИС-12-МТ»**

Назначение средства измерений

Счетчики электрической энергии однофазные многофункциональные «НАРТИС-12-МТ» (далее – счетчики) предназначены для измерения активной и реактивной (или только активной) электрической энергии прямого и обратного (или только прямого) направления по дифференцированным во времени тарифам в однофазных сетях переменного тока промышленной частоты.

Описание средства измерений

Конструктивно счетчики состоят из корпуса и крышки клеммной колодки. В корпусе расположены печатные платы, клеммная колодка, измерительные элементы. Клеммная крышка при опломбировании предотвращает доступ к винтам клеммной колодки и силовым тоководам.

В зависимости от исполнения счетчики могут иметь один измерительный элемент в цепи фазы или два измерительных элемента в цепях фазы и нейтрали. Учет электроэнергии для исполнений с двумя измерительными элементами может производиться по большему значению или только по фазной цепи в зависимости от настроек.

Счетчики имеют в своем составе измерительные элементы – датчики тока (шунты или трансформаторы тока, в зависимости от исполнения), микроконтроллер, энергонезависимую память данных, встроенные часы, позволяющие вести учет электрической энергии по тарифным зонам суток, выполненные по ГОСТ ИЕС 61038-2011, оптическое испытательное выходное устройство по ГОСТ 31818.11-2012 для поверки, интерфейсы для подключения к системам автоматизированного учета потребленной электроэнергии. Счетчик имеет в своем составе индикатор функционирования (отдельный «Сеть», либо совмещенный с оптическим испытательным выходным устройством). Счетчик может иметь в своем составе индикатор обратного направления тока в измерительной цепи «Реверс», индикатор неравенства токов в фазной цепи тока и цепи тока нейтрали « $I_L \neq I_N$ », кнопку для ручного переключения режимов индикации «Просмотр».

В составе счетчиков, предназначенных для установки в щиток или на DIN-рейку, также присутствует жидкокристаллический индикатор (далее – ЖКИ).

В состав счетчиков могут входить дополнительные устройства: оптический порт (по ГОСТ ИЕС 61107-2011), отдельные гальванически развязанные от сети дискретные выходы, отдельные гальванически развязанные от сети дискретные входы.

Степень защиты от пыли и влаги по ГОСТ 14254-2015 – IP51, IP54, IP64.

Счетчики, в зависимости от исполнения, могут иметь один или несколько интерфейсов удаленного доступа.

Принцип действия счетчиков основан на аналого-цифровом преобразовании сигналов напряжения и тока в показания электрической энергии.

Структура обозначения возможных исполнений счетчика приведена ниже.

Структура условного обозначения

①	②	③	④	⑤	⑥	⑦	⑧	⑨	⑩	⑪	⑫	⑬
НАРТИС-12-МТ - XXX - XXXX - XXX - XX - XXX - XX - XXXXX - XXXXX - XX - XXXXXX - X - X												

① Тип счетчика

② Тип корпуса

W1 – для установки на щиток, модификация 1

W2 – для установки на щиток, модификация 2

W3 – для установки на щиток, модификация 3

W6 – для установки на щиток, модификация 6

W6b – для установки на щиток, модификация 6b

W9 – для установки на щиток, модификация 9

D1 – для установки на DIN-рейку, модификация 1

D4 – для установки на DIN-рейку, модификация 4

D5 – для установки на DIN-рейку, модификация 5

SP1 – для установки на опору ЛЭП, модификация 1

SP2 – для установки на опору ЛЭП, модификация 2

SP3 – для установки на опору ЛЭП, модификация 3

③ Класс точности

A1 – класс точности 1 по ГОСТ 31819.21

A1R1 – класс точности 1 по ГОСТ 31819.21 и класс точности 1 по ГОСТ 31819.23

A1R2 – класс точности 1 по ГОСТ 31819.21 и класс точности 2 по ГОСТ 31819.23

④ Номинальное напряжение

220 – 220 В

230 – 230 В

⑤ Базовый ток

5 – 5 А

10 – 10 А

⑥ Максимальный ток

50А – 50 А

60А – 60 А

80А – 80 А

100А – 100 А

⑦ Количество и тип измерительных элементов

S – один шунт в фазной цепи тока

SS – два шунта в фазной цепи тока и цепи тока нейтрали

ST – шунт в фазной цепи тока и трансформатор тока в цепи тока нейтрали

TT – два трансформатора тока в фазной цепи тока и в цепи тока нейтрали

⑧ Основной интерфейс

CAN – интерфейс CAN

RS232 – интерфейс RS-232

RS485 – интерфейс RS-485

RF433/n – радиointерфейс 433 МГц, где n – номер модификации модуля интерфейса

RF868/n – радиointерфейс 868 МГц, где n – номер модификации модуля интерфейса

RF2400/n – радиointерфейс 2400 МГц, где n – номер модификации модуля интерфейса

PF/n – PLC-модем с FSK-модуляцией, где n – номер модификации модуля интерфейса

PO/n – PLC-модем с OFDM-модуляцией, где n – номер модификации модуля интерфейса

⑨ Дополнительные интерфейсы

CAN – интерфейс CAN

RS232 – интерфейс RS-232

RS485 – интерфейс RS-485

RF433/n – радиointерфейс 433 МГц, где n – номер модификации модуля интерфейса

RF868/n – радиointерфейс 868 МГц, где n – номер модификации модуля интерфейса

RF2400/n – радиointерфейс 2400 МГц, где n – номер модификации модуля интерфейса

PF/n – PLC-модем с FSK-модуляцией, где n – номер модификации модуля интерфейса

PO/n – PLC-модем с OFDM-модуляцией, где n – номер модификации модуля интерфейса

G/n – радиointерфейс GSM/GPRS, где n – номер модификации модуля интерфейса

E/n – интерфейс Ethernet, где n – номер модификации модуля интерфейса

RFFW/n – радиointерфейс WiFi, где n – номер модификации модуля интерфейса (для модификации 1 номер допускается не указывать)

RFLT/n – радиointерфейс LTE, где n – номер модификации модуля интерфейса (для модификации 1 номер допускается не указывать)

(Нет символа) – интерфейс отсутствует

⑩ Поддерживаемые протоколы передачи данных

(Нет символа) – протокол «МИРТЕК»

P1 – протокол DLMS/COSEM/СПОДЭС/ГОСТ Р 58940

P2 – протоколы «МИРТЕК» и DLMS/COSEM/СПОДЭС/ГОСТ Р 58940

⑪ Дополнительные функции

H – датчик магнитного поля

In – дискретный вход, где n – количество входов

K – реле управления нагрузкой в цепи тока

L – подсветка индикатора

M – измерение параметров качества электрической энергии

O – оптопорт

Qn – дискретный выход, где n – количество выходов

R – защита от выкручивания винтов кожуха

U – защита целостности корпуса

Vn – электронная пломба, где n – номер модификации электронных пломб

Y – защита от замены деталей корпуса

Z/n – резервный источник питания, где n – номер модификации источника питания

(Нет символа) – дополнительные функции отсутствуют

- ⑫ Количество направлений учёта электроэнергии
(Нет символа) – измерение электроэнергии в одном направлении (по модулю)
D – измерение электроэнергии в двух направлениях
- ⑬ Условия эксплуатации
(Нет символа) – температура окружающей среды от –40 до 70 °С
F – температура окружающей среды от –45 до 85 °С

Перечни номеров, обозначающих модификации поддерживаемых протоколов передачи данных, модулей интерфейсов и дополнительных функций, могут быть расширены производителем. Описание модификаций поддерживаемых протоколов передачи данных, модулей интерфейсов и дополнительных функций приведено в эксплуатационной документации и на сайте производителя. Дополнительные номера поддерживаемых протоколов передачи данных, модификаций модулей интерфейсов и дополнительных функций могут быть введены только для функциональности, не влияющей на метрологические характеристики счетчика.

В счетчиках в корпусах SP1, SP2, SP3 для считывания информации используется дистанционное индикаторное устройство. При этом один из интерфейсов данных счетчиков используется в качестве канала связи с дистанционным индикаторным устройством.

Счетчики, у которых в условном обозначении присутствует символ «K», оснащены встроенным контактором и дополнительно позволяют:

- организовать отпуск потребителю предварительно оплаченного количества электроэнергии (с отключением нагрузки при его превышении и подключением нагрузки после внесения оплаты);
- отключать нагрузку при превышении потребляемой мощности выше установленных лимитов;
- подключать нагрузку при уменьшении потребляемой мощности ниже установленных лимитов.

Коммутация встроенного контактора при подключении нагрузки происходит после подачи соответствующей команды по интерфейсу и нажатии на кнопку, расположенную на лицевой панели счетчика (по умолчанию), или только после подачи команды по интерфейсу (опционально).

Зажимы для подсоединения счетчиков к сети, телеметрического выхода, интерфейсов, дискретных входов и выходов закрываются пластмассовой крышкой.

Счетчики, у которых в условном обозначении присутствует символ «Z», имеют вход для подключения внешнего резервного источника питания для снятия показаний счетчика при отсутствии основного питания.

Счетчики, у которых в условном обозначении присутствует символ «V», имеют встроенные элементы для контроля вскрытия клеммной крышки и корпуса счетчика. Время и дата вскрытия фиксируются в журнале событий. Благодаря встроенному элементу питания, фиксация в журнале событий производится как при поданном сетевом напряжении, так и при его отсутствии.

Счетчик ведет учет электрической энергии по действующим тарифам в соответствии с месячными программами смены тарифных зон (количество месячных программ – до 12, количество тарифных зон в сутках – до 48). Месячная программа может содержать суточные графики тарификации рабочих, субботних, воскресных и специальных дней. Количество специальных дней (праздничные и перенесенные дни) – до 45. Для специальных дней могут быть заданы признаки рабочей, субботней, воскресной или специальной тарифной

программы. Счетчик содержит в энергонезависимой памяти две тарифных программы – действующую и резервную. Резервная тарифная программа вводится в действие с определенной даты, которая передается отдельной командой по интерфейсу.

Счетчики обеспечивают учет:

- текущего времени и даты;
- количества электрической энергии нарастающим итогом суммарно независимо от тарифного расписания;
- количества электрической энергии нарастающим итогом суммарно и отдельно по действующим тарифам;
- количества электрической энергии нарастающим итогом суммарно и отдельно по действующим тарифам на начало месяца;
- количества электрической энергии нарастающим итогом суммарно и отдельно по действующим тарифам на начало суток;
- профиля мощности, усредненной на интервале 30 минут (или настраиваемом из ряда: 1, 2, 3, 4, 5, 6, 10, 12, 15, 20, 30, 60 минут);
- количества электрической энергии нарастающим итогом суммарно и отдельно по действующим тарифам на начало интервала 30 или 60 минут (только при установленном интервале усреднения мощности 30 или 60 минут);
- количества электрической энергии, потребленной за интервал 30 минут (только при установленном интервале усреднения мощности 30 минут).

Учет электрической энергии счетчиками производится по модулю, независимо от направления или с учетом направления (счетчики с символом «D» в условном обозначении).

Счетчики, у которых в условном обозначении присутствует символ «M», дополнительно обеспечивают измерение следующих параметров:

- фазного напряжения;
- положительного и отрицательного отклонения напряжения (по ГОСТ 32144-2013, ГОСТ 30804.4.30-2013, класс S);
- фазного тока;
- тока нейтрали (только счетчики с символами «SS», «ST» и «TT» в условном обозначении);
- разности фазного тока и тока нейтрали (только счетчики с символами «SS», «ST» и «TT» в условном обозначении);
- частоты сети;
- отклонения частоты (по ГОСТ 32144-2013, ГОСТ 30804.4.30-2013, класс S);
- активной мощности;
- реактивной мощности (только счетчики с символами «R1» и «R2» в условном обозначении);
- полной мощности (только счетчики с символами «R1» и «R2» в условном обозначении);
- коэффициента мощности.

Счетчики обеспечивают возможность задания по интерфейсу следующих параметров:

- адреса счетчика (от 1 до 65000);
- текущего времени и даты;
- величины суточной коррекции хода часов;
- разрешения перехода на летнее/зимнее время (переход на летнее время осуществляется в 2:00 в последнее воскресенье марта, переход на зимнее время осуществляется в 3:00 в последнее воскресенье октября);

- 48 зон суточного графика тарификации для каждого типа дня для 12 месяцев;
- до 45 специальных дней (дни, в которые тарификация отличается от общего правила);
- пароля для доступа по интерфейсу (от 0 до 4294967295).

Счетчик обеспечивает фиксацию в журналах событий перезагрузок, самодиагностики, попыток несанкционированного доступа, переходов на летнее или зимнее время, изменения конфигурации, изменения данных, изменения времени и даты, включений или отключений питания, выходов параметров качества электрической энергии за заданные пределы, значений положительного и отрицательного отклонений напряжения, количества отключений встроенного контактора, аварийных ситуаций.

Обмен информацией с внешними устройствами обработки данных осуществляется по имеющимся интерфейсам, в зависимости от исполнения.

Обслуживание счетчиков производится с помощью технологического программного обеспечения.

В случае выхода ЖКИ счетчика из строя информацию можно считать по имеющимся интерфейсам, в зависимости от исполнения, с помощью технологического программного обеспечения.

Знак поверки наносится на счетчик.

Заводской номер, идентифицирующий каждый экземпляр средства измерений, наносится в виде наклейки, или лазерным принтом, или иным способом в виде цифро-буквенного обозначения, состоящего из цифр и (или) букв латинского алфавита на лицевой панели счетчика.

Общий вид счетчиков, с указанием мест пломбировки, мест нанесения знака утверждения типа, знака поверки, заводского номера приведен на рисунках 1 – 12. Общий вид дистанционного индикаторного устройства приведен на рисунке 13.

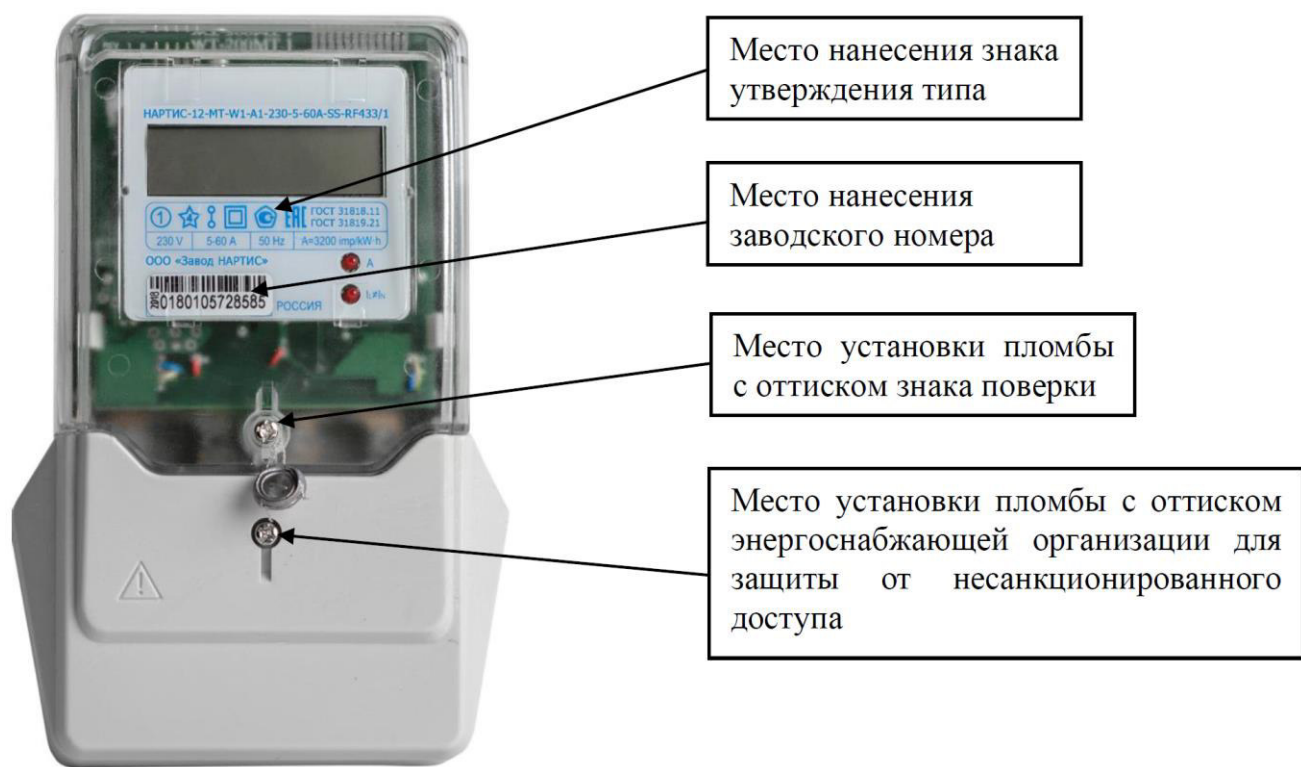


Рисунок 1 – Общий вид счетчика в корпусе типа W1



Рисунок 2 – Общий вид счетчика в корпусе типа W2

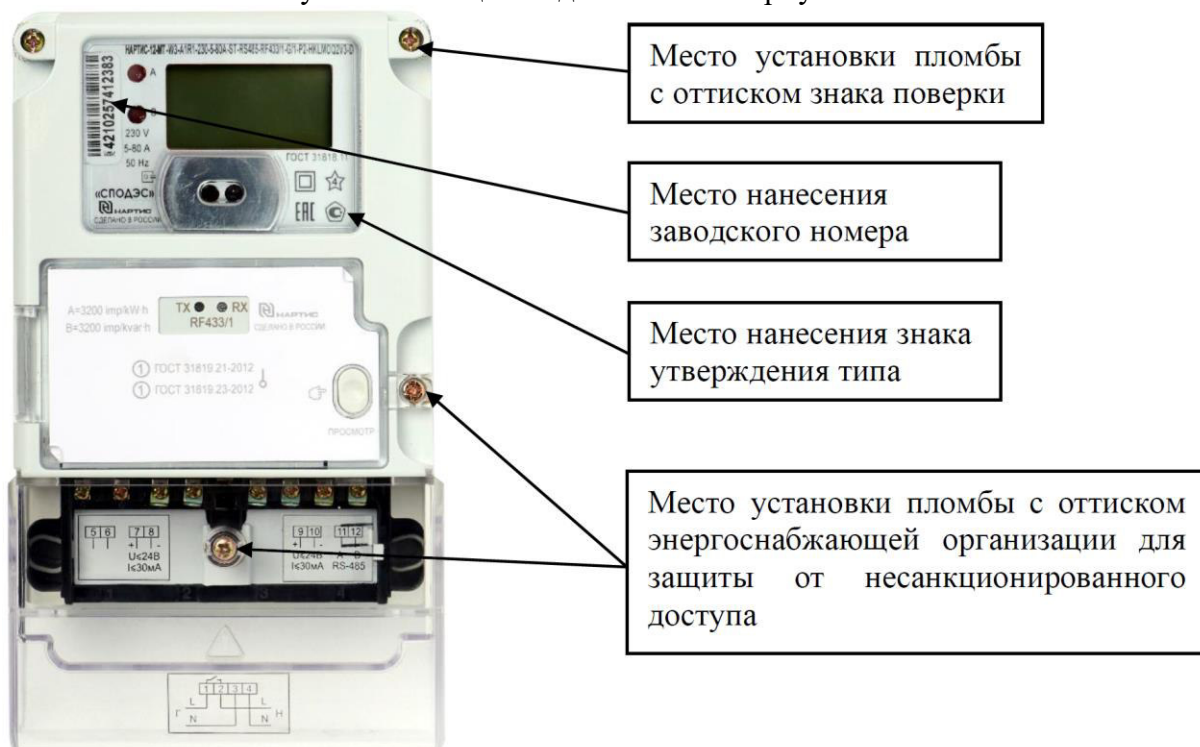


Рисунок 3 – Общий вид счетчика в корпусе типа W3

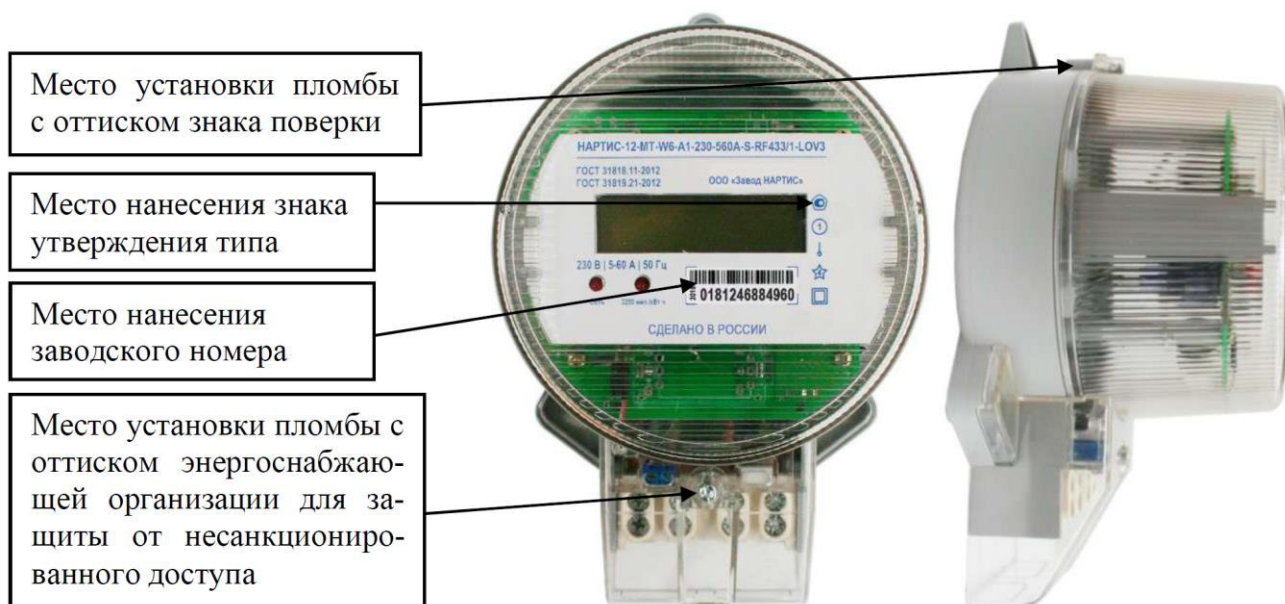


Рисунок 4 – Общий вид счетчика в корпусе типа W6

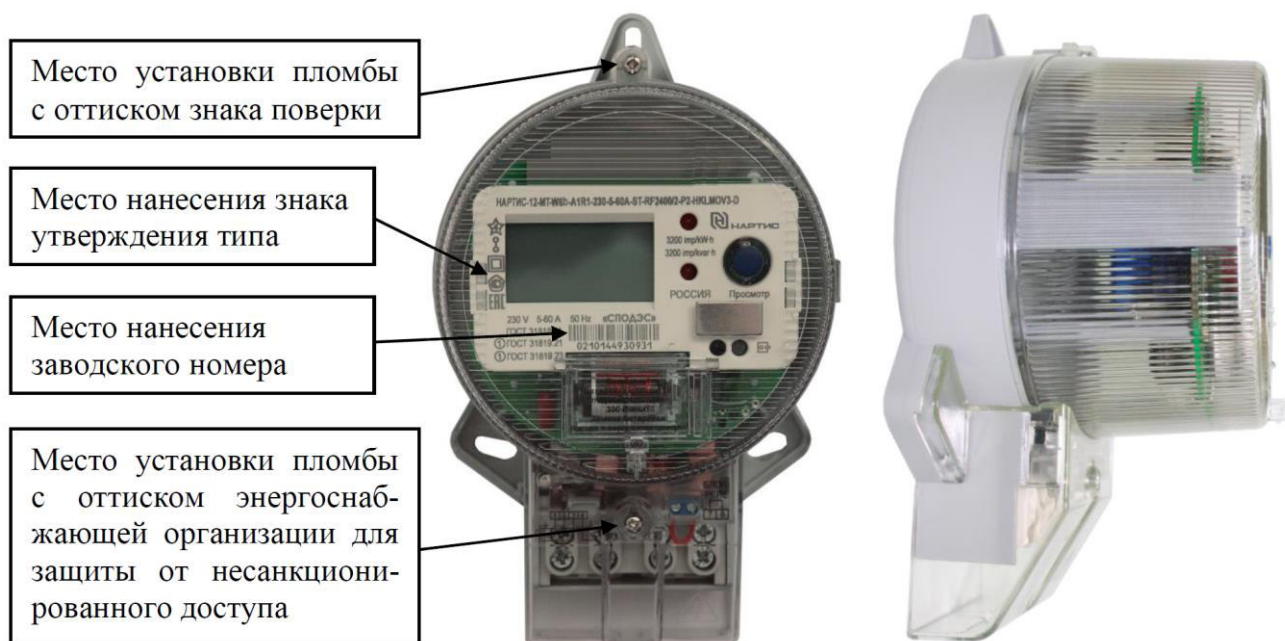


Рисунок 5 – Общий вид счетчика в корпусе типа W6b

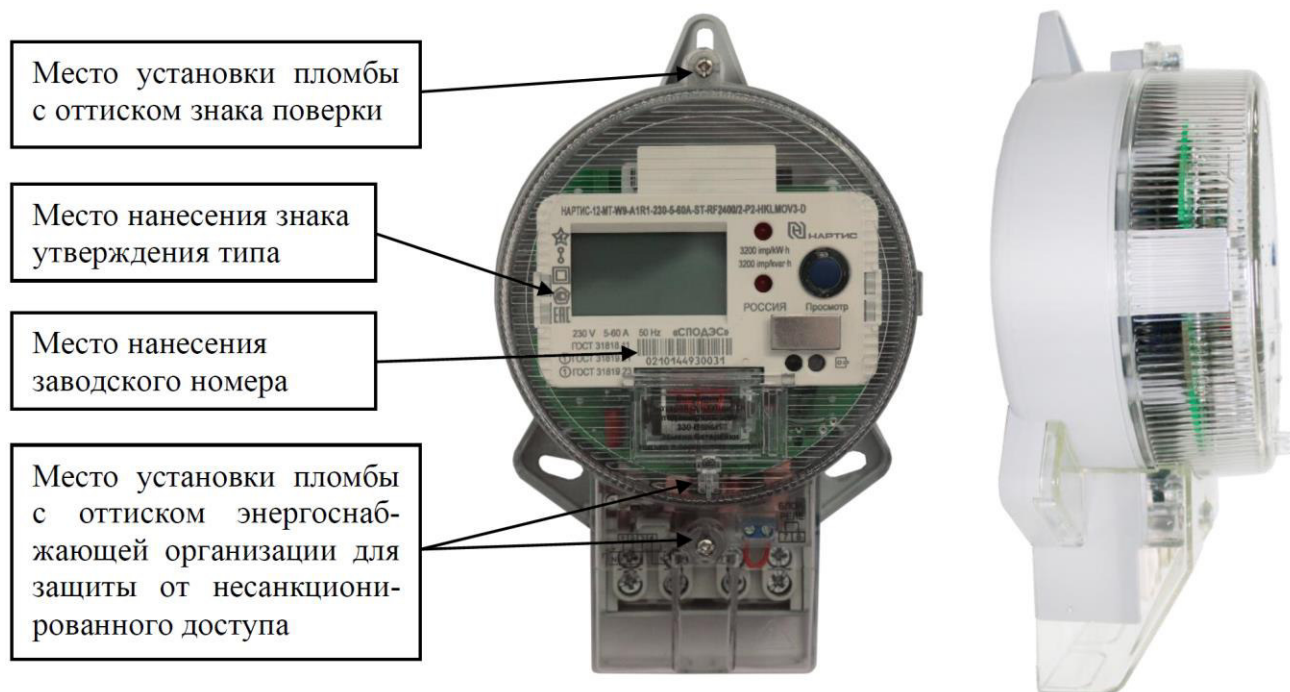


Рисунок 6 – Общий вид счетчика в корпусе типа W9

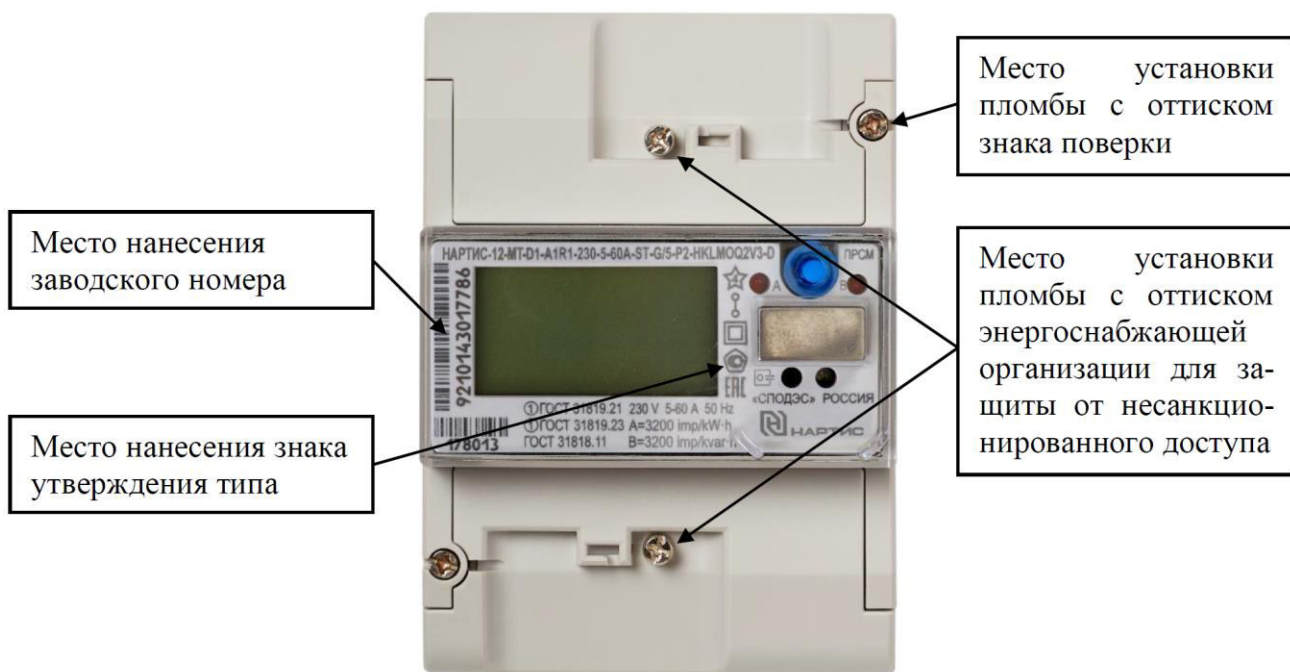


Рисунок 7 – Общий вид счетчика в корпусе типа D1

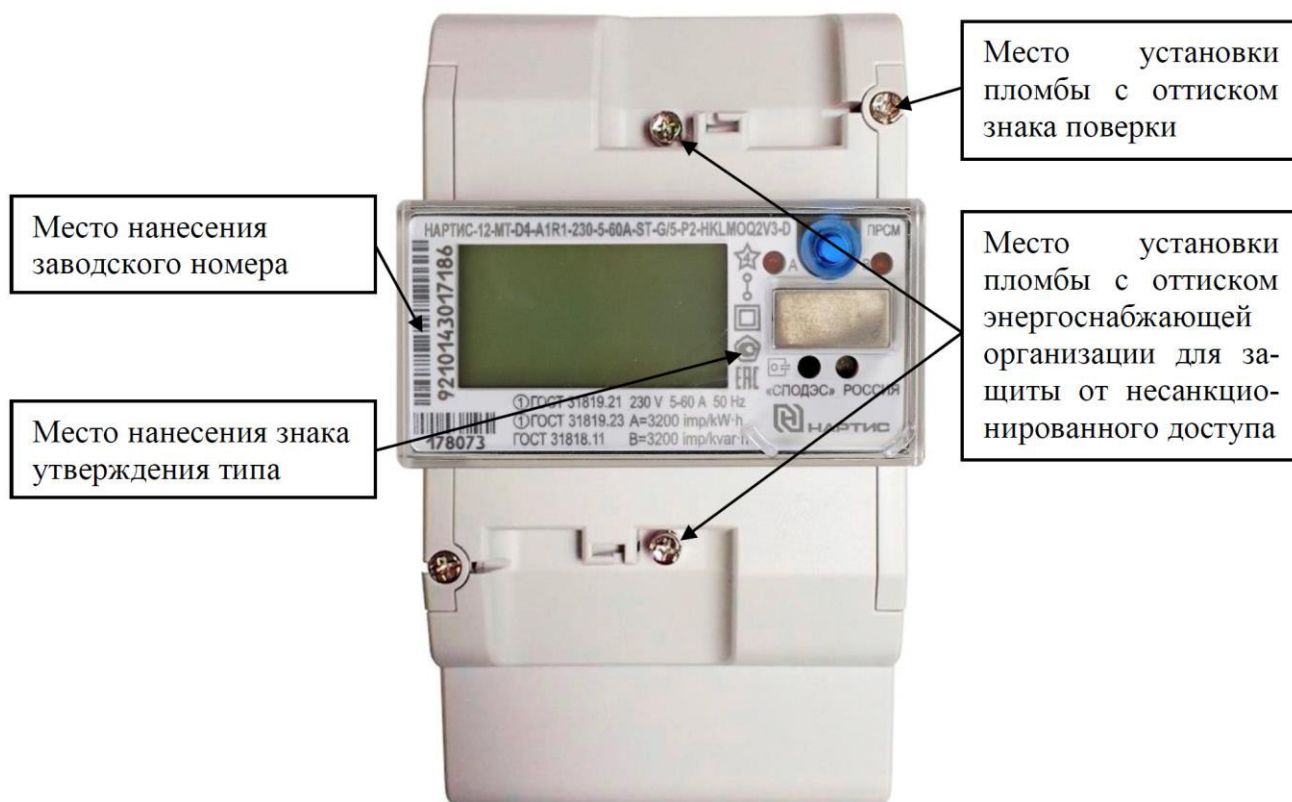


Рисунок 8 – Общий вид счетчика в корпусе типа D4



Рисунок 9 – Общий вид счетчика в корпусе типа D5



Рисунок 10 – Общий вид счетчика в корпусе типа SP1



Рисунок 11 – Общий вид счетчика в корпусе типа SP2



Рисунок 12 – Общий вид счетчика в корпусе типа SP3



Рисунок 13 – Общий вид дистанционного индикаторного устройства

Программное обеспечение

По своей структуре программное обеспечение (далее – ПО) 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 таблицах 2 – 6. Диапазон представления, длительность хранения и дискретность результатов измерений соответствуют нормированной точности счетчика.

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

Идентификационные данные ПО счетчиков указаны в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО счетчиков

Идентификационные данные (признаки)	Значение		
Идентификационное наименование ПО	MT2	MT3	MT4
Номер версии (идентификационный номер) ПО, не ниже	1.0	1.0	1.0
Цифровой идентификатор ПО	254A	3AC6	54AD
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	CRC	CRC	CRC

Метрологические и технические характеристики

Классы точности по ГОСТ 31818.11-2012, ГОСТ 31819.21-2012, ГОСТ 31819.23-2012, в зависимости от исполнения, указаны в таблице 2.

Таблица 2 – Классы точности счетчиков

Символы в условном обозначении	Класс точности при измерении энергии	
	активной	реактивной
A1	1	–
A1R1	1	1
A1R2	1	2

Максимальные значения стартовых токов счетчиков, в зависимости от класса точности, приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Максимальные значения стартовых токов счетчиков

	Класс точности счетчика		
	1 по ГОСТ 31819.21-2012	1 по ГОСТ 31819.23-2012	2 по ГОСТ 31819.23-2012
Стартовый ток	0,0025 I_b	0,0025 I_b	0,005 I_b

Пределы допускаемых погрешностей при измерении напряжения, положительного и отрицательного отклонения напряжения, тока, частоты, отклонения частоты, мощности, коэффициента мощности (для счетчиков с символом «М» в условном обозначении) указаны в таблице 4.

Таблица 4 – Пределы допускаемой погрешности измерений параметров электрической энергии

Параметр	Пределы допускаемой погрешности измерений: абсолютной Δ , относительной δ
Частота, Гц	$\pm 0,05 (\Delta)$
Отклонение частоты, Гц	$\pm 0,05 (\Delta)$
Активная мощность, % - в диапазоне $0,05I_{\delta} \leq I < 0,1I_{\delta}$ - в диапазоне $0,1I_{\delta} \leq I \leq I_{\max}$	$\pm 1,5 (\delta)$ $\pm 1 (\delta)$
Реактивная мощность, % - в диапазоне $0,05I_{\delta} \leq I < 0,1I_{\delta}$ - в диапазоне $0,1I_{\delta} \leq I \leq I_{\max}$	$\pm 1,5 (\delta)$ $\pm 1 (\delta)$
Полная мощность, % - в диапазоне $0,05I_{\delta} \leq I < 0,1I_{\delta}$ - в диапазоне $0,1I_{\delta} \leq I \leq I_{\max}$	$\pm 1,5 (\delta)$ $\pm 1 (\delta)$
Положительное отклонение напряжения, %	$\pm 0,5 (\Delta)$
Отрицательное отклонение напряжения, %	$\pm 0,5 (\Delta)$
Напряжение, %	$\pm 1 (\delta)$
Фазный ток, % - в диапазоне $0,05I_{\delta} \leq I < 0,1I_{\delta}$ - в диапазоне $0,1I_{\delta} \leq I \leq I_{\max}$	$\pm 1,5 (\delta)$ $\pm 1 (\delta)$
Ток нейтрали, % - в диапазоне $0,05I_{\delta} \leq I < 0,1I_{\delta}$ - в диапазоне $0,1I_{\delta} \leq I \leq I_{\max}$	$\pm 1,5 (\delta)$ $\pm 1 (\delta)$
Коэффициент мощности, %	$\pm 2 (\delta)$
Примечание – погрешности измерения нормируются для значений входных сигналов, указанных в таблице 5	

Метрологические и основные технические характеристики счетчиков указаны в таблицах 5 – 6.

Таблица 5 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Номинальное фазное напряжение $U_{ном}$, В	220; 230
Базовый ток $I_б$, А	5; 10
Максимальный ток $I_{макс}$, А	50; 60; 80; 100
Диапазон входных сигналов при измерении энергии: - сила тока - напряжение - напряжение, для счетчиков с символами «A1Rx-xx-xx-xx-xx-xx-xx-Px-xMxx-D» - коэффициент мощности	от $0,05I_б$ до $I_{макс}$ (от 0,75 до 1,2) $U_{ном}$ (от 0,55 до 1,3) $U_{ном}$ от 0,8 (емкостная) до 1,0 от 1,0 до 0,5 (индуктивная)
Рабочий диапазон изменения частоты измерительной сети счетчика, Гц	$50 \pm 7,5$
Пределы основной абсолютной погрешности часов за интервал времени 1 сут, с	$\pm 0,5$
Пределы основной абсолютной погрешности часов за интервал времени 1 сут при отключенном питании счетчика, с	± 1
Пределы дополнительной температурной погрешности часов счетчика за интервал времени 1 сут, на каждый °С, с	$\pm 0,15$ (но суммарно не более, чем 4 с в диапазоне рабочих температур)
Диапазон измерений среднеквадратических значений фазного напряжения переменного тока, В: - для счетчиков с символом «М» - для счетчиков с символами «A1Rx-xx-xx-xx-xx-xx-xx-Px-xMxx-D» - для счетчиков с символами «A1Rx-xx-xx-xx-xx-xx-xx-Px-xMxxZ-D», подключённых к источнику резервного питания	(от 0,75 до 1,2) $U_{ном}$ (от 0,55 до 1,3) $U_{ном}$ (от 0,05 до 1,3) $U_{ном}$
Диапазон измерений среднеквадратических значений силы переменного тока, А	от $0,05I_б$ до $I_{макс}$
Диапазон измерений отрицательного отклонения фазного напряжения, % - для счетчиков с символом «М» - для счетчиков с символами «A1Rx-xx-xx-xx-xx-xx-xx-Px-xMxx-D» - для счетчиков с символами «A1Rx-xx-xx-xx-xx-xx-xx-Px-xMxxZ-D», подключённых к источнику резервного питания	от 0 до 25 от 0 до 45 от 0 до 90
Диапазон измерений положительного отклонения фазного напряжения, % - для счетчиков с символом «М» - для счетчиков с символами «A1Rx-xx-xx-xx-xx-xx-xx-Px-xMxx-D» - для счетчиков с символами «A1Rx-xx-xx-xx-xx-xx-xx-Px-xMxxZ-D», подключённых к источнику резервного питания	от 0 до 20 от 0 до 30 от 0 до 30

Продолжение таблицы 5

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений коэффициента мощности	от –1 до 1
Диапазон входных сигналов при измерении мощности: - сила тока - напряжение, для счетчиков с символом «М» - напряжение, для счетчиков с символами «A1Rx-xx-xx-xx-xx-xx-xx-Rx-xMxx-D» - коэффициент мощности	от $0,05I_b$ до $I_{\max}$ (от 0,75 до 1,2) $U_{\text{ном}}$ (от 0,55 до 1,3) $U_{\text{ном}}$ от 0,8 (емкостная) до 1,0 от 1,0 до 0,5 (индуктивная)

Таблица 6 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон значений постоянной счетчика по активной электрической энергии, имп/(кВт·ч)	от 800 до 10000
Диапазон значений постоянной счетчика по реактивной электрической энергии, имп/(квар·ч)	от 800 до 10000
Количество десятичных знаков отсчетного устройства, не менее	8
Разрешающая способность счетного механизма отсчетного устройства, кВт·ч, не более	0,01
Полная мощность, потребляемая каждой цепью тока при базовом токе, В·А, не более	0,3
Полная (активная) мощность, потребляемая каждой цепью напряжения, при номинальном значении напряжения, В·А (Вт), не более	10 (2)
Длительность хранения информации при отключении питания, лет, не менее	35
Срок службы батареи, лет, не менее	16
Число тарифов, не менее	4
Число временных зон, не менее	12
Глубина хранения значений электрической энергии на начало месяца, мес, не менее: - для счетчиков с символом «A1» - для счетчиков с символами «A1R1», «A1R2»	24 36
Глубина хранения значений электрической энергии на начало суток, сут, не менее: - для счетчиков с символом «A1» - для счетчиков с символами «A1R1», «A1R2»	93 128
Глубина хранения значений электрической энергии на начало интервала 30 мин, сут, не менее: - для счетчиков с символом «A1» - для счетчиков с символами «A1R1», «A1R2»	93 128

Продолжение таблицы 6

Наименование характеристики	Значение
Глубина хранения значений электрической энергии, потребленной за интервал 30 мин, сут, не менее:	
- для счетчиков с символом «A1»	93
- для счетчиков с символами «A1R1», «A1R2»	128
Интервал усреднения мощности для фиксации профиля нагрузки, мин ¹⁾	30
Глубина хранения профиля нагрузки при интервале усреднения 30 мин, сут ²⁾ , не менее:	
- для счетчиков с символом «A1»	93
- для счетчиков с символами «A1R1», «A1R2»	128
Количество записей в журнале событий, не менее:	
- для счетчиков с символом «A1»	384
- для счетчиков с символами «A1R1», «A1R2»	1000
Количество оптических испытательных выходов с параметрами по ГОСТ 31818.11-2012, не менее	1
Скорость обмена информацией по интерфейсам, бит/с, не менее	9600
Габаритные размеры (длина×ширина×высота), мм, не более	
Тип корпуса:	
- W1	192×122×57
- W2	182×125×55
- W3	201×118×74
- W6	209×128×104
- W6b	209×128×110
- W9	209×128×76
- D1	130×90×69
- D4	160×90×69
- D5	110×89×61
- SP1	240×165×77
- SP2	160×110×65
- SP3	180×165×77
Условия эксплуатации:	
- температура окружающей среды, °C	от -40 до +70
- температура окружающей среды, °C, для счетчиков с символом «F»	от -45 до +85
- относительная влажность, %	от 30 до 98
- атмосферное давление, кПа	от 70 до 106,7
Масса, кг, не более	1,5
Срок службы счетчика, лет, не менее	35
Средняя наработка на отказ, ч, не менее	350000
¹⁾ По требованию заказчика возможна реализация настраиваемого интервала усреднения мощности из ряда: 1, 2, 3, 4, 5, 6, 10, 12, 15, 20, 30, 60 мин. ²⁾ Минимальная глубина хранения профиля нагрузки при других значениях интервала усреднения может быть рассчитана по формуле $D_{мин} = (I_{тек} \cdot D_{30}) / 30$, где $I_{тек}$ – текущий интервал усреднения мощности, мин; D_{30} – глубина хранения профиля нагрузки при интервале усреднения 30 мин, сут.	

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

Комплект поставки приведен в таблице 7.

Таблица 7 – Комплект поставки счетчиков

Наименование	Обозначение	Количество	Примечание
Счетчик электрической энергии однофазный многофункциональный	«НАРТИС-12-МТ»	1 шт.	Исполнение соответствует заказу
Пломба свинцовая	—	1 – 3 шт.	В зависимости от типа корпуса
Леска пломбировочная	—	1 – 3 шт.	В зависимости от типа корпуса
Руководство по эксплуатации	МИРТ.411152.150РЭ	1 шт.	В электронном виде
Формуляр	МИРТ.411152.150ФО	1 шт.	В бумажном виде
Дистанционное индикаторное устройство	—	1 шт.	Поставляется только со счетчиками в корпусных исполнениях для установки на опору ЛЭП, по согласованию с заказчиком может быть исключено из комплекта поставки
Кронштейн для крепления на опоре ЛЭП	—	1 шт.	Поставляется только со счетчиками в корпусных исполнениях для установки на опору ЛЭП
Упаковка	—	1 шт.	Потребительская тара
Технологическое программное обеспечение	—	1 шт.	В электронном виде
Примечание – Последние версии технологического программного обеспечения и документации размещены на официальном сайте partis.ru и свободно доступны для загрузки.			

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 3 «Подготовка и порядок работы» руководства по эксплуатации МИРТ.411152.150РЭ.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к счетчикам электрической энергии однофазным многофункциональным «НАРТИС-12-МТ»

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

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

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

Приказ Росстандарта № 1436 от 23.07.2021 Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений электроэнергетических величин в диапазоне частот от 1 до 2500 Гц.

МИРТ.411152.150ТУ Счетчики электрической энергии однофазные многофункциональные «НАРТИС-12-МТ». Технические условия.

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Завод НАРТИС» (ООО «Завод НАРТИС»)
ИНН 5019029500

Юридический адрес: 162611, Россия, Вологодская область, г. Череповец, Клубный проезд, д. 17А, помещение 2.

Почтовый адрес: 162623, Вологодская область, г. Череповец, ул. Краснодонцев, д. 53.

Телефон: +7 (8202) 20-20-27

E-mail: info@nartis.ru

Веб-сайт: nartis.ru

Испытательный центр

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

Адрес: 117418, г. Москва, Нахимовский проспект, д. 31

Телефон: +7 (495) 544-00-00 Факс: +7 (495) 546-45-01

E-mail: info@rostest.ru

Веб-сайт: www.rostest.ru

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц RA.RU.310639

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «29» июня 2022 г. № 1586

Регистрационный № 76338-19

Лист № 1
Всего листов 17

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные «НАРТИС-32-МТ»

Назначение средства измерений

Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные «НАРТИС-32-МТ» (далее – счетчики) предназначены для измерения активной и реактивной (или только активной) электрической энергии прямого и обратного (или только прямого) направления по дифференцированным во времени тарифам в трехфазных сетях переменного тока промышленной частоты.

Описание средства измерений

Конструктивно счетчики состоят из корпуса и крышки клеммной колодки. В корпусе расположены печатные платы, клеммная колодка, измерительные элементы. Клеммная крышка при опломбировании предотвращает доступ к винтам клеммной колодки и силовым тоководам.

Счетчики могут применяться как автономно, так и в составе автоматизированных информационно-измерительных систем коммерческого учета (АИИС КУЭ) и технического учета электроэнергии, диспетчерского управления (АСДУ).

Счетчики имеют в своем составе измерительные элементы – датчики тока (шунты или трансформаторы тока, в зависимости от исполнения), микроконтроллер, энергонезависимую память данных, встроенные часы, позволяющие вести учет электрической энергии по тарифным зонам суток, выполненные по ГОСТ IEC 61038-2011, оптические испытательные выходные устройства по ГОСТ 31818.11-2012 для поверки, а также интерфейсы для подключения к системам автоматизированного учета потребленной электроэнергии. Счетчик может иметь в своем составе индикаторы наличия каждого из фазных напряжений «L1», «L2», «L3», индикатор наличия хотя бы одного из фазных напряжений «Сеть», одну или две кнопки для ручного переключения режимов индикации «Просмотр», оптический порт, выполненный по ГОСТ IEC 61107-2011.

В составе счетчиков, предназначенных для установки в щиток или на DIN-рейку, также присутствует жидкокристаллический индикатор (далее – ЖКИ).

В состав счетчиков могут входить отдельные гальванически развязанные от электрической сети дискретные выходы и отдельные гальванически развязанные от электрической сети дискретные входы.

Степень защиты от пыли и влаги по ГОСТ 14254-2015 – IP51, IP54, IP64.

Счетчики, в зависимости от исполнения, могут иметь один или несколько интерфейсов удаленного доступа.

Принцип действия счетчиков основан на аналого-цифровом преобразовании сигналов тока и напряжения в показания электрической энергии.

Структура обозначения возможных исполнений счетчика приведена ниже.

Структура условного обозначения

①	②	③	④	⑤	⑥	⑦	⑧	⑨	⑩	⑪	⑫	⑬
НАРТИС-32-МТ	-XXX-	XXXX-	XXX-	XX-	XXX-	XX-	XXXXXX-	XXXXXX-	XX-	XXXXXXX-	X	- X

① Тип счетчика

② Тип корпуса

W31 – для установки на щиток, модификация 1

W32 – для установки на щиток, модификация 2

W33 – для установки на щиток, модификация 3

D31 – для установки на DIN-рейку, модификация 1

D33 – для установки на DIN-рейку, модификация 3

D34 – для установки на DIN-рейку, модификация 4

D35 – для установки на DIN-рейку, модификация 5

SP31 – для установки на опору ЛЭП, модификация 1

③ Класс точности

A1 – класс точности 1 по ГОСТ 31819.21

A0.5 – класс точности 0,5S по ГОСТ 31819.22

A1R1 – класс точности 1 по ГОСТ 31819.21 и класс точности 1 по ГОСТ 31819.23

A1R2 – класс точности 1 по ГОСТ 31819.21 и класс точности 2 по ГОСТ 31819.23

A0.5R1 – класс точности 0,5S по ГОСТ 31819.22 и класс точности 1 по ГОСТ 31819.23

A0.5R2 – класс точности 0,5S по ГОСТ 31819.22 и класс точности 2 по ГОСТ 31819.23

A0.2R1 – класс точности 0,2S по ГОСТ 31819.22 и класс точности 1 по ГОСТ 31819.23

A0.2R2 – класс точности 0,2S по ГОСТ 31819.22 и класс точности 2 по ГОСТ 31819.23

④ Номинальное напряжение

57,7 – 57,7 В

220 – 220 В

230 – 230 В

⑤ Номинальный (базовый) ток

1 – 1А

5 – 5А

10 – 10А

⑥ Максимальный ток

10А – 10А

50А – 50А

60А – 60А

80А – 80А

100А – 100А

⑦ Тип измерительных элементов

S – шунты

T – трансформаторы тока

N – наличие измерительного элемента в цепи нейтрали

- ⑧ Основной интерфейс
CAN – интерфейс CAN
RS232 – интерфейс RS-232
RS485 – интерфейс RS-485
RF433/n – радиointерфейс 433 МГц, где n – номер модификации модуля интерфейса
RF868/n – радиointерфейс 868 МГц, где n – номер модификации модуля интерфейса
RF2400/n – радиointерфейс 2400 МГц, где n – номер модификации модуля интерфейса
PF/n – PLC-модем с FSK-модуляцией, где n – номер модификации модуля интерфейса
PO/n – PLC-модем с OFDM-модуляцией, где n – номер модификации модуля интерфейса
- ⑨ Дополнительные интерфейсы
CAN – интерфейс CAN
RS232 – интерфейс RS-232
RS485 – интерфейс RS-485
RF433/n – радиointерфейс 433 МГц, где n – номер модификации модуля интерфейса
RF868/n – радиointерфейс 868 МГц, где n – номер модификации модуля интерфейса
RF2400/n – радиointерфейс 2400 МГц, где n – номер модификации модуля интерфейса
PF/n – PLC-модем с FSK-модуляцией, где n – номер модификации модуля интерфейса
PO/n – PLC-модем с OFDM-модуляцией, где n – номер модификации модуля интерфейса
G/n – радиointерфейс GSM/GPRS, где n – номер модификации модуля интерфейса
E/n – интерфейс Ethernet, где n – номер модификации модуля интерфейса
RFFW/n – радиointерфейс WiFi, где n – номер модификации модуля интерфейса (для модификации 1 номер допускается не указывать)
RFLT/n – радиointерфейс LTE, где n – номер модификации модуля интерфейса (для модификации 1 номер допускается не указывать)
(Нет символа) – интерфейс отсутствует
- ⑩ Поддерживаемые протоколы передачи данных
(Нет символа) – протокол «МИРТЕК»
P1 – протокол DLMS/COSEM/СПОДЭС/ГОСТ Р 58940
P2 – протоколы «МИРТЕК» и DLMS/COSEM/СПОДЭС/ГОСТ Р 58940
- ⑪ Дополнительные функции
Н – датчик магнитного поля
In – дискретный вход, где n – количество входов
К – реле управления нагрузкой в цепи тока
L – подсветка индикатора
М – измерение параметров качества электрической энергии
О – оптопорт
Qn – дискретный выход, где n – количество выходов
R – защита от выкручивания винтов кожуха
U – защита целостности корпуса
Vn – электронная пломба, где n – номер модификации электронных пломб
Y – защита от замены деталей корпуса
Z/n – резервный источник питания, где n – номер модификации источника питания
(Нет символа) – дополнительные функции отсутствуют

- ⑫ Количество направлений учёта электроэнергии
(Нет символа) – измерение электроэнергии в одном направлении (по модулю)
D – измерение электроэнергии в двух направлениях
- ⑬ Условия эксплуатации
(Нет символа) – температура окружающей среды от –40 до 70 °С
F – температура окружающей среды от –45 до 85 °С

Перечни номеров, обозначающих модификации поддерживаемых протоколов передачи данных, модулей интерфейсов и дополнительных функций, могут быть расширены производителем. Описание модификаций поддерживаемых протоколов передачи данных, модулей интерфейсов и дополнительных функций приведено в эксплуатационной документации и на сайте производителя. Дополнительные номера поддерживаемых протоколов передачи данных, модификаций модулей интерфейсов и дополнительных функций могут быть введены только для функциональности, не влияющей на метрологические характеристики счетчика.

В счетчиках в корпусах SP31 для считывания информации используется дистанционное индикаторное устройство. При этом один из интерфейсов данных счетчиков используется в качестве канала связи с дистанционным индикаторным устройством.

Счетчики, у которых в условном обозначении присутствует символ «K», оснащены встроенным контактором и дополнительно позволяют:

- организовать отпуск потребителю предварительно оплаченного количества электроэнергии (с отключением нагрузки при его превышении и подключением нагрузки после внесения оплаты);
- отключать нагрузку при превышении потребляемой мощности выше установленных лимитов;
- подключать нагрузку при уменьшении потребляемой мощности ниже установленных лимитов.

Коммутация встроенного контактора при подключении нагрузки происходит после подачи соответствующей команды по интерфейсу и нажатии на кнопку, расположенную на лицевой панели счетчика (по умолчанию), или только после подачи команды по интерфейсу (опционально).

Зажимы для подсоединения счетчиков к сети, интерфейсов, дискретных входов и выходов закрываются пластмассовой крышкой.

Счетчики, у которых в условном обозначении присутствует символ «Z», имеют вход для подключения внешнего резервного источника питания для снятия показаний счетчика при отсутствии основного питания.

Счетчики, у которых в условном обозначении присутствует символ «V», имеют встроенные элементы для контроля вскрытия клеммной крышки и корпуса счетчика. Время и дата вскрытия фиксируются в журнале событий. Благодаря встроенному элементу питания, фиксация в журнале событий производится как при поданном сетевом напряжении, так и при его отсутствии.

Счетчик ведет учет электрической энергии по действующим тарифам в соответствии с месячными программами смены тарифных зон (количество месячных программ – до 12, количество тарифных зон в сутках – до 48). Месячная программа может содержать суточные графики тарификации рабочих, субботних, воскресных и специальных дней. Количество специальных дней (праздничные и перенесенные дни) – до 45. Для специальных дней могут быть заданы признаки рабочей, субботней, воскресной или специальной тарифной программы.

Счетчик содержит в энергонезависимой памяти две тарифные программы – действующую и резервную. Резервная тарифная программа вводится в действие с определенной даты, которая передается отдельной командой по интерфейсу.

Счетчики обеспечивают учет:

- текущего времени и даты;
- количества электрической энергии нарастающим итогом суммарно независимо от тарифного расписания;
- количества электрической энергии нарастающим итогом суммарно и отдельно по действующим тарифам;
- количества электрической энергии нарастающим итогом суммарно и отдельно по действующим тарифам на начало месяца;
- количества электрической энергии нарастающим итогом суммарно и отдельно по действующим тарифам на начало суток;
- профиля мощности, усредненной на интервале 30 минут (или настраиваемом из ряда: 1, 2, 3, 4, 5, 6, 10, 12, 15, 20, 30, 60 минут);
- количества электрической энергии нарастающим итогом суммарно и отдельно по действующим тарифам на начало интервала 30 или 60 минут (только при установленном интервале усреднения мощности 30 или 60 минут);
- количества электрической энергии, потребленной за интервал 30 минут (только при установленном интервале усреднения мощности 30 минут).

Учет электрической энергии счетчиками производится по модулю, независимо от направления или с учетом направления (счетчики с символом «D» в условном обозначении).

Счетчики, у которых в условном обозначении присутствует символ «M», дополнительно обеспечивают измерение следующих параметров:

- фазных напряжений;
- линейных напряжений;
- положительного и отрицательного отклонения напряжения (по ГОСТ 32144-2013, ГОСТ 30804.4.30-2013, класс S);
- фазных токов;
- тока нейтрали (только счетчики с символом «N» в условном обозначении);
- частоты сети;
- отклонения частоты (по ГОСТ 32144-2013, ГОСТ 30804.4.30-2013, класс S);
- активной мощности по каждой фазе;
- реактивной мощности по каждой фазе (только счетчики с символами «R1» и «R2» в условном обозначении);
- полной мощности по каждой фазе (только счетчики с символами «R1» и «R2» в условном обозначении);
- коэффициентов мощности по каждой фазе;
- длительности провала напряжения (по ГОСТ 32144-2013, ГОСТ 30804.4.30-2013, класс S);
- длительности перенапряжения (по ГОСТ 32144-2013, ГОСТ 30804.4.30-2013, класс S);
- длительности прерывания напряжения (по ГОСТ 32144-2013, ГОСТ 30804.4.30-2013, класс S, только счетчики с символом «Z» в условном обозначении подключённые к источнику резервного питания);
- остаточного напряжения провала напряжения (по ГОСТ 32144-2013, ГОСТ 30804.4.30-2013, класс S);
- максимального значения перенапряжения (по ГОСТ 32144-2013, ГОСТ 30804.4.30-2013, класс S).

Счетчики обеспечивают возможность задания по интерфейсу следующих параметров:

- адреса счетчика (от 1 до 65000);
- текущего времени и даты;
- величины суточной коррекции хода часов;
- разрешения перехода на летнее/зимнее время (переход на летнее время осуществляется в 2:00 в последнее воскресенье марта, переход на зимнее время осуществляется в 3:00 в последнее воскресенье октября);
- 48 зон суточного графика тарификации для каждого типа дня для 12 месяцев;
- до 45 специальных дней (дни, в которые тарификация отличается от общего правила);
- пароля для доступа по интерфейсу (от 0 до 4294967295).

Счетчик обеспечивает фиксацию в журналах событий перезагрузок, самодиагностики, попыток несанкционированного доступа, переходов на летнее или зимнее время, изменения конфигурации, изменения данных, изменения времени и даты, включений или отключений питания, наличия фазного тока при отсутствии напряжения, изменения направления тока в фазных цепях, воздействия сверхнормативного магнитного поля, выходов параметров качества электрической энергии за заданные пределы, значений положительного и отрицательного отклонений напряжения, количества отключений встроенного контактора, аварийных ситуаций.

Обмен информацией с внешними устройствами обработки данных осуществляется по имеющимся интерфейсам, в зависимости от исполнения.

Обслуживание счетчиков производится с помощью технологического программного обеспечения.

В случае выхода ЖКИ счетчика из строя информацию можно считать по имеющимся интерфейсам, в зависимости от исполнения, с помощью технологического программного обеспечения.

Знак поверки наносится на счетчик.

Заводской номер, идентифицирующий каждый экземпляр средства измерений, состоит из цифр и (или) букв латинского алфавита и наносится в виде наклейки, или лазерным принтом, или иным способом на лицевой панели счетчика.

Общий вид счетчиков, с указанием мест пломбировки, мест нанесения знака утверждения типа, знака поверки, заводского номера приведен на рисунках 1 – 8. Общий вид дистанционного индикаторного устройства приведен на рисунке 9.



Рисунок 1 – Общий вид счетчика в корпусе типа W31

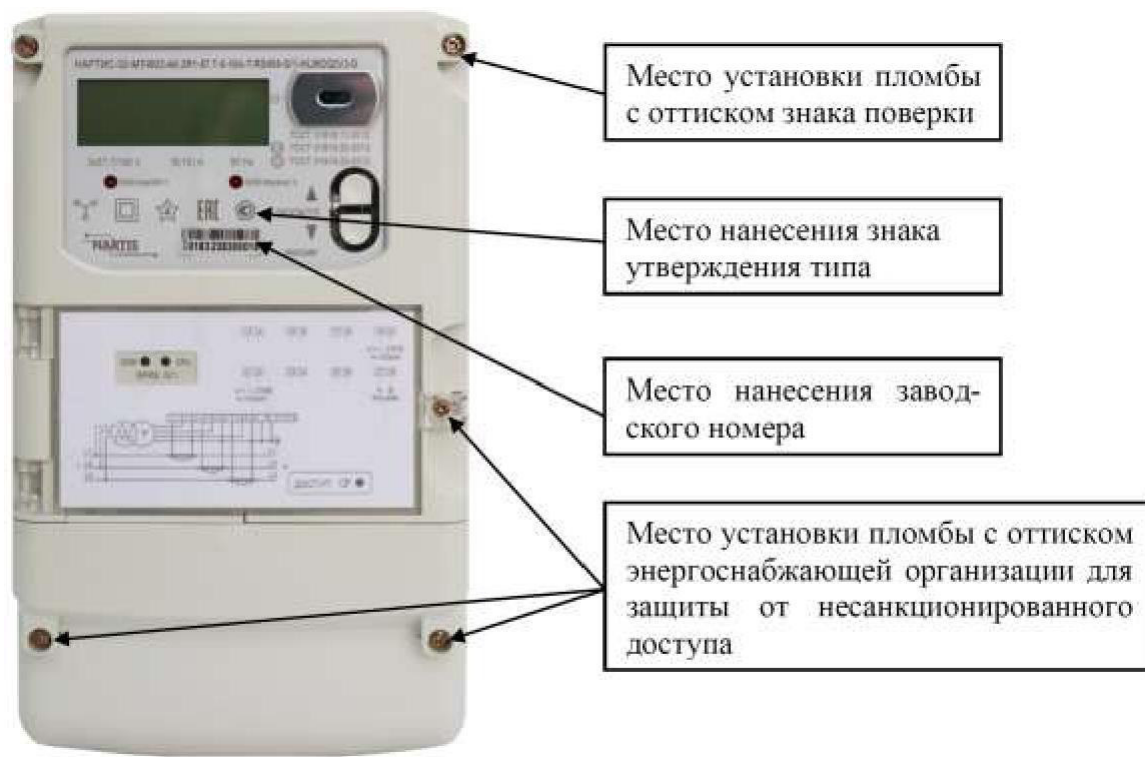


Рисунок 2 – Общий вид счетчика в корпусе типа W32



Рисунок 3 – Общий вид счетчика в корпусе типа W33

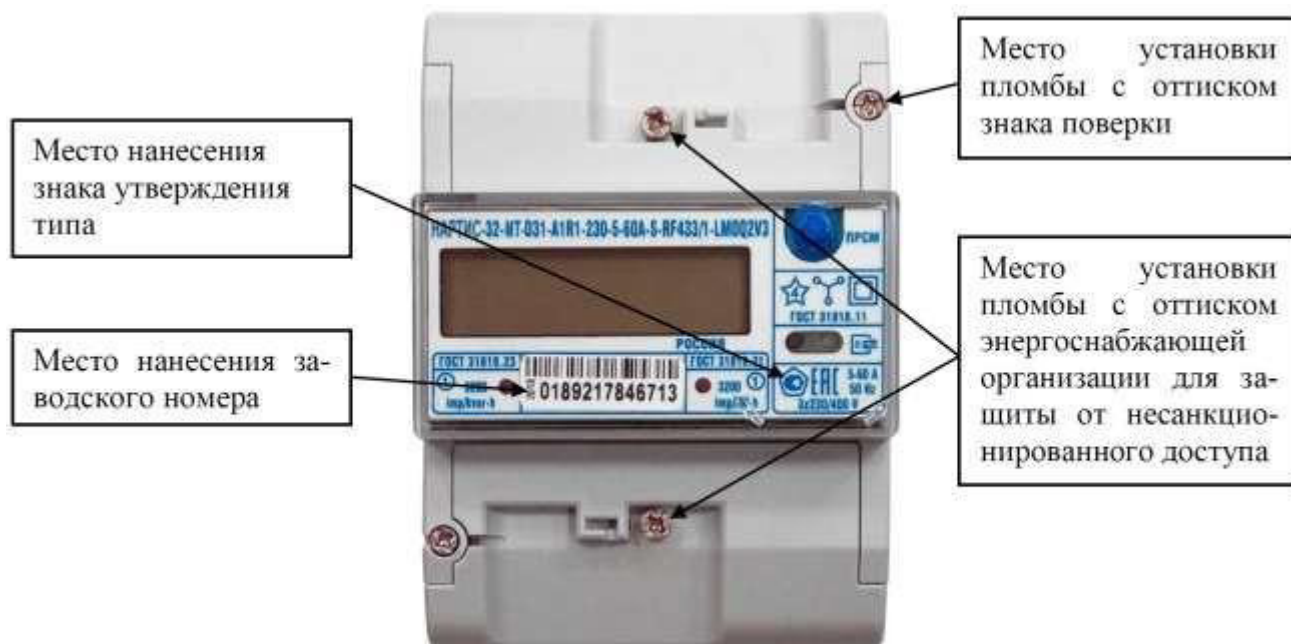


Рисунок 4 – Общий вид счетчика в корпусе типа D31



Рисунок 5 – Общий вид счетчика в корпусе типа D33

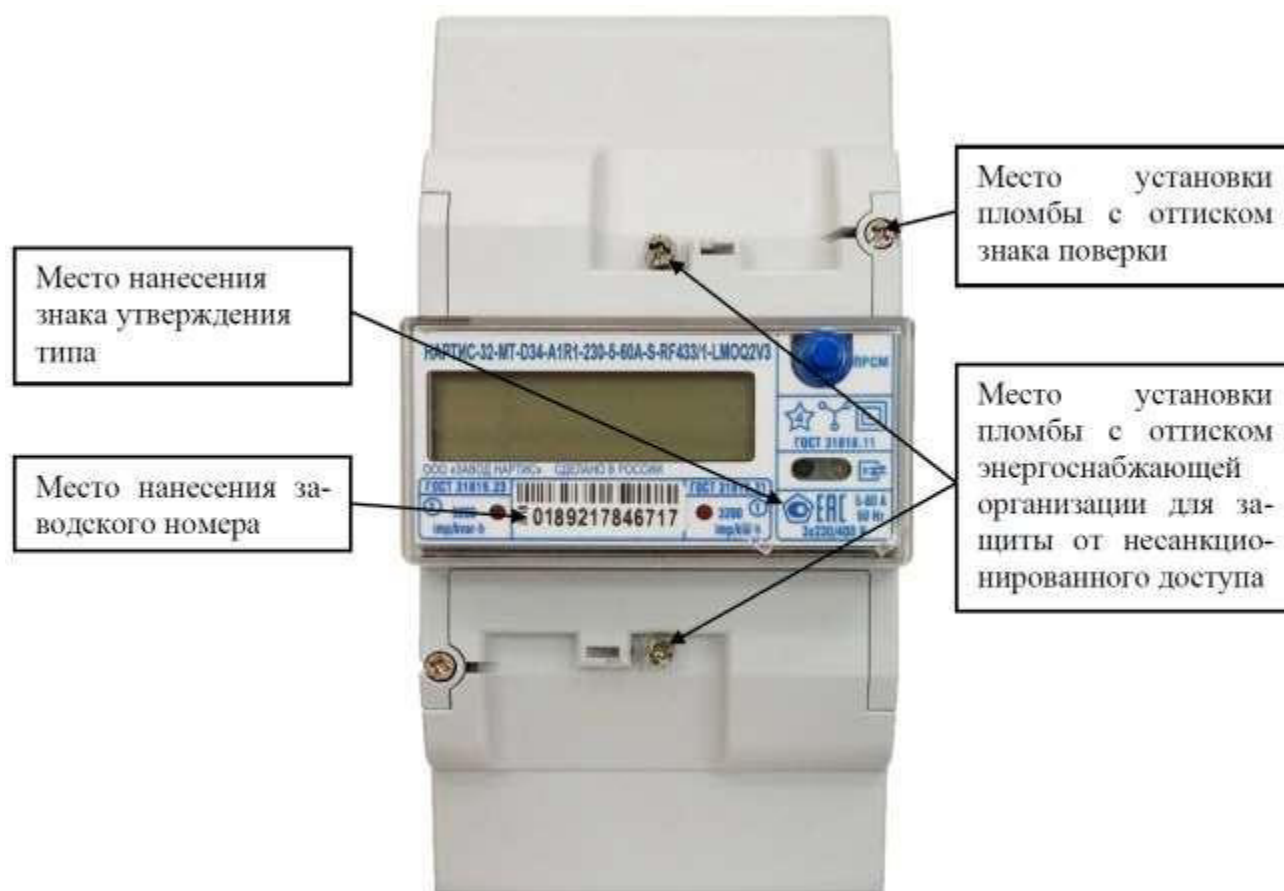


Рисунок 6 – Общий вид счетчика в корпусе типа D34



Рисунок 7 – Общий вид счетчика в корпусе типа D35



Рисунок 8 – Общий вид счетчика в корпусе типа SP31



а *б* *в*
Рисунок 9 – Общий вид дистанционного индикаторного устройства

Программное обеспечение

По своей структуре ПО 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 таблицах 2 – 6. Диапазон представления, длительность хранения и дискретность результатов измерений соответствуют нормированной точности счетчика.

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

Идентификационные данные программного обеспечения (далее – ПО) счетчиков указаны в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО счетчиков

Идентификационные данные (признаки)	Значение		
	MT1	MT2	MT6
Идентификационное наименование ПО	MT1	MT2	MT6
Номер версии (идентификационный номер) ПО, не ниже	1.0	1.0	1.0
Цифровой идентификатор ПО	4CB9	4FC5	FD7C
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	CRC	CRC	CRC

Метрологические и технические характеристики

Классы точности по ГОСТ 31818.11-2012, ГОСТ 31819.21-2012, ГОСТ 31819.22-2012, ГОСТ 31819.23-2012, в зависимости от исполнения, указаны в таблице 2.

Таблица 2 – Классы точности счетчиков

Символы в условном обозначении	Класс точности при измерении энергии	
	активной	реактивной
A1	1	–
A0.5	0,5S	–
A1R1	1	1
A1R2	1	2
A0.5R1	0,5S	1
A0.5R2	0,5S	2
A0.2R1	0,2S	1
A0.2R2	0,2S	2

Максимальные значения стартовых токов счетчиков в зависимости от класса точности и типа включения приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Максимальные значения стартовых токов счетчиков

Тип включения счетчика	Класс точности счетчика				
	1 по ГОСТ 31819.21- 2012	0,2S по ГОСТ 31819.22- 2012	0,5S по ГОСТ 31819.22- 2012	1 по ГОСТ 31819.23- 2012	2 по ГОСТ 31819.23- 2012
Непосредственное	0,0025 I_b	0,001 I_b		0,0025 I_b	0,005 I_b
Через трансформаторы тока	0,002 $I_{ном}$	0,001 $I_{ном}$		0,002 $I_{ном}$	0,003 $I_{ном}$

Пределы допускаемых погрешностей при измерении напряжения, положительного и отрицательного отклонения напряжения, тока, частоты, отклонения частоты, мощности, коэффициента мощности (для счетчиков с символом «М» в условном обозначении) указаны в таблице 4.

Таблица 4 – Пределы допускаемой погрешности измерений параметров электрической энергии

Параметр	Пределы допускаемой погрешности измерений для счетчиков класса точности (при измерении активной энергии): абсолютной Δ , относительной δ		
	0,2S	0,5S	1
Частота, Гц	$\pm 0,05 (\Delta)$	$\pm 0,05 (\Delta)$	$\pm 0,05 (\Delta)$
Отклонение частоты, Гц	$\pm 0,05 (\Delta)$	$\pm 0,05 (\Delta)$	$\pm 0,05 (\Delta)$
Активная мощность, %	$\pm 0,5 (\delta)$	$\pm 0,5 (\delta)$	$\pm 1 (\delta)$
Реактивная мощность, %	$\pm 1 (\delta)$	$\pm 1 (\delta)$	$\pm 1 (\delta)$
Полная мощность, %	$\pm 1 (\delta)$	$\pm 1 (\delta)$	$\pm 1 (\delta)$
Положительное отклонение напряжения, %	$\pm 0,5 (\Delta)$	$\pm 0,5 (\Delta)$	$\pm 0,5 (\Delta)$
Отрицательное отклонение напряжения, %	$\pm 0,5 (\Delta)$	$\pm 0,5 (\Delta)$	$\pm 0,5 (\Delta)$
Напряжение, %	$\pm 0,5 (\delta)$	$\pm 0,5 (\delta)$	$\pm 1 (\delta)$
Фазный ток, %	$\pm 1 (\delta)$	$\pm 1 (\delta)$	$\pm 1 (\delta)$
Коэффициент мощности, %	$\pm 0,4 (\delta)$	$\pm 1 (\delta)$	$\pm 2 (\delta)$
Примечание – погрешности измерения нормируются для значений входных сигналов указанных в таблице 5			

Метрологические и основные технические характеристики счетчиков указаны в таблицах 5 – 6.

Таблица 5 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Номинальное фазное напряжение $U_{ном}$, В	57,7; 220; 230
Базовый (I_b) или номинальный ($I_{ном}$) ток, А	1; 5; 10
Максимальный ток $I_{макс}$, А	10; 50; 60; 80; 100
Диапазон входных сигналов при измерении энергии: - сила тока - напряжение - напряжение, для счетчиков с символами «A1Rx-xx-xx-xx-xx-Рх-хМxx-D» - коэффициент мощности	от $0,05I_b$ ($0,01I_{ном}$ или $0,02I_{ном}$) до $I_{макс}$ (от 0,75 до 1,2) $U_{ном}$ (от 0,55 до 1,3) $U_{ном}$ от 0,8 (емкостная) до 1,0 от 1,0 до 0,5 (индуктивная)
Рабочий диапазон изменения частоты измерительной сети счетчика, Гц	$50 \pm 7,5$
Пределы основной абсолютной погрешности часов за интервал времени 1 сут, с	$\pm 0,5$
Пределы основной абсолютной погрешности часов за интервал времени 1 сут при отключенном питании счетчика, с	± 1
Пределы дополнительной температурной погрешности часов счетчика за интервал времени 1 сут, на каждый градус Цельсия, с	$\pm 0,15$ (но суммарно не более, чем 4 с в диапазоне рабочих температур)
Диапазон измерений среднеквадратических значений фазного напряжения переменного тока, В: - для счетчиков с символом «М» - для счетчиков с символами «A1Rx-xx-xx-xx-xx-xx-Рх-хМxx-D» - для счетчиков с символами «AxRx-xx-xx-xx-xx-xx-Рх-хМxxZ-D», подключённых к источнику резервного питания	(от 0,75 до 1,2) $U_{ном}$ (от 0,55 до 1,3) $U_{ном}$ (от 0,05 до 1,3) $U_{ном}$
Диапазон измерений среднеквадратических значений силы переменного тока, А	от $0,05I_{ном(б)}$ до $I_{макс}$
Диапазон измерений отрицательного отклонения фазного напряжения, % - для счетчиков с символом «М» - для счетчиков с символами «A1Rx-xx-xx-xx-xx-xx-Рх-хМxx-D» - для счетчиков с символами «AxRx-xx-xx-xx-xx-xx-Рх-хМxxZ-D», подключённых к источнику резервного питания	от 0 до 25 от 0 до 45 от 0 до 90

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений положительного отклонения фазного напряжения, % - для счетчиков с символом «М» - для счетчиков с символами «A1Rx-xx-xx-xx-xx-xx-Rx-xMxx-D» - для счетчиков с символами «AxRx-xx-xx-xx-xx-xx-Rx-xMxxZ-D», подключённых к источнику резервного питания	от 0 до 20 от 0 до 30 от 0 до 30
Диапазон измерений коэффициента мощности	от –1 до 1
Диапазон входных сигналов при измерении мощности: - сила тока - напряжение, для счетчиков с символом «М» - напряжение, для счетчиков с символами «AxRx-xx-xx-xx-xx-xx-Rx-xMxx-D» - коэффициент мощности	от $0,05I_{ном(б)}$ до $I_{макс}$ (от 0,75 до 1,2) $U_{ном}$ (от 0,55 до 1,3) $U_{ном}$ от 0,8 (емкостная) до 1,0 от 1,0 до 0,5 (индуктивная)

Таблица 6 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон значений постоянной счетчика по активной электрической энергии, имп/(кВт·ч)	от 800 до 10000
Диапазон значений постоянной счетчика по реактивной электрической энергии, имп/(квар·ч)	от 800 до 10000
Количество десятичных знаков отсчетного устройства, не менее	8
Разрешающая способность счетного механизма отсчетного устройства, кВт·ч, не более	0,01
Полная мощность, потребляемая каждой цепью тока при базовом (номинальном) токе, нормальной температуре и номинальной частоте, В·А, не более	0,3
Полная (активная) мощность, потребляемая каждой цепью напряжения при номинальном значении напряжения, нормальной температуре и номинальной частоте, В·А (Вт), не более	10 (2)
Длительность хранения информации при отключении питания, лет, не менее	35
Срок службы батареи, лет, не менее	16
Число тарифов, не менее	4
Число временных зон, не менее	12
Глубина хранения значений электрической энергии на начало месяца, мес, не менее: - для счетчиков с символами «A1» - для счетчиков с символами «A1R1», «A1R2», «A0.5R1», «A0.2R1», «A0.5R2», «A0.2R2»	24 36
Глубина хранения значений электрической энергии на начало суток, сут, не менее: - для счетчиков с символами «A1» - для счетчиков с символами «A1R1», «A1R2», «A0.5R1», «A0.2R1», «A0.5R2», «A0.2R2»	93 128

Наименование характеристики	Значение
Глубина хранения значений электрической энергии на начало интервала 30 мин, сут, не менее: - для счетчиков с символами «A1» - для счетчиков с символами «A1R1», «A1R2», «A0.5R1», «A0.2R1», «A0.5R2», «A0.2R2»	93 128
Глубина хранения значений электрической энергии, потребленной за интервал 30 мин, сут, не менее: - для счетчиков с символами «A1» - для счетчиков с символами «A1R1», «A1R2», «A0.5R1», «A0.2R1», «A0.5R2», «A0.2R2»	93 128
Интервал усреднения мощности для фиксации профиля нагрузки, мин ¹⁾	30
Глубина хранения профиля нагрузки при интервале усреднения 30 мин, сут ²⁾ не менее: - для счетчиков с символами «A1» - для счетчиков с символами «A1R1», «A1R2», «A0.5R1», «A0.2R1», «A0.5R2», «A0.2R2»	93 128
Количество записей в журнале событий, не менее: - для счетчиков с символами «A1» - для счетчиков с символами «A1R1», «A1R2», «A0.5R1», «A0.2R1», «A0.5R2», «A0.2R2»	384 1000
Количество оптических испытательных выходов с параметрами по ГОСТ 31818.11-2012, не менее	1
Скорость обмена информацией по интерфейсам, бит/с, не менее	9600
Габаритные размеры (длина×ширина×высота), мм, не более Тип корпуса: - W31 - W32 - W33 - D31 - D33 - D34 - D35 - SP31	246×169×57 291×171×88 266×171×79 131×91×70 106×126×72 190×91×70 115×144×62 236×190×106
Условия эксплуатации: - температура окружающей среды, °C - температура окружающей среды, °C, для счетчиков с символом «F» - относительная влажность, % - атмосферное давление, кПа	от -40 до +70 от -45 до +85 от 30 до 98 от 70 до 106,7
Масса, кг, не более	2,5
Срок службы счетчика, лет, не менее	35
Средняя наработка на отказ, ч, не менее	350000

Наименование характеристики	Значение
¹⁾ По требованию заказчика возможна реализация настраиваемого интервала усреднения мощности из ряда: 1, 2, 3, 4, 5, 6, 10, 12, 15, 20, 30, 60 мин. ²⁾ Минимальная глубина хранения профиля нагрузки при других значениях интервала усреднения может быть рассчитана по формуле $D_{мин} = (I_{тек} \cdot D_{30}) / 30$, где $I_{тек}$ – текущий интервал усреднения мощности, мин; D_{30} – глубина хранения профиля нагрузки при интервале усреднения 30 мин, сут.	

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

Комплект поставки приведен в таблице 7.

Таблица 7 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество	Примечание
Счетчик электрической энергии трехфазный многофункциональный «НАРТИС-32-МТ»	«НАРТИС-32-МТ»	1 шт.	Исполнение соответствует заказу
Пломба свинцовая	–	1 – 3 шт.	В зависимости от типа корпуса
Леска пломбировочная	–	1 – 3 шт.	В зависимости от типа корпуса
Руководство по эксплуатации	МИРТ.411152.151РЭ	1 экз.	В электронном виде
Формуляр	МИРТ.411152.151ФО	1 экз.	В бумажном виде
Дистанционное индикаторное устройство	–	1 шт.	Поставляется только со счетчиками в корпусных исполнениях для установки на опору ЛЭП, по согласованию с заказчиком может быть исключено из комплекта поставки
Кронштейн для крепления на опоре ЛЭП	–	1 шт.	Поставляется только со счетчиками в корпусных исполнениях для установки на опору ЛЭП
Упаковка	–	1 шт.	Потребительская тара
Технологическое программное обеспечение	–	1 шт.	В электронном виде
Примечание – Последние версии технологического программного обеспечения и документации размещены на официальном сайте nartis.ru и свободно доступны для загрузки.			

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 3 «Подготовка и порядок работы» руководства по эксплуатации МИРТ.411152.151РЭ.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к счетчикам электрической энергии трехфазным многофункциональным «НАРТИС-32-МТ»

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

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

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

Приказ Росстандарта №1436 от 23.07.2021 Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений электроэнергетических величин в диапазоне частот от 1 до 2500 Гц.

МИРТ.411152.151ТУ Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные «НАРТИС-32-МТ». Технические условия.

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Завод НАРТИС» (ООО «Завод НАРТИС»)
ИНН 5019029500

Юридический адрес: 162611, Россия, Вологодская область, г. Череповец, Клубный проезд, д. 17А, помещение 2.

Почтовый адрес: 162623, Вологодская область, г. Череповец, ул. Краснодонцев, д. 53.

Телефон: +7 (8202) 20-20-27

E-mail: info@nartis.ru

Веб-сайт: nartis.ru

Испытательный центр

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

Адрес: 117418, г. Москва, Нахимовский проспект, д. 31

Телефон: +7 (495) 544-00-00 Факс: +7 (495) 546-45-01

E-mail: info@rostest.ru

Веб-сайт: www.rostest.ru

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц RA.RU.310639

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «29» июня 2022 г. № 1586

Регистрационный № 69936-17

Лист № 1
Всего листов 21

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Газоанализаторы ЕН7000

Назначение средства измерений

Газоанализаторы ЕН7000 предназначены для непрерывного измерения содержания одного, двух или трёх компонентов: диоксида углерода (CO_2), оксида углерода (CO), метана (CH_4), ацетилена (C_2H_2), диоксида серы (SO_2), аммиака (NH_3), гексафторида серы (SF_6), оксида азота (NO), диоксида азота (NO_2), закиси азота (N_2O), суммарного содержания оксидов азота (NO_x), сероводорода (H_2S), метилмеркаптана (CH_3SH), кислорода (O_2), водорода (H_2), азота (N_2), гелия (He), аргона (Ar), хлористого водорода (HCl) в газовых смесях.

Описание средства измерений

Принцип действия газоанализаторов ЕН7000 (далее - газоанализаторы) основан на:

- оптико-абсорбционном методе измерений, заключающемся в избирательном поглощении анализируемым компонентом инфракрасного излучения;
- термокондуктометрическом методе измерения, заключающемся в использовании зависимости электрического сопротивления проводника с большим температурным коэффициентом сопротивления от теплопроводности окружающей проводник смеси;
- термомагнитном методе измерения, заключающемся в использовании зависимости парамагнитных свойств измеряемого компонента от температуры;
- магнитопневматическом методе измерения, использующем парамагнитные свойства кислорода, при которых в магнитном поле на границе двух сред с различной магнитной восприимчивостью возникает перепад давления, пропорциональный разности магнитных восприимчивостей этих сред;
- термохимическом методе измерения, заключающемся в измерении теплового эффекта химической реакции окисления водорода кислородом;
- хемилюминесцентном методе измерения, заключающемся в измерении потока оптического излучения, возникающего в результате химической реакции окисления оксида азота, при переходе молекул диоксида азота из возбужденного состояния в основное.

Тип газоанализаторов – стационарный, автоматический.

Способ отбора пробы – принудительный, режим работы – непрерывный.

Наименование исполнений газоанализаторов, обозначение и количество измерительных каналов приведены в таблице 1.

Таблица 1 - Исполнения газоанализаторов

Обозначение	Наименование исполнения	Исполнение корпуса	Количество измерительных каналов, принцип измерений
ЛНПК2.840.266	ЕН7000	19” монтаж в стойку	До трёх измерительных каналов различных принципов измерения в любых сочетаниях
ЛНПК2.840.266-01	ЕН7000-Н	настенный монтаж	
ЛНПК2.840.266-02	ЕН7000-В	Взрывозащищенный 1Ex db IIC T5 Gb X	
ЛНПК2.840.266-03	ЕН7000-ИК	19” монтаж в стойку	Один оптико-абсорбционный измерительный канал
ЛНПК2.840.266-04	ЕН7000-ИКН	настенный монтаж	
ЛНПК2.840.266-05	ЕН7000-ИКВ	Взрывозащищенный 1Ex db IIC T5 Gb X	
ЛНПК2.840.266-06	ЕН7000-ТК	19” монтаж в стойку	Один термокондуктометрический измерительный канал
ЛНПК2.840.266-07	ЕН7000-ТКН	настенный монтаж	
ЛНПК2.840.266-08	ЕН7000-ТКВ	Взрывозащищенный 1Ex db IIC T5 Gb X	
ЛНПК2.840.266-09	ЕН7000-ТМ	19” монтаж в стойку	Один термомагнитный измерительный канал
ЛНПК2.840.266-10	ЕН7000-ТМН	настенный монтаж	
ЛНПК2.840.266-11	ЕН7000-ТМВ	Взрывозащищенный 1Ex db IIC T5 Gb X	
ЛНПК2.840.266-12	ЕН7000-МП	19” монтаж в стойку	Один магнитно-пневматический измерительный канал
ЛНПК2.840.266-13	ЕН7000-МПН	настенный монтаж	
ЛНПК2.840.266-14	ЕН7000-МПВ	Взрывозащищенный 1Ex db IIC T5 Gb X	
ЛНПК2.840.266-15	ЕН7000-ТХ	19” монтаж в стойку	Один термохимический измерительный канал
ЛНПК2.840.266-16	ЕН7000-ТХВ	Взрывозащищенный 1Ex db IIC T5 Gb X	
ЛНПК2.840.266-17	ЕН7000-ХЛ-1	19” монтаж в стойку	Один хемилюминесцентный измерительный канал
ЛНПК2.840.266-18	ЕН7000-ХЛ-2	19” монтаж в стойку	
ЛНПК2.840.266-19	ЕН7000-ХЛ-3	19” монтаж в стойку	

Газоанализаторы ЕН7000, ЕН7000-Н, ЕН7000-ИК, ЕН7000-ИКН, ЕН7000-ТК, ЕН7000-ТКН, ЕН7000-ТМ, ЕН7000-ТМН, ЕН7000-МП, ЕН7000-МПН, ЕН7000-ТХ, ЕН7000-ХЛ-1 выполнены в виде моноблока.

Газоанализаторы ЕН7000-ИКВ, ЕН7000-ТКВ, ЕН7000-ТМВ, ЕН7000-МПВ, ЕН7000-ТХВ состоят из двух блоков:

- преобразователя ПИП (ЕН200В, ЕН400В, ЕН500В, ЕН600В, ЕН800В);
- блока вторичного преобразователя БВП-3В.

Газоанализаторы ЕН7000-В состоят из:

- двух/трёх преобразователей ПИП (ЕН200В, ЕН400В, ЕН500В, ЕН600В, ЕН800В в любых сочетаниях);
- блока вторичного преобразователя БВП-3В;
- блок коммутации БК (блок БК).

Газоанализаторы ЕН7000-ХЛ-2, ЕН7000-ХЛ-3 состоят из двух блоков:

- блока измерительного (ЕН320-02; ЕН320-03);
- конвертера (ЕН310, ЕН310-01);

Общий вид исполнений ЕН7000, ЕН7000-ИК, ЕН7000-ТК, ЕН7000-ТМ, ЕН7000-МП показан на рисунке 1. Общий вид исполнений ЕН7000-ИКН, ЕН7000-ТКН, ЕН7000-ТМН, ЕН7000-МПН показан на рисунке 2. Общий вид исполнения ЕН7000-Н показан на рисунке 3. Общий вид исполнений ЕН7000-ТХ показан на рисунке 4.

Общий вид исполнений ЕН7000-ХЛ-1, ЕН7000-ХЛ-2, ЕН7000-ХЛ-3 показан на рисунке 5. Общий вид исполнений ЕН7000-В, ЕН7000-ИКВ, ЕН7000-ТКВ, ЕН7000-ТМВ, ЕН7000-МПВ, ЕН7000-ТХВ показан на рисунках 6-9 (рисунок 6 – общий вид блока БВП-3В, рисунок 7 – общий вид преобразователя ЕН200В, рисунок 8 – общий вид преобразователей ЕН400В, ЕН500В, ЕН600В, ЕН800В, рисунок 9 – общий вид блока коммутации БК).

Газоанализаторы ЕН7000, ЕН7000-Н, ЕН7000-ИК, ЕН7000-ИКН, ЕН7000-ТК, ЕН7000-ТКН, ЕН7000-ТМ, ЕН7000-ТМН, ЕН7000-МП, ЕН7000-МПН, ЕН7000-ТХ, ЕН7000-ХЛ-1, ЕН7000-ХЛ-2, ЕН7000-ХЛ-3 предназначены для использования во взрывобезопасных зонах производственных помещений.

Газоанализаторы ЕН7000-В, ЕН7000-ИКВ, ЕН7000-ТКВ, ЕН7000-ТМВ, ЕН7000-МПВ, ЕН7000-ТХВ относятся к взрывозащищенному оборудованию и предназначены для использования:

- во взрывоопасных зонах производственного пространства, где возможно образование взрывоопасных газовых смесей категории ПА, ПВ, ПС группы Т1 – Т5;
- во взрывобезопасных зонах производственных помещений, где не предполагается наличие взрывоопасной среды в объеме, требующем специальных мер защиты.

Для соединения преобразователя ПИП и блока БВП-3В используется кабель связи типа КИПвЭВ (не бронированный), входящий в состав преобразователя ПИП.

Конструктивное исполнение преобразователя ПИП, блока БВП-3В, блока БК – настенное. Преобразователь ПИП, блок БВП-3В, блок БК имеют:

- вид взрывозащиты – «Взрывонепроницаемая оболочка d»;
- маркировку взрывозащиты – «1 Ex db IIC T5 Gb X».

Доступ в режим корректировки показаний газоанализаторов защищен программным способом. Механические узлы регулировки в газоанализаторах отсутствуют.

Заводской номер газоанализаторов ЕН7000, ЕН7000-Н, ЕН7000-ИК, ЕН7000-ИКН, ЕН7000-ТК, ЕН7000-ТКН, ЕН7000-ТМ, ЕН7000-ТМН, ЕН7000-МП, ЕН7000-МПН, ЕН7000-ТХ, ЕН7000-ХЛ-1, ЕН7000-ХЛ-2, ЕН7000-ХЛ-3 указывается на планке, расположенной на задней панели газоанализатора, в цифровом формате.

Заводской номер газоанализатора ЕН7000-В, ЕН7000-ИКВ, ЕН7000-ТКВ, ЕН7000-ТМВ, ЕН7000-МПВ, ЕН7000-ТХВ указывается на планке, расположенной на шасси первичного преобразователя ПИП и на вводной коробке блока БВП-3В, в цифровом формате.

Нанесение знака поверки на газоанализаторы не предусмотрено. Знак поверки наносится на свидетельство о поверке и (или) в паспорт газоанализатора в соответствии с действующим законодательством.

Пломбирование газоанализатора ЕН7000 не предусмотрено.



Рисунок 1 – Общий вид газоанализаторов
EH7000, EH7000-ИК, EH7000-ТК, EH7000-ТМ,
EH7000-МП



Рисунок 2 – Общий вид газоанализаторов
EH7000-ИХН, EH7000-ТХН, EH7000-ТМН,
EH7000-МПН



Рисунок 3 – Общий вид газоанализатора
EH7000-Н



Рисунок 4 – Общий вид газоанализатора
EH7000-ТХ



Рисунок 5 – Общий вид газоанализатора
EH7000-ХЛ-1, EH7000-ХЛ-2, EH7000-ХЛ-3



Рисунок 6 – Общий вид блока БВП-3В



Рисунок 7 – Общий вид преобразователя EN200B



Рисунок 8 – Общий вид преобразователя EN400B, EN500B, EN600B, EN800B

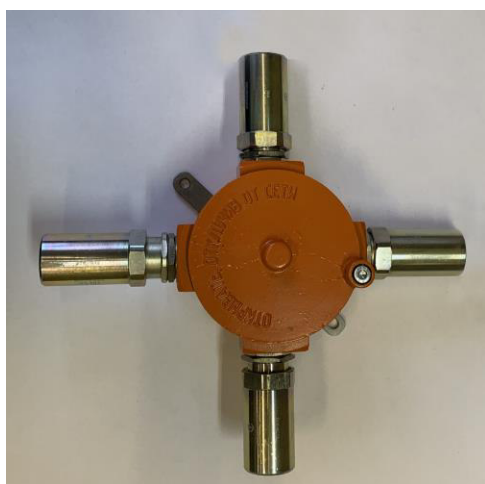


Рисунок 9 – Общий вид блока коммутации БК

Программное обеспечение

Программное обеспечение исполнений EN7000, EN7000-Н, EN7000-В, EN7000-ИК, EN7000-ИКН, EN7000-ИКВ, EN7000-ТК, EN7000-ТКН, EN7000-ТКВ, EN7000-ТМ, EN7000-ТМН, EN7000-ТМВ, EN7000-МП, EN7000-МПН, EN7000-МПВ, EN7000-ТХВ включает встроенную программу EN7000.bin V1.1.01, предназначенную для:

- отображения информации о концентрации измеряемых компонентов на дисплее газоанализатора;
- управления режимами работы газоанализатора;
- управления внешними устройствами;
- приема и обработки входных аналоговых сигналов;
- переключения (вручную и автоматически) диапазонов измерений;
- выдачи информации о времени прогрева, времени наработки, наличии неисправности;
- формирования:
- сигналов о превышении порогов концентрации измеряемых компонентов;
- сигналов о состоянии газоанализатора;
- выходных токовых сигналов;
- выходного цифрового сигнала RS485;

- дискретных сигналов опторелейных выходов.

Программное обеспечение выводится на экран при включении прибора. Влияние программного обеспечения газоанализаторов учтено при нормировании метрологических характеристик.

Газоанализаторы имеют защиту встроенного программного обеспечения от преднамеренных или непреднамеренных изменений. Уровень защиты программного обеспечения «средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014. Идентификационные данные ПО приведены в таблице 2.

Таблица 2 - Идентификационные данные программного обеспечения исполнений ЕН7000, ЕН7000-Н, ЕН7000-В, ЕН7000-ИК, ЕН7000-ИКН, ЕН7000-ИКВ, ЕН7000-ТК, ЕН7000-ТКН, ЕН7000-ТКВ, ЕН7000-ТМ, ЕН7000-ТМН, ЕН7000-ТМВ, ЕН7000-МП, ЕН7000-МПН, ЕН7000-МПВ, ЕН7000-ТХВ

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ЕН7000.bin
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже V1.1.01
Цифровой идентификатор ПО	Нет контрольной суммы

Программное обеспечение исполнения ЕН7000-ТХ включает встроенную программу GTX4М-5-14, предназначенную для выдачи информации о времени прогрева, о времени наработки газоанализатора, о наличии неисправности, а также для установки порогов и проверки срабатывания сигнализации.

Программное обеспечение выводится на экран при включении прибора. Влияние программного обеспечения газоанализаторов учтено при нормировании метрологических характеристик.

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

Идентификационные данные ПО приведены в таблице 3.

Таблица 3 - Идентификационные данные программного обеспечения исполнений ЕН7000-ТХ

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	GTX4М-5-14.HEX
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже V05.14
Цифровой идентификатор ПО	Нет контрольной суммы

Программное обеспечение исполнений ЕН7000-ХЛ-1, ЕН7000-ХЛ-2, ЕН7000-ХЛ-3 включает встроенную программу ЕН3000М.01.01, предназначенную для выдачи информации об измеряемой величине, о времени до окончания режима прогрева, о настройке выходного тока, об установке единицы измерений, о текущем значении температуры реакционной камеры, фотодетектора, деструктора озона и о текущем значении разрежения в реакционной камере.

Программное обеспечение выводится на экран при включении прибора. Влияние программного обеспечения газоанализаторов учтено при нормировании метрологических характеристик.

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

Идентификационные данные ПО приведены в таблице 4.

Таблица 4 - Идентификационные данные программного обеспечения исполнений ЕН7000-ХЛ-1, ЕН7000-ХЛ-2, ЕН7000-ХЛ-3

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ЕН3000М.01.01.HEX
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже V01.01
Цифровой идентификатор ПО	Нет контрольной суммы

Метрологические и технические характеристики:

Таблица 5 – Определяемые компоненты, диапазоны измерений, пределы допускаемой основной погрешности газоанализаторов с оптико-абсорбционным измерительным каналом

Анализируемый газ	Диапазон измерений объемной доли		Пределы допускаемой основной приведенной ¹⁾ погрешности газоанализатора, %
	%	млн ⁻¹	
Диоксид углерода (CO ₂)	—	от 0 до 10	±10,0
	—	от 0 до 25	±7,0
	—	от 0 до 50	±7,0
	—	от 0 до 100	±5,0
	—	от 0 до 200	±4,0
	—	от 0 до 500	±4,0
	—	от 0 до 1000	±4,0
	от 0 до 0,2	—	±4,0
	от 0 до 0,5	—	±4,0
	от 0 до 1,0	—	±2,5
	от 0 до 2,0	—	±2,0
	от 0 до 3,0	—	±2,0
	от 0 до 5,0	—	±2,0
	от 0 до 10,0	—	±2,0
	от 0 до 20,0	—	±2,0
	от 0 до 30,0	—	±2,0
	от 0 до 40,0	—	±2,0
	от 0 до 50,0	—	±2,0
	от 0 до 70,0	—	±2,0
	от 0 до 100,0	—	±2,0
Оксид углерода (CO)	—	от 0 до 10	±12,0
	—	от 0 до 10	±18,0 ²⁾
	—	от 0 до 25	±10,0
	—	от 0 до 50	±7,0
	—	от 0 до 100	±5,0
	—	от 0 до 200	±4,0
	—	от 0 до 500	±4,0
	—	от 0 до 1000	±4,0
	от 0 до 0,2	—	±4,0
	от 0 до 0,5	—	±4,0
	от 0 до 1,0	—	±2,0
	от 0 до 2,0	—	±2,0
	от 0 до 3,0	—	±2,0
	от 0 до 5,0	—	±2,0
	от 0 до 10,0	—	±2,0
	от 0 до 20,0	—	±2,0
	от 0 до 30,0	—	±2,0
	от 0 до 40,0	—	±2,0
	от 0 до 50,0	—	±2,0
	от 0 до 70,0	—	±2,0
	от 0 до 100,0	—	±2,0

Метан (CH ₄)	—	от 0 до 50	±10,0
	—	от 0 до 100	±10,0
	—	от 0 до 200	±6,0
	—	от 0 до 500	±4,0
	—	от 0 до 1000	±4,0
	от 0 до 0,15	—	±4,0
	от 0 до 0,2	—	±2,0
	от 0 до 0,5	—	±2,0
	от 0 до 1,0	—	±2,0
	от 0 до 2,0	—	±2,0
	от 0 до 3,0	—	±2,0
	от 0 до 5,0	—	±2,0
	от 0 до 10,0	—	±2,0
	от 0 до 20,0	—	±2,0
	от 0 до 30,0	—	±2,0
	от 0 до 40,0	—	±2,0
	от 0 до 50,0	—	±2,0
	от 0 до 70,0	—	±2,0
	от 0 до 100,0	—	±2,0
Ацетилен (C ₂ H ₂)	—	от 0 до 100	±10,0
	—	от 0 до 200	±10,0
	—	от 0 до 500	±10,0
	—	от 0 до 1000	±10,0
	от 0 до 0,2	—	±6,0
	от 0 до 0,5	—	±6,0
	от 0 до 1,0	—	±5,0
	от 0 до 2,0	—	±5,0
	от 0 до 5,0	—	±4,0
	от 0 до 10,0	—	±4,0
	от 0 до 20,0	—	±4,0
Диоксид серы (SO ₂)	—	от 0 до 25	±18,0
	—	от 0 до 50	±10,0
	—	от 0 до 100	±7,0
	—	от 0 до 200	±4,0
	—	от 0 до 500	±4,0
	—	от 0 до 1000	±4,0
	от 0 до 0,2	—	±4,0
	от 0 до 0,5	—	±4,0
	от 0 до 1,0	—	±4,0
	от 0 до 2,0	—	±4,0
	от 0 до 3,0	—	±4,0
	от 0 до 5,0	—	±4,0
	от 0 до 10,0	—	±3,0
	от 0 до 20,0	—	±3,0
	от 0 до 30,0	—	±3,0
	от 0 до 40,0	—	±3,0
Диоксид серы (SO ₂)	от 0 до 50,0	—	±3,0
	от 0 до 100,0	—	±3,0

Аммиак (NH ₃)	—	от 0 до 100	±10,0
	—	от 0 до 200	±8,0
	—	от 0 до 500	±6,0
	—	от 0 до 1000	±4,0
	от 0 до 0,2	—	±4,0
	от 0 до 0,5	—	±4,0
	от 0 до 1,0	—	±4,0
	от 0 до 2,0	—	±4,0
	от 0 до 5,0	—	±4,0
	от 0 до 10,0	—	±4,0
	от 0 до 15,0	—	±4,0
	от 0 до 20,0	—	±4,0
	от 0 до 25,0	—	±4,0
	от 0 до 30,0	—	±4,0
	от 0 до 40,0	—	±4,0
	от 0 до 50,0	—	±4,0
	от 0 до 100,0	—	±3,0
Оксид азота (NO)	—	от 0 до 100	±10,0
	—	от 0 до 200	±8,0
	—	от 0 до 500	±6,0
	—	от 0 до 1000	±4,0
	от 0 до 0,2	—	±4,0
	от 0 до 0,5	—	±4,0
	от 0 до 1,0	—	±4,0
	от 0 до 2,0	—	±4,0
	от 0 до 3,0	—	±4,0
	от 0 до 5,0	—	±4,0
	от 0 до 10,0	—	±3,0
	от 0 до 20,0	—	±2,5
	от 0 до 30,0	—	±2,0
	от 0 до 40,0	—	±2,0
	от 0 до 50,0	—	±2,0
	от 0 до 100,0	—	±2,0
	от 80 до 100,0	—	±4,0
Закись азота (N ₂ O)	—	от 0 до 100	±10,0
	—	от 0 до 200	±10,0
	—	от 0 до 500	±10,0
	—	от 0 до 1000	±7,0
	от 0 до 0,2	—	±7,0
	от 0 до 0,5	—	±5,0

Закись азота (N ₂ O)	от 0 до 1,0	—	±4,0
	от 0 до 2,0	—	±4,0
	от 0 до 3,0	—	±4,0
	от 0 до 5,0	—	±4,0
	от 0 до 10,0	—	±3,0
	от 0 до 20,0	—	±2,5
	от 0 до 30,0	—	±2,5
	от 0 до 40,0	—	±2,5
	от 0 до 50,0	—	±2,5
	от 0 до 100,0	—	±2,5
Метилмеркаптан (CH ₃ SH)	от 0 до 2,0	—	±8,0
	от 0 до 5,0	—	±8,0
Диоксид азота (NO ₂)	—	от 0 до 100	±10,0
	—	от 0 до 200	±8,0
	—	от 0 до 250	±8,0
	—	от 0 до 500	±6,0
	—	от 0 до 1000	±4,0
	от 0 до 0,2	—	±4,0
	от 0 до 0,5	—	±4,0
	от 0 до 1,0	—	±4,0
Пропан (C ₃ H ₈)	от 0 до 10,0	—	±4,0
	от 0 до 20,0	—	±3,0
	от 0 до 50,0	—	±2,0
	от 0 до 100,0	—	±2,0
Примечание:			
1) нормирующее значение - разность между верхним и нижним пределами диапазона измерений			
2) для настройки и поверки данного исполнения используются ПГС с большими по значению пределами погрешности аттестации			

Таблица 6 – Определяемые компоненты, диапазоны измерений, пределы допускаемой основной погрешности газоанализаторов с оптико-абсорбционным измерительным каналом

Анализируемый газ	Диапазон показаний объемной доли, %	Диапазон измерений объемной доли, %	Пределы допускаемой основной погрешности газоанализатора	
			абсолютной (Δ), млн ⁻¹	относительной (δ), %
Гексафторид серы (SF ₆)	от 0 до 0,2	от 0 до 0,03 включ.	±20,0	—
		св. 0,03 до 0,20	—	±7,0

Таблица 7 – Определяемые компоненты, диапазоны измерений, пределы допускаемой основной погрешности газоанализаторов с оптико-абсорбционным измерительным каналом

Анализи- руемый газ	Диапазон показаний массовой концен- трации, мг/м³	Диапазон измерений массовой concentra- ции, мг/м³	Пределы допускаемой основной погрешности газоанализатора	
			Приведённой ¹⁾ (γ), %	относительной (δ), %
Оксид углерода CO	от 0 до 50	от 0 до 3 включ.	±20,0	—
		св. 3 до 50	—	±20,0
	от 0 до 75	от 0 до 30 включ.	±10,0	—
		св. 30 до 75	—	±10,0
	от 0 до 1000	от 0 до 100 включ.	±5,0	—
		св. 100 до 1000	—	±5,0
	от 0 до 2000	от 0 до 200 включ.	±5,0	—
		св. 200 до 2000	—	±5,0
	от 0 до 5000	от 0 до 500 включ.	±4,0	—
		св. 500 до 5000	—	±4,0
от 0 до 10000	от 0 до 1500 включ.	±3,0	—	
	св. 1500 до 10000	—	±3,0	
Диоксид серы SO ₂	от 0 до 500	от 0 до 125 включ.	±12,0	—
		св. 125 до 500	—	±12,0
	от 0 до 1000	от 0 до 250 включ.	±10,0	—
		св. 250 до 1000	—	±10,0
	от 0 до 5000	от 0 до 500 включ.	±7,0	—
		св. 500 до 5000	—	±7,0
	от 0 до 10000	от 0 до 1000 включ.	±4,0	—
		св. 1000 до 10000	—	±4,0
Аммиак NH ₃	от 0 до 500	от 0 до 75 включ.	±10,0	—
		св. 75 до 500	—	±10,0
	от 0 до 2000	от 0 до 200 включ.	±6,0	—
		св. 200 до 2000	—	±6,0
Диоксид азота NO ₂	от 0 до 300	от 0 до 150 включ.	±10,0	—
		св. 150 до 300	—	±10,0
	от 0 до 1000	от 0 до 250 включ.	±8,0	—
		св. 250 до 1000	—	±8,0
	от 0 до 2000	от 0 до 500 включ.	±6,0	—
		св. 500 до 2000	—	±6,0
Примечание: ¹⁾ нормирующее значение - разность между верхним и нижним пределами диапазона измерений				

Таблица 8 - Определяемые компоненты, диапазоны измерений, пределы допускаемой основной погрешности газоанализаторов с термокондуктометрическим измерительным каналом

Анализируемый газ	Диапазон измерений объемной доли, %	Пределы допускаемой основной приведенной ¹⁾ погрешности газоанализатора, %
Водород в азоте H ₂ +N ₂	от 0 до 0,5	±5,0
	от 0 до 1	±4,0
	от 0 до 2	±2,5
	от 0 до 3	±2,5
	от 0 до 5	±2,5
	от 0 до 10	±2,5
	от 0 до 20	±2,0
	от 0 до 40	±2,0
	от 0 до 60	±2,0
	от 0 до 80	±2,0
	от 0 до 100	±2,0
	от 30 до 40	±2,5
	от 30 до 50	±2,0
	от 30 до 60	±2,0
	от 30 до 70	±2,0
	от 30 до 80	±2,0
	от 40 до 50	±2,5
	от 40 до 60	±2,5
	от 40 до 70	±2,0
	от 40 до 80	±2,0
	от 40 до 100	±2,0
	от 50 до 70	±2,0
	от 50 до 80	±2,0
	от 50 до 100	±2,0
	от 60 до 80	±2,0
	от 60 до 100	±2,0
	от 80 до 100	±2,0
	от 90 до 100	±2,5
	от 95 до 100	±3,0
	от 98 до 100	±2,0
	от 99 до 100	±4,0
Водород в воздухе H ₂ +воздух	от 0 до 1	±4,0
	от 0 до 2	±2,5
	от 0 до 3	±2,5
	от 0 до 4	±2,5
Водород в диоксиде углерода H ₂ +CO ₂	от 0 до 1	±4,0
	от 0 до 2	±2,5
	от 0 до 3	±2,5
	от 0 до 5	±2,5
	от 0 до 10	±2,5
	от 0 до 20	±2,0
	от 0 до 40	±2,0
	от 0 до 60	±2,0
	от 0 до 80	±2,0
	от 0 до 100	±2,0
	от 50 до 100	±2,0

Водород в диоксиде углерода H_2+CO_2	от 60 до 100	$\pm 2,0$
	от 80 до 100	$\pm 2,0$
	от 90 до 100	$\pm 2,5$
	от 95 до 100	$\pm 2,0$
Гелий в воздухе $He+воздух$	от 0 до 5	$\pm 3,0$
	от 0 до 10	$\pm 3,0$
	от 0 до 100	$\pm 2,0$
	от 90 до 100	$\pm 2,5$
	от 95 до 100	$\pm 5,0$
Диоксид серы в азоте SO_2+N_2	от 0 до 10	$\pm 2,0$
	от 0 до 20	$\pm 2,0$
Диоксид серы в воздухе $SO_2+воздух$	от 0 до 10	$\pm 3,0$
	от 0 до 20	$\pm 2,0$
Диоксид углерода в азоте CO_2+N_2	от 0 до 10	$\pm 3,0$
	от 0 до 20	$\pm 2,0$
	от 0 до 30	$\pm 2,0$
	от 0 до 40	$\pm 2,0$
	от 50 до 100	$\pm 2,0$
	от 80 до 100	$\pm 2,0$
	от 90 до 100	$\pm 3,0$
Метан в азоте CH_4+N_2	от 0 до 100	$\pm 2,0$
Гелий в азоте $He+ N_2$	от 0 до 2	$\pm 4,0$
	от 0 до 5	$\pm 3,0$
	от 0 до 10	$\pm 2,5$
	от 0 до 20	$\pm 2,0$
	от 0 до 40	$\pm 2,0$
	от 0 до 100	$\pm 2,0$
	от 50 до 100	$\pm 2,0$
	от 60 до 100	$\pm 2,0$
	от 80 до 100	$\pm 2,0$
	от 90 до 100	$\pm 2,5$
	от 95 до 100	$\pm 5,0$
Аргон в азоте $Ar+N_2$	от 0 до 3	$\pm 5,0$
	от 0 до 5	$\pm 4,0$
	от 0 до 10	$\pm 3,0$
	от 0 до 20	$\pm 2,0$
	от 0 до 40	$\pm 2,0$
	от 0 до 100	$\pm 2,0$
	от 60 до 100	$\pm 2,0$
	от 80 до 100	$\pm 2,0$
	от 90 до 100	$\pm 2,5$
Аргон в водороде $Ar+H_2$	от 97 до 100	$\pm 4,0$

Аргон в воздухе Ar+воздух	от 0 до 10	±3,0
	от 0 до 20	±2,0
	от 0 до 40	±2,0
	от 60 до 100	±2,0
	от 80 до 100	±2,0
	от 90 до 100	±2,5
Аргон в кислороде Ar+O ₂	от 0 до 20	±2,0
	от 0 до 40	±2,0
	от 60 до 100	±2,0
Водород в кислороде H ₂ +O ₂	от 0 до 0,5	±4,0
	от 0 до 1	±4,0
	от 0 до 2	±4,0
	от 98 до 100	±2,0
Кислород в водороде O ₂ +H ₂	от 0 до 1	±4,0
	от 0 до 2	±4,0
Водород в аргоне H ₂ + Ar	от 0 до 2	±4,0
	от 0 до 5	±4,0
	от 0 до 10	±2,5
Гелий в аргоне He+Ar	от 0 до 30	±2,0
	от 0 до 40	±2,0
	от 0 до 50	±2,0
	от 0 до 100	±2,0
	от 10 до 25	±2,5
	от 80 до 100	±2,0
Водород в хлористом водороде H ₂ + HCl	от 0 до 10	±3,0
Водород в аммиаке H ₂ +NH ₃	от 0 до 1	±10,0
Водород в метане H ₂ + CH ₄	от 0 до 50	±2,0
	от 0 до 100	±2,0
	от 50 до 100	±2,0
Азот в гелии N ₂ + He	от 0 до 100	±2,0
Примечание: ¹⁾ нормирующее значение - разность между верхним и нижним пределами диапазона измерений.		

Таблица 9 - Определяемый компоненты, диапазоны измерений, пределы допускаемой основной погрешности газоанализаторов с термомагнитным измерительным каналом.

Анализируемый газ	Диапазон измерений объемной доли, %	Пределы допускаемой основной приведенной ¹⁾ погрешности га- зоанализатора, %
Кислород O ₂	от 0 до 1	±4,0
	от 0 до 2	±4,0
	от 0 до 5	±3,0
	от 0 до 10	±3,0
	от 0 до 20	±2,0
	от 0 до 21	±2,0
	от 0 до 25	±2,0
	от 0 до 50	±2,0
	от 0 до 100	±2,0
	от 15 до 25	±4,0
	от 20 до 80	±2,0
	от 50 до 100	±2,0
	от 80 до 100	±2,0
	от 90 до 100	±3,0
	от 95 до 100	±5,0
	от 98 до 100	±12,5
Примечание: ¹⁾ нормирующее значение - разность между верхним и нижним пределами диапазона измерений.		

Таблица 10 – Определяемый компонент, диапазон измерений, пределы допускаемой основной погрешности газоанализаторов с магнитопневматическим измерительным каналом

Анализируемый газ	Диапазон измерений объемной доли, %	Пределы допускаемой основной абсолютной по- грешности газоанализатора, Δ, %
Кислород O ₂	От 0 до 100	$\pm[0,05+0,005*(C-C_0)]$ С - числовое значение измеренной объемной доли кислорода, % C₀ - числовое значение объемной доли кисло- рода в сравнительном газе, %

Таблица 11 – Определяемые компоненты, диапазоны измерений, пределы допускаемой основной погрешности газоанализаторов с термохимическим измерительным каналом

Анализируемый газ	Диапазон измерений объемной доли, %	Пределы допускаемой основной приведен- ной ¹⁾ погрешности газоанализатора, %
Кислород в водороде O ₂ +H ₂	От 0 до 1	± 4,0
Водород в кислороде H ₂ +O ₂	От 0 до 2	± 4,0
Примечание: ¹⁾ нормирующее значение - разность между верхним и нижним пределами диапазона измерений.		

Таблица 12 – Определяемые компоненты, диапазоны измерений, пределы допускаемой основной погрешности газоанализаторов с хемилюминесцентным измерительным каналом

Анализируемый газ	Диапазон показаний объемной доли, млн ⁻¹	Диапазон измерений объемной доли, млн ⁻¹	Пределы допускаемой основной погрешности газоанализатор	
			абсолютной (Δ), млн ⁻¹	относительной (δ), %
Оксид азота NO	От 0 до 1500	от 0 до 100 включ.	±8,0	-
		св. 100 до 1500	-	±8,0
Суммарное содержание оксидов азота NO _x	От 0 до 1500	от 0 до 100 включ.	±8,0	-
		св. 100 до 1500	-	±8,0
NO, NO ₂ , NO _x	От 0 до 1500	от 0 до 100 включ.	±8,0	-
		св. 100 до 1500	-	±8,0

Таблица 13 Определяемые компоненты, диапазоны измерений, пределы допускаемой основной погрешности газоанализаторов с хемилюминесцентным измерительным каналом

Анализируе- мый газ	Диапазон показаний массовой кон- центрации, мг/м ³	Диапазон измерений массовой concentra- ции, мг/м ³	Пределы допускаемой основной погрешности газоанализатора	
			приведённой ¹⁾ (γ), %	относитель- ной (δ), %
Оксид азота NO	от 0 до 750	от 0 до 75 включ.	±8,0	—
		св. 75 до 750	—	±8,0
	от 0 до 2000	от 0 до 200 включ.	±8,0	—
		св. 200 до 2000	—	±8,0
Примечание: ¹⁾ нормирующее значение - разность между верхним и нижним пределами диапазона измерений				

Таблица 14 – Основные метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Пределы допускаемой дополнительной погрешности от изменения температуры окружающей среды на каждые 10 °С в диапазоне рабочих температур, в долях от предела допускаемой основной погрешности газоанализатора, для: - оптико-абсорбционного измерительного канала - термокондуктометрического измерительного канала - термоманометрического измерительного канала: - для диапазонов измерения (95 - 100) %, (98 - 100) % - для остальных диапазонов измерения - магнитопневматического измерительного канала - термохимического измерительного канала	 ±0,5 ±0,5 ±0,7 ±0,5 ±1,0 ±0,3
Пределы допускаемой дополнительной приведенной погрешности, вызванной изменением давления анализируемой газовой смеси, в пределах рабочих условий, для газоанализатора с термокондуктометрическим измерительным каналом на каждые 10 кПа, в долях от предела допускаемой основной погрешности газоанализатора	±0,25

Пределы допускаемой дополнительной погрешности, вызванной изменением атмосферного давления в пределах рабочих условий, для газоанализатора с термомагнитным измерительным каналом, в долях от предела допускаемой основной погрешности газоанализатора	$\pm 1,0$
Пределы допускаемой погрешности срабатывания порогового устройства, для всех исполнений, кроме хемилюминесцентного измерительного канала, в долях от предела допускаемой основной погрешности газоанализатора	$\pm 0,2$
Предел допускаемого времени работы газоанализатора без коррекции показаний (выходного сигнала), сутки, для: - оптико-абсорбционного, термомагнитного, термохимического, хемилюминесцентного измерительного канала - термокондуктометрического измерительного канала - магнитопневматического измерительного канала	30 60 90
Время прогрева, мин, не более - ЕН7000, ЕН7000-Н, ЕН7000-В, ЕН7000-ТМ, ЕН7000-ТМН, ЕН7000-ТМВ - ЕН7000-ИК, ЕН7000-ИKN, ЕН7000-ИКВ, ЕН7000-ТХ, ЕН7000-ТХВ, ЕН7000-ХЛ-1, ЕН7000-ХЛ-2, ЕН7000-ХЛ-3 - ЕН7000-ТК, ЕН7000-ТКН, ЕН7000-ТКВ - ЕН7000-МП, ЕН7000-МПН, ЕН7000-МПВ (после продувки сравнительным газом 1 час)	120 60 75 10
Диапазон задания пороговых значений: - для газоанализаторов с оптико-абсорбционным, термокондуктометрическим, термомагнитным, магнитопневматическим измерительным каналом - для газоанализаторов с термохимическим измерительным каналом	от 0 до 100 % от верхнего предела диапазона измерений от 10 до 100 % от верхнего предела диапазона измерений

Таблица 15 - Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Параметры электрического питания: – напряжение питания переменного тока, В – частота переменного тока, Гц	230^{+23}_{-23} 50/60
Потребляемая мощность, В·А, не более: – ЕН7000, ЕН7000-Н, ЕН7000-В – ЕН7000-ИК, ЕН7000-ИKN, ЕН7000-ИКВ, – ЕН7000-ТХ, ЕН7000-ТХВ – ЕН7000-ТК, ЕН7000-ТКН, ЕН7000-ТКВ, ЕН7000-ТМ, ЕН7000-ТМН, ЕН7000-ТМВ - ЕН7000-МП, ЕН7000-МПН, ЕН7000-МПВ - ЕН7000-ХЛ-1 - ЕН7000-ХЛ-2, ЕН7000-ХЛ-3	100 40 50 20 65 200 600

Условия эксплуатации: – температура окружающей среды, °С – относительная влажность, % – атмосферное давление, кПа	от +5 до +50 80 при температуре +35 °С и более низких температурах без конденсации влаги от 84,0 до 106,7
Габаритные размеры (длина х высота х ширина), мм, не более ЕН7000-ИК, ЕН7000-ТК, ЕН7000-ТМ, ЕН7000-МП, ЕН7000-ТХ ЕН7000-ИКН, ЕН7000-ТКН, ЕН7000-ТМН, ЕН7000-МПН ЕН7000 ЕН7000-Н ЕН7000-ТКВ, ЕН7000-ТМВ, ЕН7000-МПВ, ЕН7000-ТХВ: -преобразователь ПИП -блок БВП-3В ЕН7000-ИКВ: -преобразователь ПИП -блок БВП-3В ЕН7000-ХЛ-1 ЕН7000-ХЛ-2, ЕН7000-ХЛ-3: - блок измерительный ЕН320-02, ЕН320-03 - конвертер ЕН310, ЕН310-01 ЕН7000-В: - 2-3 преобразователя ПИП (в зависимости от исполнения) - блока БВП-3В - блок БК *газоанализатор имеет в своём составе защитный кожух (IP54)	485x132x350/370* 500x390/410*х225 485x132x540/560* 500x690/710*х225 295x370x225 210x200x310 295x700x225 210x200x310 485x140x520 485x140x420 485x140x350 - 210x200x310 330x95x330
Масса, кг, не более ЕН7000-ИК, ЕН7000-ТК, ЕН7000-ТМ, ЕН7000-МП, ЕН7000-ТХ ЕН7000-ИКН, ЕН7000-ТКН, ЕН7000-ТМН, ЕН7000-МПН ЕН7000, ЕН7000-Н ЕН7000-ТКВ, ЕН7000-ТМВ, ЕН7000-МПВ, ЕН7000-ТХВ: -преобразователь ПИП -блок БВП-3В ЕН7000-ИКВ: -преобразователь ПИП -блок БВП-3В ЕН7000-В: - 2-3 преобразователя ПИП - блока БВП-3В - блок БК ЕН7000-ХЛ-1 ЕН7000-ХЛ-2, ЕН7000-ХЛ-3: - блок измерительный ЕН320-02, ЕН320-03 - конвертер ЕН310, ЕН310-01	15 16 20 20 20 25 20 - 20 3 15 15 11

Средний срок службы, лет, не менее Средняя наработка на отказ, ч, не менее	10 50000
Маркировка взрывозащиты газоанализаторов ЕН7000-В, ЕН7000-ИКВ, ЕН7000-ТКВ, ЕН7000-ТМВ, ЕН7000-ТХВ, ЕН7000-МПВ	«IEx db IIC T5 Gb X»

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

Таблица 16 – Комплектность газоанализаторов ЕН7000, ЕН7000-Н, ЕН7000-ТК, ЕН7000-ИК, ЕН7000-ТМ, ЕН7000-ИКН, ЕН7000-ТКН, ЕН7000-ТМН

Наименование	Обозначение	Кол-во
Газоанализатор ЕН7000-_____	ЛНПК2.840.266-_____	1 шт.
Комплект запасных частей и принадлежностей	ЛНПК4.070.445-_____	1 компл.
Комплект монтажных частей	ЛНПК4.075.171-_____	1 компл.
Газоанализатор ЕН7000. Паспорт	ЛНПК2.840.266 ПС	1 экз.
Газоанализатор ЕН7000. Методика поверки	-	1 экз.
Газоанализатор ЕН7000. Руководство по эксплуатации	ЛНПК2.840.266 РЭ	1 экз.
Газоанализатор ЕН7000. Протокол обмена по интерфейсу RS485	Приложение «Д» к ЛНПК2.840.266 РЭ	1 экз.

Таблица 17 – Комплектность газоанализаторов ЕН7000-В, ЕН7000-ТКВ, ЕН7000-ИКВ, ЕН7000-ТМВ, ЕН7000-МПВ, ЕН7000-ТХВ

Наименование	Обозначение	Кол-во
Газоанализатор ЕН7000-_____	ЛНПК2.840.266-_____	1 шт.
Комплект ЗИП преобразователя ПИП (ЕН200В, ЕН400В, ЕН500В, ЕН600В, ЕН800В)	ЛНПК4.070.413-_____	1 компл.
Комплект ЗИП БВП-3В	ЛНПК4.075.414	1 компл.
Комплект монтажных частей БВП-3В	ЛНПК4.075.148	1 компл.
Газоанализатор ЕН7000. Паспорт	ЛНПК2.840.266 ПС	1 экз.
Газоанализатор ЕН7000. Методика поверки	-	1 экз.
Газоанализатор ЕН7000. Руководство по эксплуатации	ЛНПК2.840.266-02 РЭ	1 экз.
Газоанализатор ЕН7000. Протокол обмена по интерфейсу RS485	Приложение «Д» к ЛНПК2.840.266 РЭ	1 экз.

Таблица 18 – Комплектность газоанализаторов ЕН7000-МП, ЕН7000-МПН

Наименование	Обозначение	Кол-во
Газоанализатор ЕН7000-_____	ЛНПК2.840.266-_____	1 шт.
Комплект ЗИП	ЛНПК4.070.445-_____	1 компл.
Комплект монтажных частей	ЛНПК4.075.171-_____	1 компл.
Газоанализатор ЕН7000. Паспорт	ЛНПК2.840.266 ПС	1 экз.
Газоанализатор ЕН7000. Методика поверки	-	1 экз.
Газоанализатор ЕН7000. Руководство по эксплуатации	ЛНПК2.840.266-12 РЭ	1 экз.
Газоанализатор ЕН7000. Протокол обмена по интерфейсу RS485	Приложение «Д» к ЛНПК2.840.266 РЭ	1 экз.

Таблица 19 – Комплектность газоанализаторов ЕН7000-ТХ

Наименование	Обозначение	Кол-во
Газоанализатор ЕН7000-ТХ	ЛНПК2.840.266-15	1 шт.
Комплект ЗИП	ЛНПК4.070.197	1 компл.
Комплект монтажных частей	ЛНПК4.075.076	1 компл.
Газоанализатор ЕН7000. Паспорт	ЛНПК2.840.266 ПС	1 экз.
Газоанализатор ЕН7000. Руководство по эксплуатации	ЛНПК2.840.266-15 РЭ	1 экз.
Газоанализатор ЕН7000. Методика поверки	-	1 экз.

Таблица 20 – Комплектность газоанализаторов ЕН7000-ХЛ-1, ЕН7000-ХЛ-2, ЕН7000-ХЛ-3

Наименование	Обозначение	Кол-во
Газоанализатор ЕН7000-_____	ЛНПК2.840.266-_____	1 шт.
Комплект ЗИП ЕН310	ЛНПК4.070.432	1 компл.
Комплект монтажных частей ЕН310	ЛНПК4.075.162	1 компл.
Комплект ЗИП ЕН320	ЛНПК4.070.394	1 компл.
Комплект монтажных частей ЕН320	ЛНПК4.075.133	1 компл.
Газоанализатор ЕН7000. Паспорт	ЛНПК2.840.266 ПС	1 экз.
Газоанализатор ЕН7000. Руководство по эксплуатации	ЛНПК2.840.266-17 РЭ	1 экз.
Газоанализатор ЕН7000. Методика поверки	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 3 руководства по эксплуатации ЛНПК2.840.266 РЭ, ЛНПК2.840.266-02 РЭ, ЛНПК2.840.266-12 РЭ, ЛНПК2.840.266-15 РЭ, ЛНПК2.840.266-12 РЭ.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к газоанализаторам ЕН7000

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 31 декабря 2020 г. № 2315 Государственная поверочная схема для средств измерений содержания компонентов в газовых и газоконденсатных средах

ГОСТ 13320–81 Газоанализаторы промышленные автоматические. Общие технические условия

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

ГОСТ 14254-2015 Степени защиты, обеспечиваемые оболочками (Код IP)

ГОСТ 31610.0–2014 Взрывоопасные среды. Часть 0. Электрооборудование. Общие требования

ГОСТ 60079-1-2013 Взрывоопасные среды. Часть 1. Электрооборудование с видом взрывозащиты «Взрывонепроницаемые оболочки d»

ТУ 4215-014-29035580-2016 Газоанализаторы ЕН7000. Технические условия

Изготовитель

Акционерное общество «ЭНАЛ» (АО «ЭНАЛ»)

ИНН 7717011584

Адрес юридический: 129226, г. Москва, улица Сельскохозяйственная, дом 12А, строение 1, эт 5 пом I ком 25

Тел./факс: (499) 181-20-22.

E-mail: info@enal.ru.

Испытательный центр

Акционерное общество «Головной центр стандартизации, метрологии и сертификации в химическом комплексе «Центрохимsert» (АО «Центрохимsert»)

Адрес: 115230, г. Москва, Электролитный проезд, д. 1, корп. 4, ком. 208

Телефон: (499) 750-21-51

E-mail: chemsert@yandex.ru

Аттестат аккредитации АО «Центрохимsert» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30081-12 от 09.02.2018 г.