

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ ДЛЯ ГОСУДАРСТВЕННОГО РЕЕСТРА

Руководитель Центра СИ ФГУП «ВНИИМС»

«*В.И. Шин*» 2010 г.

Счетчики электрической энергии  
трехфазные электронные МИР С – 03

Внесены в Государственный реестр  
средств измерений  
Регистрационный № 42459-09  
Взамен № \_\_\_\_\_

Выпускаются по ГОСТ Р 52320-2005, ГОСТ Р 52323-2005, ГОСТ Р 52425-2005, ГОСТ Р и техническим условиям ТУ 4228-003-51648151-2009.

### НАЗНАЧЕНИЕ И ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

Счетчики электрической энергии трехфазные электронные МИР С – 03 (в дальнейшем – счетчики) предназначены для измерений активной и реактивной электрической энергии прямого и обратного направлений, активной, реактивной мощности, частоты, среднеквадратических значений напряжения и силы тока в трехфазных трехпроводных и четырехпроводных цепях переменного тока и организации многотарифного учета электроэнергии.

Счетчики предназначены для эксплуатации внутри закрытых помещений и могут применяться как автономно, так и в составе автоматизированных информационно-измерительных систем контроля и учета электроэнергии (АИИС КУЭ).

### ОПИСАНИЕ

Принцип действия счетчиков основан на вычислении действующих значений тока и напряжения, активной и реактивной энергии, активной, реактивной и полной мощности, коэффициента мощности и частоты сети переменного тока по измеренным мгновенным значениям входных сигналов тока и напряжения.

Счетчики могут определять качество электрической энергии в соответствии с ГОСТ 13109-97.

Счетчики имеют в своем составе измерительное устройство, микроконтроллер, энергонезависимое flash-устройство, хранящее информацию о данных, и встроенные часы реального времени, позволяющие вести учет активной и реактивной электроэнергии по тарифным зонам суток, телеметрические выходы для подключения к системам автоматизированного учета потребленной электроэнергии или для поверки, встроенный источник питания, жидкокристаллический индикатор для просмотра информации, клавиатуру из трех кнопок, вход телесигнализации, интерфейс RS485, оптический порт, вход резервного питания и датчик вскрытия/закрытия крышки зажимов.

Конструктивно счетчики состоят из следующих узлов:

- цоколь;
- кожух;
- крышка зажимов;
- крышка (съёмного щитка);
- зажимная плата;
- печатные платы и трансформаторы тока;
- три кнопки управления;

– петля для крепления счётчиков.

Печатные платы счетчиков с индикатором и зажимной платой с силовыми зажимами установлены в цоколе счетчиков.

Кожух счетчиков имеет прозрачное окно индикатора, прозрачное окно оптического порта.

На цоколе счетчиков имеется регулируемая по высоте петля для установки счетчиков.

Под крышкой зажимов в верхнем ряду располагаются датчик вскрытия/закрытия крышки зажимов и контакты цепей (в зависимости от кода счетчика):

- “ИМП. ВЫХОДЫ” (импульсные выходы);
- “ТС” (входы телесигнализации);
- “ТУ” (выходы телеуправления);
- “RS485-1” (интерфейс RS485);
- “RS485-2” или “CAN”, или “Ethernet”, или “SIM” и “АНТ.” (канал связи GSM);
- “РП 12 В” или “РП 220 В” (вход резервного питания).

В нижнем ряду расположены силовые зажимы цепей тока и напряжения.

Структура условного обозначения счетчиков:

МИР С-03.XXX - XXXXXXX-XXX -XXX - X

**Резервное питание**

L – постоянным током напряжением (9 - 36) В

H – постоянным или переменным током напряжением (120 - 276) В

Часть кода отсутствует при отсутствии цепи резервного питания

**Наличие входов ТС и выходов ТУ**

1Т – один вход ТС

2ТС – четыре входа ТС и два выхода ТУ \*

**Тип интерфейса**

R – интерфейс RS-485

RR – два интерфейса RS-485

RC – интерфейсы RS-485 и CAN

RE – интерфейс RS-485 и сеть Ethernet

RG – интерфейс RS-485 и канал связи GSM

RZ – интерфейс RS-485 и сеть Zigbee

RRZ – два интерфейса RS-485 и сеть Zigbee

RCZ – интерфейсы RS-485, CAN и сеть Zigbee

REZ – интерфейс RS-485, сеть Ethernet и сеть Zigbee

RGZ – интерфейс RS-485, канал связи GSM и сеть Zigbee

**Функции**

E (A) – измерение активной и реактивной энергии в многотарифном режиме (измерение активной энергии в многотарифном режиме)

Q – контроль параметров качества электроэнергии

T – формирование событий о состоянии и изменениях в электрической сети

L – учет потерь

B – измерение энергии в двух направлениях

M – увеличенный объем срезов мощности

N – измерение параметров сети с нормированной погрешностью

**Номинальное напряжение**

T – номинальное фазное/линейное напряжение 3x57,7/100 В

D – номинальное фазное/линейное напряжение 3x(120-230)/(208-400) В

**Класс точности при измерении активной/реактивной энергии**

02 – класс точности 0,2S/0,5

05 – класс точности 0,5S/1,0

\* – только для счетчиков с интерфейсами R, RR, RC, RZ, RRZ и RCZ с резервным питанием постоянным или переменным током напряжением (120 – 276) В или без цепи резервного питания

Примечание: при использовании функций, или комбинаций функций указанных в данном описании типа, отличных от имеющихся в структуре условного обозначения счетчика, в структуре условного обозначения добавляется неиспользуемая буква латинского алфавита.

### Рисунок 1 – Структура кода счетчиков

В состав счетчиков, в соответствии со структурой кода счетчиков, представленной на рисунке 1, могут входить:

– выходы телеуправления (в дальнейшем выходы TV) для счетчиков без интерфейсов: GSM, Ethernet;

– один вход телесигнализации;

– входы телесигнализации для счетчиков без интерфейсов: GSM, Ethernet;

– вход резервного питания;

– интерфейс RS485;

– дополнительный интерфейс RS485 или интерфейс CAN для счетчиков без интерфейсов: GSM, Ethernet;

– интерфейс GSM для счётчиков с одним входом телесигнализации и без интерфейсов: дополнительный RS485 или CAN, Ethernet;

– интерфейс Ethernet для счётчиков с одним входом телесигнализации и без интерфейсов: дополнительный RS485 или CAN, GSM;

– интерфейс Zigbee;

Счетчики могут формировать события по отклонению и выходу за порог сигналов тока, напряжения, мощности.

Счетчики обеспечивают учет и индикацию:

– активной и реактивной энергии прямого и обратного направлений по каждому тарифу и суммарной по всем тарифам:

1) за текущий год;

2) за текущий месяц;

3) за текущие сутки;

4) за предыдущий год;

5) за любой из 11 предыдущих месяцев;

6) за предыдущие сутки;

7) с момента сброса показаний;

– мощности активной, реактивной и полной по каждой фазе и сумму по фазам;

– среднеквадратических значений фазных напряжений;

– среднеквадратических значений фазных токов;

– фазных коэффициентов мощности  $\cos \varphi$  и суммарный  $\cos \varphi$ ;

– частоты сети;

– температуры внутри счетчика;

– коэффициента трансформации по напряжению;

– коэффициента трансформации по току.

Счетчики имеют два режима индикации:

– ручной;

– режим листания (автоматический).

Счетчики обеспечивают возможность задания следующих параметров:

– IP-адреса динамически/статически (для счётчиков с интерфейсом Ethernet)

– пароли (до восьми символов) первого (потребителя энергии) и второго (продавца энергии) уровней доступа;

– скорость обмена по портам (пароли первого и второго уровней доступа);

- индивидуальные параметры счетчика:
    - 1) сетевой адрес (пароли первого и второго уровней доступа);
    - 2) наименование точки учета (пароль второго уровня доступа);
    - 3) коэффициенты трансформации по напряжению и току (пароль второго уровня доступа);
    - 4) режимы работы (режим телеметрии или режим поверки) импульсных выходов (пароль второго уровня доступа);
  - параметры при сохранении массивов срезов мощности (пароль второго уровня доступа):
    - 1) время интегрирования мощности для построения графиков нагрузок в диапазоне от 1 до 60 мин;
  - параметры индикации (пароли первого и второго уровней доступа):
    - 1) перечень параметров в режиме листания;
    - 2) период отображения в режиме листания. Время устанавливается в интервале от 5 до 20 с (дискретность установки времени – 1 с);
    - 3) время возврата из ручного режима индикации в режим листания. Время устанавливается в интервале от 1 до 9999 с (дискретность установки времени – 1 с);
    - 4) время работы подсветки индикатора. Время устанавливается в интервале от 0 до 20 с (дискретность установки времени – 1 с);
  - значения уставок для контроля фазных напряжений, токов и мгновенной мощности (пароль второго уровня доступа);
  - режим отображения суммарных по модулю активной и реактивной энергий;
  - тарифное расписание и расписание праздничных дней (пароль второго уровня доступа):
    - 1) до 8 тарифов;
    - 2) до 48 тарифных зон (время действия тарифа);
    - 3) отдельно на каждый день недели и праздничные дни каждого месяца;
    - 4) праздничные дни каждого из 8 тарифов в 48 тарифных зонах каждого месяца за год;
  - критерии формирования управляющего сигнала на выходе ТУ:
    - 1) по команде, переданной по одному из интерфейсов счетчика;
    - 2) по превышению лимита мощности;
    - 3) по превышению лимита энергии;
  - текущее время;
  - текущая дата;
  - часовой пояс;
  - возможность автоматического перехода с “летнего” времени на “зимнее” и обратно (пароль второго уровня доступа);
  - параметры перехода с “летнего” времени на “зимнее” и обратно (пароль второго уровня доступа):
    - 1) дата перехода;
    - 2) время перехода;
    - 3) тип перехода (в последнюю неделю месяца, в первую неделю месяца, во вторую неделю месяца, в третью неделю месяца, в четвертую неделю месяца, в указанные дату и время);
  - параметры коррекции часов реального времени (пароль второго уровня доступа):
    - 1) разрешение/запрет коррекции часов реального времени;
    - 2) значение времени коррекции часов реального времени.
- Погрешность измерения среза мощности, во время которого производилась коррекция часов реального времени, может превышать допустимую основную погрешность счетчика, не влияя на погрешность измерения энергии.

- сброс регистров накопленной энергии (пароль второго уровня доступа);
- перезапуск счетчика (пароль второго уровня доступа);
- параметры контроля качества электрической энергии (пароль второго уровня доступа):
  - 1) номинальное напряжение сети 57,7 В или в диапазоне от 120 до 230 В;
  - 2) нормально допустимые значения установившегося отклонения (в дальнейшем – НДО) напряжения в диапазоне от 0,1 до 20,0 % от установленного номинального значения напряжения;
  - 3) предельно допустимые значения установившегося отклонения (в дальнейшем – ПДО) напряжения в диапазоне от 0,1 до 20,0 % от установленного номинального значения напряжения (ПДО должно быть больше НДО);
  - 4) НДО частоты в диапазоне от 0,01 Гц до 2,50 Гц;
  - 5) ПДО частоты в диапазоне от 0,01 Гц до 2,50 Гц (ПДО должно быть больше НДО);
  - 6) время вычисления усредненного значения напряжения в диапазоне от 1 до 250 с;
  - 7) время вычисления усредненного значения частоты в диапазоне от 1 до 250 с (погрешность измерения частоты нормируется при времени вычисления, равном или более 20 с).

Обмен информацией с внешними устройствами осуществляется через оптический порт и интерфейсы RS-485, CAN, GSM, Ethernet, Zigbee с помощью программы “Программа Конфигуратор счетчиков МИР” M07.00190-01.

Оптический порт на физическом уровне соответствует ГОСТ Р МЭК 61107–2001.

Протокол взаимодействия по оптическому порту и интерфейсам RS-485 и CAN основан на базовой эталонной модели взаимосвязи открытых систем (ВОС) в соответствии с ГОСТ 28906–91.

Работоспособность счетчика, подключенного к четырехпроводной сети, сохраняется при отсутствии напряжения двух любых фаз или одной фазы и нулевого провода.

Работоспособность счетчика, подключенного к трехпроводной сети, сохраняется при отсутствии напряжения любой одной фазы.

## ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Основные технические характеристики счетчиков приведены в таблице 1.

Таблица 1

Наименование параметра	Значение
Класс точности при измерении активной энергии в двух направлениях по ГОСТ Р 52323	0,2S или 0,5S
Класс точности при измерении реактивной энергии в двух направлениях по ГОСТ Р 52425-2005	0,5 или 1
Номинальное напряжение (фазное/линейное), В	$3 \times 57,7/100$ $3 \times (120-230)/(208-400)$
Номинальный (максимальный) ток, А	от 1 до 5 (10)
Номинальное значение частоты сети, Гц	50
Стартовый ток (порог чувствительности), А	0,001
Диапазон измерения фазного напряжения, В: – при номинальном напряжении $3 \times 57,7/100$ – при номинальном напряжении $3 \times (120-230)/(208-400)$	40...120 100...288
Диапазон измерения тока, А	0,01...10,00
Диапазон измерения частоты, Гц	47,5...52,5
Пределы допустимых погрешностей измерения установившегося отклонения напряжения по ГОСТ 13109-97 (при коэффициенте искажения синусоидальности кривой напряжения не более 5 %), %	$\pm 0,5$
Пределы допустимых погрешностей измерения отклонения частоты по ГОСТ 13109-97, Гц	$\pm 0,03$
Количество тарифов	до 8
Количество тарифных зон	48
Абсолютная погрешность суточного хода часов реального времени счетчиков в диапазоне температур от минус 40 до плюс 55 °С, не более, с/сут.	$\pm 0,5$
Скорость обмена данными по интерфейсу RS-485, бит/с	4800; 9600; 19200; 38400; 57600, 115200
Скорость обмена данными по интерфейсу CAN, кбит/с	10; 20; 50; 100; 125; 250; 500
Скорость обмена данными по оптическому порту, бит/с	9600
Постоянная счетчика в режиме телеметрии, имп/кВт·ч (имп/квар·ч)	5000
Постоянная счетчика в режиме поверки, имп/кВт·ч (имп/квар·ч)	500000
Количество импульсных выходов основного передающего устройства	2
Время хранения срезов мощности, сутки	128
Время хранения срезов мощности для счетчиков с увеличенным объемом хранения срезов мощности (символ "М" в коде счетчика), сутки	256

Продолжение таблицы 1

Наименование параметра		Значение
Номинальное напряжение постоянного тока резервного питания, В		12
Номинальное напряжение переменного (постоянного) тока резервного питания, В		220
Начальный запуск счетчика, не более, с		5
Активная мощность, потребляемая каждой цепью напряжения, Вт, не более		1,5
Полная мощность, потребляемая каждой цепью напряжения счетчиков с номинальным напряжением 57,7 В, В·А, не более		2,5
Полная мощность, потребляемая каждой цепью напряжения счетчиков с номинальным напряжением (120-230)/(208-400) В, В·А, не более		3,5
Активная мощность, потребляемая каждой цепью напряжения, Вт, для счётчиков с интерфейсом GSM, не более		3
Полная мощность, потребляемая каждой цепью напряжения счетчиков с номинальным напряжением 57,7 В, В·А, для счётчиков с интерфейсом GSM, не более		4,5
Полная мощность, потребляемая каждой цепью напряжения счетчиков с номинальным напряжением (120-230)/(208-400) В, В·А, для счётчиков с интерфейсом GSM, не более		5,0
Полная мощность, потребляемая каждой цепью тока, В·А, не более		0,05
Активная мощность, потребляемая от цепи резервного питания постоянного тока номинальным напряжением 12 В, Вт, не более		4,0
Активная мощность, потребляемая от цепи резервного питания постоянного тока номинальным напряжением 12 В с интерфейсом GSM, Вт, не более		9,0
Активная мощность, потребляемая от цепи резервного питания переменного (постоянного) тока номинальным напряжением 220 В, Вт, не более		3,5
Активная мощность, потребляемая от цепи резервного питания переменного (постоянного) тока номинальным напряжением 220 В с интерфейсом GSM, Вт, не более		7,5
Полная мощность, потребляемая от цепи резервного питания переменного тока номинальным напряжением 220 В, В·А, не более		7
Полная мощность, потребляемая от цепи резервного питания переменного тока номинальным напряжением 220 В с интерфейсом GSM, В·А, не более		14
Цена одного разряда счетного механизма, кВт·ч (квар·ч)	младшего при $K_U \cdot K_I$ от 1,00 до 99,99	0,01 (0,01)
	младшего при $K_U \cdot K_I$ от 100,00 до 999,99	1(1)
	старшего при $K_U \cdot K_I$ от 1,00 до 99,99	От 10000 (10000) до 1000000 (1000000)
	старшего при $K_U \cdot K_I$ от 100,00 до 999,99	От 1000000 (1000000) до 10000000 (10000000)

Наименование параметра		Значение
Цена одного разряда счетного механизма, МВт·ч (Мвар·ч)	младшего при $K_U \cdot K_I$ от 1000 до 99999	0,01 (0,01)
	младшего при $K_U \cdot K_I$ от 100000 до 999999	1 (1)
	старшего при $K_U \cdot K_I$ от 1000 до 99999	От 10000 (10000) до 1000000 (1000000)
	старшего при $K_U \cdot K_I$ от 100000 до 999999	От 1000000 (1000000) до 10000000 (10000000)
Длительность хранения информации при отключении питания, лет, не менее		10
Диапазон рабочих температур, °С		от минус 40 до +55
Диапазон температур хранения и транспортирования, °С		от минус 50 до +70
Средняя наработка на отказ, ч, не менее		140000
Средний срок службы, лет, не менее		30
Масса, кг, не более		1,5
Габаритные размеры (длина; ширина; высота), мм, не более		285; 168; 63

Пределы допускаемой основной относительной погрешности счетчиков при измерении активной энергии и мощности (усреднение на интервале 4 с) в нормальных условиях при симметричной трехфазной нагрузке не превышают значений, указанных в таблице 2.

\*Примечание – здесь и далее (если не сказано иначе) при нормировании погрешности за номинальное значение тока принимается значение, равное 1 А.



Таблица 2

Значение тока	$\cos \varphi$	Пределы допускаемой основной погрешности, %, для класса точности	
		0,2S	0,5S
от $0,01 I_{ном}$ до $0,05 I_{ном}$	1	$\pm 0,4$	$\pm 1,0$
от $0,05 I_{ном}$ до $I_{max}$		$\pm 0,2$	$\pm 0,5$
от $0,02 I_{ном}$ до $0,10 I_{ном}$	0,5 (при индуктивной нагрузке) и 0,8 (при емкостной нагрузке)	$\pm 0,5$	$\pm 1,0$
от $0,1 I_{ном}$ до $I_{max}$		$\pm 0,3$	$\pm 0,6$

Примечание – Погрешность измерения активной мощности при токе меньше  $0,05 I_{ном}$  и  $\cos \varphi$  равном 1, а так же при токе меньше  $0,10 I_{ном}$  и  $\cos \varphi$  равном 0,5 (при индуктивной нагрузке) или 0,8 (при емкостной нагрузке) не нормируется.

Пределы допускаемой основной относительной погрешности счетчиков при измерении реактивной энергии и мощности (усреднение на интервале 4 с) прямого и обратного направлений в нормальных условиях при симметричной трехфазной нагрузке не превышают значений, указанных в таблице 3.

Таблица 3

Значение тока	$\sin \varphi$ (при индуктивной или емкостной нагрузке)	Пределы допускаемой основной погрешности, %, для класса точности	
		0,5	1
от $0,02 I_{ном}$ до $0,05 I_{ном}$	1	$\pm 0,75$	$\pm 1,5$
от $0,05 I_{ном}$ до $I_{max}$		$\pm 0,50$	$\pm 1,0$
от $0,05 I_{ном}$ до $0,10 I_{ном}$	0,5	$\pm 0,75$	$\pm 1,5$
от $0,1 I_{ном}$ до $I_{max}$		$\pm 0,50$	$\pm 1,0$
от $0,1 I_{ном}$ до $I_{max}$	0,25	$\pm 0,75$	$\pm 1,5$

Примечание – Погрешность измерения реактивной мощности при токе меньше  $0,05 I_{ном}$  и  $\sin \varphi$  равном 1, а так же при токе меньше  $0,10 I_{ном}$  и  $\sin \varphi$  равном 0,5 (при индуктивной или емкостной нагрузке) не нормируется.

Пределы допускаемой основной относительной погрешности счетчиков при измерении активной энергии в нормальных условиях при однофазной нагрузке и симметрии многофазных напряжений, приложенных к цепям напряжения, не превышают значений, указанных в таблице 4.

Таблица 4

Значение тока	$\cos \varphi$	Пределы допускаемой основной относительной погрешности, %, для класса точности	
		0,2S	0,5S
от $0,05 I_{ном}$ до $I_{max}$	1	$\pm 0,3$	$\pm 0,6$
от $0,1 I_{ном}$ до $I_{max}$	0,5 (при индуктивной нагрузке)	$\pm 0,4$	$\pm 1,0$

Пределы допускаемой основной относительной погрешности счетчиков при измерении реактивной энергии при однофазной нагрузке и симметрии многофазных напряжений, приложенных к цепям напряжения, не превышают значений, указанных в таблице 5.

Таблица 5

Значение тока	$\sin \varphi$ (при индуктивной или емкостной нагрузке)	Пределы допускаемой основной относительной погрешности, %, для класса точности	
		0,5	1
от $0,05 I_{ном}$ до $I_{max}$	1	$\pm 0,75$	$\pm 1,5$
от $0,1 I_{ном}$ до $I_{max}$	0,5	$\pm 0,75$	$\pm 1,5$

Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности измерения частоты сети при времени усреднения не менее 20 с составляют  $\pm 0,03$  Гц.

Пределы допускаемой основной приведенной погрешности при измерении среднеквадратического значения напряжения в каждой фазе сети (время измерения 1 с) в диапазоне от 40 до 120 В для счетчиков с номинальным напряжением 57,7/100 В и в диапазоне от 100 до 288 В для счетчиков с номинальным напряжением (120-230)/(208-400) В составляют  $\pm 0,5$  %. Нормирующее значение напряжения  $U_n$  принимать равным 57,7 В для счетчиков с номинальным напряжением 57,7/100 В и 220 В для счетчиков с номинальным напряжением (120-230)/(208-400) В.

Пределы допускаемой основной относительной погрешности при измерении среднеквадратического значения тока в каждой фазе сети  $\delta_I$ , % (время измерения 1 с), имеют значения:

$$\pm 0,5 \% \text{ при } I_{ном} \leq I \leq I_{max}, \text{ и}$$

$$\pm \left[ 0,5 + 0,2 \left( \frac{I_{ном}}{I_{эт}} - 1 \right) \right] \text{ при } 0,01 I_{ном} \leq I \leq I_{ном},$$

где  $I_{эт}$  – значение тока, измеренное эталонным прибором, А.

Средний температурный коэффициент счетчиков в рабочем диапазоне при измерении активной энергии прямого и обратного направлений не превышает пределов, установленных в таблице 6.

Таблица 6

Значение тока	$\cos \varphi$	Средний температурный коэффициент при измерении активной энергии и мощности, %/К, для счетчиков класса точности	
		0,2S	0,5S
от $0,05 I_{ном}$ до $I_{max}$	1,0	$\pm 0,01$	$\pm 0,03$
от $0,1 I_{ном}$ до $I_{max}$	0,5 (при индуктивной нагрузке)	$\pm 0,02$	$\pm 0,05$

Средний температурный коэффициент счетчиков в температурном диапазоне от минус 40 до плюс 55 °С при измерении реактивной энергии прямого и обратного направлений не превышает пределов, установленных в таблице 7.

Таблица 7

Значение тока	$\sin \varphi$ (при индуктивной или емкостной нагрузке)	Средний температурный коэффициент при измерении реактивной энергии и мощности, %/К, для счетчиков класса точности	
		0,5	1
от 0,05 $I_{ном.}$ до $I_{max}$	1	$\pm 0,03$	$\pm 0,05$
от 0,1 $I_{ном.}$ до $I_{max}$	0,5	$\pm 0,05$	$\pm 0,07$

Дополнительная погрешность при измерении фазных напряжений  $\gamma_{U_i}$ , %, вызванная изменением температуры окружающего воздуха при отклонении от нормального значения температуры  $t_n$ , °С, до любого значения  $t$ , °С, в пределах рабочих температур не должна превышать значения, вычисленного по формуле

$$\gamma_{U_i} = 0,05 \cdot \gamma_U \cdot (t - t_n),$$

где 0,05 – коэффициент, выраженный в 1/°С;

$\gamma_U$  – допускаемая основная приведенная погрешность при измерении напряжения в каждой фазе сети, равная 0,5 %.

Дополнительная погрешность измерения фазных токов  $\delta_{I_i}$ , %, вызванная изменением температуры окружающего воздуха при отклонении от нормального значения температуры  $t_n$  до любого значения  $t$  в пределах рабочих температур, не должна превышать значения, вычисленного по формуле

$$\delta_{I_i} = 0,05 \cdot \delta_I \cdot (t - t_n),$$

где 0,05 – коэффициент, выраженный в 1/°С;

$\delta_I$  – допускаемая основная относительная погрешность измерения тока в каждой фазе сети.

Пределы абсолютной дополнительной погрешности при измерении частоты сети, вызванной изменением температуры окружающего воздуха при отклонении от нормального значения температуры  $t_n$  до любого значения  $t$  в пределах рабочих температур, должны составлять  $\pm 0,06$  Гц.

Характеристики выходов ТУ:

- в состоянии “замкнуто” сопротивление контактов соединителя “ТУ” – не более 5 Ом, в состоянии “разомкнуто” – не менее 100 кОм;
- коммутируемое напряжение постоянного и переменного тока находится в диапазоне от 0 до 275 В;
- время удержания команды ТУ не ограничено или определяется программной уставкой (программно задаваемое значение времени удержания команды ТУ должно находиться в интервале от 200 до 2400 мс с дискретностью 200 мс);

Характеристики входов ТС:

- номинальное напряжение внутреннего источника питания ТС 24 В;
- максимальный ток 5 мА (класс тока 1);
- канал ТС должен регистрировать состояние “замкнуто” при сопротивлении в цепи датчика не более 150 Ом;
- канал ТС должен регистрировать состояние “разомкнуто” при сопротивлении в цепи датчика не менее 50 кОм.

– длительность входного сигнала и время восстановления входного сигнала – не менее 100 мс;

– программно задаваемое значение времени подавления “дребезга” контактов каналов ТС находится в интервале от 100 до 500 мс (с дискретностью 50 мс).

Счетчики имеют два импульсных выхода:

– импульсный выход активной энергии;

– импульсный выход реактивной энергии.

Импульсные выходы счетчиков имеют два состояния, отличающиеся импедансом выходной цепи.

Сопротивление импульсного выхода в состоянии “замкнуто” – не более 200 Ом, в состоянии “разомкнуто” – не менее 50 кОм.

Предельно допустимое значение силы тока через импульсный выход в состоянии “замкнуто” – 30 мА.

Предельно допустимое значение напряжения на контактах импульсного выхода в состоянии “разомкнуто” – 24 В.

В режиме телеметрии на контакты “ТС3/А”, “ТС4/Р” соединителя “ТС/ИМП.ВЫХОДЫ” (при наличии символов “2ТС” в коде счетчика) поступают либо сигналы ТС3 и ТС4, либо импульсные сигналы активной и реактивной энергии соответственно по команде, переданной с помощью программы КОНФИГУРАТОР.

В режиме поверки на контакты “ТС3/А”, “ТС4/Р” соединителя “ТС/ИМП.ВЫХОДЫ” (при наличии символов “2ТС” в коде счетчика) автоматически поступают импульсные сигналы активной и реактивной энергии соответственно.

## ЗНАК УТВЕРЖДЕНИЯ ТИПА

Знак утверждения типа наносится на лицевую панель счетчиков в виде рельефного изображения при изготовлении и в формуляр типографским способом.

## КОМПЛЕКТНОСТЬ

Таблица 8

Обозначение	Наименование	Количество
М08.112.00.000	Счетчик электрической энергии трехфазный электронный МИР С-03	1 шт.
М08.112.00.000 ВЭ	Счетчик электрической энергии трехфазный электронный МИР С-03. Ведомость эксплуатационных документов	1 шт.
М08.112.00.000 ФО	Счетчик электрической энергии трехфазный электронный МИР С-03. Формуляр	1 шт.
М08.112.00.000 РЭ	Счетчик электрической энергии трехфазный электронный МИР С-03. Руководство по эксплуатации	1 шт.
М08.112.00.000 МП	Счетчик электрической энергии трехфазный электронный МИР С-03. Методика поверки	1 шт.
М07.00190-01	Программа КОНФИГУРАТОР СЧЕТЧИКОВ МИР (на компакт-диске)	1 шт.

## ПОВЕРКА

Поверка счетчиков осуществляется в соответствии с методикой, изложенной в документе “Счетчик электрической энергии трехфазный электронный МИР С-03. Методика поверки” М08.112.00.000 МП, утвержденной ГЦИ СИ “ВНИИМС” в 2009 г.

Основное оборудование, необходимое для поверки счетчиков МИР С – 03:

1. Установка для поверки счетчиков электрической энергии ЦУ6804М;
2. Установка для проверки электрической безопасности GPI-735А;
3. Мультиметр Agilent 34401А;
4. Амперметр СА3010/3;
5. Частотомер GFC-8010Н;
6. IBM PC – совместимый компьютер с установленной программой “Программа

Конфигуратор счетчиков МИР”.

Межповерочный интервал – 8 лет.

## НОРМАТИВНАЯ И ТЕХНИЧЕСКАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

ГОСТ Р 52320-2005 “Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Общие требования. Испытания и условия испытаний. Часть 11. Счетчики электрической энергии”;

ГОСТ Р 52323-2005 “Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 22. Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S”;

ГОСТ Р 52425-2005 “Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Статические счетчики реактивной энергии”;

ГОСТ 28906–91 (ИСО 7498–84, Доп. 1–84 ИСО 7498–84) Системы обработки информации. Взаимосвязь открытых систем. Базовая эталонная модель;

ГОСТ Р МЭК 61107-2001 “Обмен данными при считывании показаний счетчиков, тарификации и управления нагрузкой. Прямой локальный обмен данными”;

ГОСТ 13109-97 “Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения”;

ТУ 4228-003-51648151-2009 “Счетчики электрической энергии трехфазные электронные МИР С-03. Технические условия”.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Тип счетчиков электрической энергии трехфазных электронных МИР С-03 утвержден с техническими и метрологическими характеристиками, приведенными в настоящем описании типа, метрологически обеспечен при выпуске из производства и в эксплуатации.

Счетчики имеют сертификат соответствия требованиям безопасности и электромагнитной совместимости № РОСС RU.МЕ72.В00818 от 25.11.2009г.

### ИЗГОТОВИТЕЛЬ

ООО НПО “МИР”.

Адрес: 644105, Россия, г. Омск, ул. Успешная, 51

Тел. (8-3812) 61-95-75, 26-45-02,

Факс (8-3812) 61-81-76, 61-64-69.

Генеральный директор ООО НПО



*А.Н. Беляев*  
А.Н. Беляев