

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ

Счетчики электрической энергии многофункциональные – измерители ПКЭ СЭТ-4ТМ.03МК

Назначение средства измерений

Счетчики электрической энергии многофункциональные – измерители ПКЭ СЭТ-4ТМ.03МК (далее счетчики) предназначены для измерения и многотарифного учета активной и реактивной энергии в двух направлениях (в том числе и с учетом потерь), четырехквадрантной реактивной энергии, ведения массивов профиля мощности нагрузки с программируемым временем интегрирования (в том числе и с учетом потерь), фиксации максимумов мощности, измерения параметров трехфазной сети и мониторинга параметров качества электрической энергии.

Описание средства измерений

Принцип действия счетчиков электрической энергии многофункциональных - измерителей ПКЭ СЭТ-4ТМ.03МК (далее счетчиков) основан на цифровой обработке входных аналоговых сигналов с помощью быстрого преобразования Фурье.

Управление процессом измерения и всеми функциональными узлами счетчика осуществляется высокопроизводительным микроконтроллером (МК), который реализует алгоритмы в соответствии со специализированной программой. Управление узлами производится через аппаратно-программные интерфейсы, реализованные на портах ввода/вывода МК.

Измерительная часть счетчиков выполнена на основе многоканального, шестнадцатиразрядного аналого-цифрового преобразователя (АЦП). АЦП осуществляет выборки мгновенных значений величин напряжения и тока параллельно по шести каналам измерения, преобразование их в цифровой код и передачу по скоростному последовательному каналу микроконтроллеру.

Микроконтроллер по выборкам мгновенных значений одного из каналов напряжения вычисляет значение периода основной частоты сигнала. В измерительном окне, равном периоду сигнала, используя быстрое преобразование Фурье, вычисляется комплексный спектр входных сигналов по каналам напряжения и тока. На основании спектральных составляющих вычисляются значения активной, реактивной и полной мощностей, которые используются для подсчета активной и реактивной энергии.

Для измерения параметров сети и показателей качества электрической энергии (ПКЭ) вычисляется комплексный спектр входных сигналов в измерительном окне, равном десяти периодам основной частоты. При этом расстояние между спектральными составляющими составляет $1/10$ частоты основной гармоники. По спектру сигналов рассчитываются среднеквадратические значения напряжений и токов, коэффициенты гармонических и интергармонических составляющих, суммарные коэффициенты гармонических составляющих, коэффициенты несимметрии по обратной и нулевой последовательностям.

Вычисление активной и реактивной мощности потерь в каждой фазе производится по следующим формулам:

$$P_{\pi} = \left(\frac{I}{I_H} \right)^2 \cdot P_{\text{п.л.ном}} + \left(\frac{I}{I_H} \right)^2 \cdot P_{\text{п.н.ном}} + \left(\frac{U}{U_H} \right)^2 \cdot P_{\text{п.хх.ном}}, \quad (1)$$

$$Q_{\pi} = \left(\frac{I}{I_H} \right)^2 \cdot Q_{\text{п.л.ном}} + \left(\frac{I}{I_H} \right)^2 \cdot Q_{\text{п.н.ном}} + \left(\frac{U}{U_H} \right)^4 \cdot Q_{\text{п.хх.ном}}, \quad (2)$$

где I – среднеквадратическое значение тока;
 U – среднеквадратическое значение фазного напряжения;

$P_{\text{п.л.ном}}$ - номинальная активная мощность потерь в линии электропередачи;
 $P_{\text{п.н.ном}}$ - номинальная активная мощность нагрузочных потерь в силовом трансформаторе;
 $P_{\text{п.хх.ном}}$ - номинальная активная мощность потерь холостого хода в силовом трансформаторе;

$Q_{\text{п.л.ном}}$ - номинальная реактивная мощность потерь в линии электропередачи;
 $Q_{\text{п.н.ном}}$ - номинальная реактивная мощность нагрузочных потерь в силовом трансформаторе;
 $Q_{\text{п.хх.ном}}$ - номинальная реактивная мощность потерь холостого хода в силовом трансформаторе;

Номинальные мощности потерь вводятся в счетчик как конфигурационные параметры и представляют собой мощность потерь в одной фазе, приведенную к входу счетчика при номинальном токе и номинальном напряжении счетчика.

Вычисление мощностей трехфазной системы производится алгебраическим (с учетом знака направления) суммированием соответствующих мощностей однофазных измерений.

Знаки мощностей однофазных измерений формируются в зависимости от конфигурирования счетчика, как показано в таблице 1.

Таблица 1 - Знаки мощностей

Мощность	Двунаправленный счетчик	Однонаправленный (конфигурированный) счетчик
P_+	P_I и P_{IV}	$P_I, P_{II}, P_{III}, P_{IV}$
P_-	P_{II} и P_{III}	-
Q_+	Q_I и Q_{II}	Q_I и Q_{III}
Q_-	Q_{III} и Q_{IV}	Q_{II} и Q_{IV}
Q_1	Q_I	Q_I и Q_{III}
Q_2	Q_{II}	-
Q_3	Q_{III}	-
Q_4	Q_{IV}	Q_{II} и Q_{IV}

1 « P_+ », « Q_+ » - активная и реактивная мощность прямого направления, « P_- », « Q_- » - активная и реактивная мощность обратного направления, « Q_1 »-« Q_4 » – реактивная мощность 1-4 квадрантов, « P_I », « Q_I », « P_{II} », « Q_{II} », « P_{III} », « Q_{III} », « P_{IV} », « Q_{IV} » – активная и реактивная составляющие вектора полной мощности первого, второго, третьего и четвертого квадрантов соответственно.

2 Направление энергии определяется фазовым сдвигом между током и напряжением в каждой фазе сети:

- прямое направление активной энергии соответствует фазовому сдвигу от 0° до 90° (1-й квадрант, индуктивная нагрузка) и от 270° до 360° (4-й квадрант, емкостная нагрузка);
- обратное направление активной энергии соответствует фазовому сдвигу от 180° до 270° (3-й квадрант, индуктивная нагрузка) и от 90° до 180° (2-й квадрант, емкостная нагрузка);
- прямое направление реактивной энергии соответствует фазовому сдвигу от 0° до 180° ;
- обратное направление реактивной энергии соответствует фазовому сдвигу от 180° до 360° ;

3 Двунаправленные счетчики допускают реверсное включение токовых цепей. При этом измерение и учет будет вестись в регистрах противоположного направления.

По полученным значениям активной и реактивной мощности трехфазной системы формируются импульсы телеметрии на двух конфигурируемых испытательных выходах счетчика. Сформированные импульсы подсчитываются контроллером и сохраняются в регистрах текущих значений энергии и профиля мощности по каждому виду энергии (мощности) и направлению до свершения события. По свершению события, текущие значения энергии или мощности добавляются в соответствующие энергонезависимые регистры учета энергии и массивы профиля мощности. При этом, в качестве события выступает время окончания текущего тарифа или время окончания интервала интегрирования мощности для массива профиля, определяемое по встроенным энергонезависимым часам реального времени.

При учете потерь импульсы телеметрии формируются с учетом мощности потерь $P_{\Sigma}=P \pm P_n$, $Q_{\Sigma}=Q \pm Q_n$, подсчитываются контроллером и отдельно сохраняются в регистрах текущих значений энергии и профиля мощности с учетом потерь по каждому виду энергии (мощности) и направлению до свершения события. Знак учета потерь является конфигурационным параметром счетчика и зависит от расположения точки учета и точки измерения.

Счетчики электрической энергии многофункциональные – измерители ПКЭ СЭТ-4ТМ.03МК выпускаются в различных модификациях, которые отличаются классом точности, номинальными напряжениями, номинальными токами, наличием интерфейса Ethernet и типом установленного дополнительного интерфейсного модуля. Варианты исполнения счетчиков приведены в таблице 2. Варианты исполнения дополнительных интерфейсных модулей приведены в таблице 3.

Таблица 2 – Варианты исполнения счетчиков

Условное обозначение счетчика	Номинальный (максимальный) ток, А	Номинальное напряжение, В	Класс точности измерения активной/реактивной энергии	Наличие интерфейса Ethernet	Вариант исполнения
СЭТ-4ТМ.03МК	5(10)	3×(57,7-115)/ (100-200)	0,2S/0,5	есть	ИЛГШ.411152.184
СЭТ-4ТМ.03МК.01	5(10)		0,5S/1,0	есть	-01
СЭТ-4ТМ.03МК.02	5(10)		0,2S/0,5	нет	-02
СЭТ-4ТМ.03МК.03	5(10)		0,5S/1,0	нет	-03
СЭТ-4ТМ.03МК.04	5(10)	3×(120-230)/ (208-400)	0,2S/0,5	есть	-04
СЭТ-4ТМ.03МК.05	5(10)		0,5S/1,0	есть	-05
СЭТ-4ТМ.03МК.06	5(10)		0,2S/0,5	нет	-06
СЭТ-4ТМ.03МК.07	5(10)		0,5S/1,0	нет	-07
СЭТ-4ТМ.03МК.08	1(2)	3×(57,7-115)/ (100-200)	0,2S/0,5	есть	-08
СЭТ-4ТМ.03МК.09	1(2)		0,5S/1,0	есть	-09
СЭТ-4ТМ.03МК.10	1(2)		0,2S/0,5	нет	-10
СЭТ-4ТМ.03МК.11	1(2)		0,5S/1,0	нет	-11
СЭТ-4ТМ.03МК.12	1(2)	3×(120-230)/ (208-400)	0,2S/0,5	есть	-12
СЭТ-4ТМ.03МК.13	1(2)		0,5S/1,0	есть	-13
СЭТ-4ТМ.03МК.14	1(2)		0,2S/0,5	нет	-14
СЭТ-4ТМ.03МК.15	1(2)		0,5S/1,0	нет	-15

Таблица 3 – Типы устанавливаемых дополнительных интерфейсных модулей

Условное обозначение модуля	Наименование
01	Коммуникатор GSM C-1.02.01
02	Модем PLC M-2.01.01 (однофазный)
03	Модем PLC M-2.01.02 (трехфазный)
04	Коммуникатор 3G C-1.03.01
05	Модем Ethernet M-3.01.ZZ
06	Модем ISM M-4.01.ZZ (430 МГц)
07	Модем ISM M-4.02.ZZ (860 МГц)
08	Модем ISM M-4.03.ZZ (2400 МГц)

Продолжение таблицы 3

Условное обозначение модуля	Наименование
09	Модем оптический М-5.01.ZZ
10	Коммуникатор Wi-Fi C-2.ZZ.ZZ
11	Коммуникатор 4G C-1.04.01
12	Коммуникатор 4G C-1.04.01/1
13	Коммуникатор NB IoT C-3.ZZ.ZZ
14	Модем LoRaWAN M-6.ZZ.ZZ
15	Модем Bluetooth M-7.ZZ.ZZ

1 ZZ – вариант исполнения интерфейсного модуля

2 В счетчики могут устанавливаться дополнительные интерфейсные модули, не приведенные в таблице 3 со следующими характеристиками:

- при питании от внутреннего источника счетчика с напряжением 12 В потребляемый ток не должен превышать 200 мА;
- при питании от внешнего источника величина напряжения изоляции цепей интерфейса RS-485 модуля от цепей электропитания должна быть 4000 В (среднеквадратическое значение в течение 1 минуты).

Счетчики, независимо от варианта исполнения, имеют два интерфейса RS-485, оптический интерфейс, блок резервного питания.

Все интерфейсы независимые, равноприоритетные и гальванически изолированы друг от друга и силовой сети.

Запись счетчика при его заказе и в конструкторской документации другой продукции должна содержать: наименование «Счётчик электрической энергии многофункциональный – измеритель ПКЭ», условное обозначения счетчика, условное обозначение устанавливаемого дополнительного интерфейсного модуля и номера технических условий. Пример записи счётика - «Счётчик электрической энергии многофункциональный - измеритель ПКЭ СЭТ-4ТМ.03МК.ХХ.YY ИЛГШ.411152.184ТУ». Где ХХ – вариант исполнения счетчика в соответствии с таблицей 2. YY – условное обозначение дополнительного интерфейсного модуля в соответствии с таблицей 3. Если в счетчик не устанавливается дополнительный интерфейсный модуль, то поле YY должно оставаться пустым.

Примечание – Счетчик может поставляться с прозрачной крышкой зажимов, если это в явном виде указано при заказе. Например: «Счётчик электрической энергии многофункциональный - измеритель ПКЭ СЭТ-4ТМ.03МК.ХХ.YY ИЛГШ.411152.184ТУ с прозрачной крышкой зажимов».

Счетчики ведут измерения и учет: активной энергии прямого и обратного направления, реактивной энергии прямого и обратного направления и реактивной энергии первого, второго, третьего и четвертого квадрантов (8 каналов учета).

Счетчики могут конфигурироваться для работы в одностороннем режиме (пять каналов учета) и учитывать:

- активную энергию прямого и обратного направления, как активную энергию прямого направления (учет по модулю не зависит от направления тока в каждой фазе сети);
- реактивную энергию первого и третьего квадранта, как реактивную энергию прямого направления и реактивную энергию первого квадранта (индуктивная нагрузка);
- реактивную энергию четвертого и второго квадранта, как реактивную энергию обратного направления и реактивную энергию четвертого квадранта (емкостная нагрузка).

Подключение счетчиков к сети производится через измерительные трансформаторы напряжения и тока. Счетчики с номинальным напряжением $3 \times (57,7-115)/(100-200)$ В могут использоваться на подключениях с номинальными фазными напряжениями из ряда: 57,7; 63,5; 100; 110; 115 В. Счетчики с номинальным напряжением $3 \times (120-230)/(208-400)$ В могут использоваться как с измерительными трансформаторами напряжения, так и без них на подключениях с номинальными фазными напряжениями из ряда: 120, 127, 173, 190, 200, 220, 230 В.

Тарификация и архивы учтенной энергии

Счетчики ведут многотарифный учет энергии (без учета потерь) в восьми тарифных зонах, по восьми типам дней в двенадцати сезонах. Дискретность установки тарифной зоны составляет 10 минут. Чередование тарифных зон в сутках ограничено числом десятиминутных интервалов в сутках и составляет 144 интервала. Тарификатор счетчиков использует расписание праздничных дней и список перенесенных дней. Счетчики ведут бестарифный учет активной и реактивной энергии с учетом потерь в линии электропередачи и силовом трансформаторе.

Счетчики ведут архивы тарифицированной учтенной энергии и не тарифицированной энергии с учетом потерь (активной, реактивной прямого и обратного направления и четырехквадрантной реактивной энергии):

- всего от сброса (нарастающий итог);
- за текущий и предыдущий год;
- на начало текущего и предыдущего года;
- за текущий месяц и каждый из 36 предыдущих месяцев;
- на начало текущего месяца и каждого из 36 предыдущих месяцев;
- за текущие и предыдущие сутки;
- на начало текущих и предыдущих суток;
- за каждые предыдущие календарные сутки глубиной до 124 дней;
- на начало каждого предыдущих календарных суток глубиной до 124 дней.

Профили мощности нагрузки

Счетчики ведут два базовых четырехканальных независимых массива профиля мощности с программируемым временем интегрирования от 1 до 60 минут для активной и реактивной мощности прямого и обратного направления (четыре канала). Если счетчики используются на подключениях с номинальными напряжениями $3 \times (100-115/173-200)$ В, то время интегрирования может программироваться только в диапазоне от 1 до 30 минут.

Каждый базовый массив профиля мощности может конфигурироваться для ведения профиля мощности нагрузки с учетом активных и реактивных потерь в линии электропередачи и силовом трансформаторе со временем интегрирования от 1 до 30 минут.

Глубина хранения каждого базового массива профиля составляет:

- 114 суток при времени интегрирования 30 минут;
- 170 суток при времени интегрирования 60 минут.

Счетчики, наряду с двумя базовыми массивами профиля мощности нагрузки, ведут два независимых массива профиля параметров (далее - расширенные массивы профиля или 3-й и 4-й массивы профиля) с программируемым временем интегрирования от 1 до 60 минут. Каждый расширенный массив профиля может конфигурироваться в части выбора количества и типа профилируемых параметров, а также формата хранения данных. Число каналов расширенного массива профиля может программироваться в диапазоне от 1 до 48, а типы профилируемых параметров выбираться из таблиц 4 и 5 (кроме коэффициентов мощности, даты и времени). Кроме того, в расширенном массиве могут профилироваться все четыре мощности, как и в базовых массивах.

Таблица 4 - Типы профилируемых параметров для расширенного массива профиля

Наименование параметра	Обозначение
Напряжение в фазе 1	U ₁
Напряжение в фазе 2	U ₂
Напряжение в фазе 3	U ₃
Напряжение прямой последовательности	U ₁₍₁₎
Суммарный коэффициент гармонических составляющих напряжения в фазе 1	K _{u1}
Суммарный коэффициент гармонических составляющих напряжения в фазе 2	K _{u2}
Суммарный коэффициент гармонических составляющих напряжения в фазе 3	K _{u3}

Продолжение таблицы 4

Наименование параметра	Обозначение
Коэффициент несимметрии напряжения по нулевой последовательности	K_{0U}
Межфазное напряжение между фазами 1 и 2	U_{12}
Межфазное напряжение между фазами 2 и 3	U_{23}
Межфазное напряжение между фазами 3 и 1	U_{31}
Коэффициент несимметрии напряжения по обратной последовательности	K_{2U}
Суммарный коэффициент гармонических составляющих напряжения между фазами 1 и 2	K_{U12}
Суммарный коэффициент гармонических составляющих напряжения между фазами 2 и 3	K_{U23}
Суммарный коэффициент гармонических составляющих напряжения между фазами 3 и 1	K_{U31}
Частота сети	F
Ток в фазе 1	I_1
Ток в фазе 2	I_2
Ток в фазе 3	I_3
Ток нулевой последовательности	$I_{0(1)}$
Суммарный коэффициент гармонических составляющих тока в фазе 1	K_{I1}
Суммарный коэффициент гармонических составляющих тока в фазе 2	K_{I2}
Суммарный коэффициент гармонических составляющих тока в фазе 3	K_{I3}
Коэффициент несимметрии тока по нулевой последовательности	K_{0I}
Коэффициент несимметрии тока по обратной последовательности	K_{2I}
Температура внутри счетчика	T
Положительное отклонение фазного напряжения по фазе 1	$\delta U_{1(+)}$
Положительное отклонение фазного напряжения по фазе 2	$\delta U_{2(+)}$
Положительное отклонение фазного напряжения по фазе 3	$\delta U_{3(+)}$
Положительное отклонение междуфазного напряжения фаз 12	$\delta U_{12(+)}$
Положительное отклонение междуфазного напряжения фаз 23	$\delta U_{23(+)}$
Положительное отклонение междуфазного напряжения фаз 31	$\delta U_{31(+)}$
Положительное отклонение частоты	$\delta f_{(+)}$
Отрицательное отклонение частоты	$\delta f_{(-)}$
Отрицательное отклонение фазного напряжения по фазе 1	$\delta U_{1(-)}$
Отрицательное отклонение фазного напряжения по фазе 2	$\delta U_{2(-)}$
Отрицательное отклонение фазного напряжения по фазе 3	$\delta U_{3(-)}$
Отрицательное отклонение междуфазного напряжения фаз 12	$\delta U_{12(-)}$
Отрицательное отклонение междуфазного напряжения фаз 23	$\delta U_{23(-)}$
Отрицательное отклонение междуфазного напряжения фаз 31	$\delta U_{31(-)}$

Регистрация максимумов мощности нагрузки

Счетчики могут использоваться как регистраторы максимумов мощности (активной, реактивной, прямого и обратного направления) по каждому массиву профиля мощности с использованием двенадцатисезонного расписания утренних и вечерних максимумов.

Максимумы мощности фиксируются в архивах счетчика:

- от сброса (ручной сброс или сброс по интерфейсному запросу);
- за текущий и каждый из двенадцати предыдущих месяцев.

В архивах максимумов фиксируется значение максимума мощности и время, соответствующее окончанию интервала интегрирования мощности соответствующего массива профиля.

Если массив профиля мощности сконфигурирован для мощности с учетом потерь, то в

архивах максимумов фиксируется максимальная мощность с учетом потерь.

Измерение параметров сети и показателей качества электрической энергии.

Счетчики всех вариантов исполнения, не зависимо от конфигурации, работают как четырехквадрантные измерители с учетом направления и угла сдвига фаз между током и напряжением в каждой фазе сети и могут использоваться для оценки правильности подключения счетчика.

Счетчики измеряют мгновенные значения (время интегрирования от 0,2 до 5 секунд) физических величин, характеризующих трехфазную электрическую сеть, и могут использоваться как измерители параметров, приведенных в таблице 5. Все измеряемые параметры сети доступны через интерфейсы связи и могут отображаться на индикаторе счетчика в режиме вспомогательных параметров с разрешающей способностью, приведенной в таблице 5.

Таблица 5 – Измеряемые параметры

Наименование параметра	Цена единицы младшего разряда индикатора
Активная мощность, Вт	0,01
Реактивная мощность, вар	0,01
Полная мощность, В·А	0,01
Активная мощность потерь, Вт	0,01
Реактивная мощность потерь, вар	0,01
Коэффициент активной мощности $\cos \phi$	0,001
Коэффициент реактивной мощности $\sin \phi$	0,001
Коэффициент реактивной мощности $\tg \phi$	0,01
Фазное напряжение, В	0,01
Межфазное напряжение, В	0,01
Напряжение прямой последовательности, В	0,01
Ток, А	0,0001
Ток нулевой последовательности, А	0,0001
Частота сети, Гц	0,01
Суммарный коэффициент гармонических составляющих токов, %	0,01
Коэффициент несимметрии тока по нулевой и обратной последовательностям, %	0,01
Суммарный коэффициент гармонических составляющих фазных напряжений, %	0,01
Суммарный коэффициент гармонических составляющих межфазных напряжений, %	0,01
Коэффициент несимметрии напряжения по нулевой и обратной последовательностям, %	0,01
Текущее время, с	1
Текущая дата	
Температура внутри счетчика, °С	1

1 Цена единицы младшего разряда указана для коэффициентов трансформации напряжения и тока равных 1.

2 Все физические величины индицируются с учетом введенных коэффициентов трансформации напряжения и тока.

Счетчики измеряют показатели качества электрической энергии в соответствии с ГОСТ 32144-2013 (класс измерений S по ГОСТ 30804.4.30-2013 и класс II по ГОСТ 30804.4.7-2013) и могут использоваться для непрерывного мониторинга качества электрической энергии в соответствии с ГОСТ 33073-2014 по параметрам:

- отклонение частоты;
- отрицательное и положительное отклонение напряжения;
- значения коэффициентов гармонических составляющих напряжения;
- значения суммарных коэффициентов гармонических составляющих напряжения;
- коэффициенты несимметрии напряжения по обратной и нулевой последовательности;
- характеристики провалов, прерываний напряжения и перенапряжений.

Счетчик ведет статистические таблицы данных ПКЭ для составления суточных отчетов и имеет возможность вести профиль ПКЭ (профиль № 4).

Испытательные выходы и цифровые входы

В счетчиках функционируют два изолированных испытательных выхода основного передающего устройства. Каждый испытательный выход может конфигурироваться:

- для формирования импульсов телеметрии одного из каналов учета энергии (активной, реактивной, прямого и обратного направления, и четырехквадрантной реактивной, в том числе и с учетом потерь);
- для формирования сигналов индикации превышения программируемого порога мощности (активной, реактивной, прямого и обратного направления);
- для формирования сигналов телеконтроля;
- для проверки точности хода встроенных часов реального времени (только канал 0);
- для формирования сигнала управления нагрузкой по различным программируемым критериям (только выход канала 0).

В счетчиках функционируют два цифровых входа, которые могут конфигурироваться:

- для управления режимом поверки (только первый цифровой вход).
- для счета нарастающим итогом количества импульсов, поступающих от внешних устройств (по переднему, заднему фронту или обоим фронтам);
- как вход телесигнализации.

Управление нагрузкой

Счетчики позволяют формировать сигнал управления нагрузкой на конфигурируемом испытательном выходе (канал 0) по различным программируемым критериям для целей управления нагрузкой внешним силовым отключающим устройством и могут работать в следующих режимах:

- в режиме ограничения мощности нагрузки;
- в режиме ограничения энергии за сутки;
- в режиме ограничения энергии за расчетный период;
- в режиме контроля напряжения сети;
- в режиме контроля температуры счетчика;
- в режиме управления нагрузкой по расписанию;
- в режиме управления нагрузкой по наступлению сумерек.

Указанные режимы могут быть разрешены или запрещены в любых комбинациях.

Журналы

Счетчики ведут журналы событий, журналы показателей качества электрической энергии, журналы провалов и перенапряжений, журналы превышения порога мощности и статусный журнал.

В журналах событий фиксируются времена начала/окончания следующих событий:

- время выключения/включения счетчика;
- время включения/выключения резервного источника питания;
- время выключения/включения фазы 1, фазы 2, фазы 3;
- время открытия/закрытия крышки зажимов;
- время открытия/закрытия счетчика;
- время изменения коэффициентов трансформации;
- время и причина управления нагрузкой;
- время коррекции времени и даты;
- время коррекции тарифного расписания;
- время коррекции расписания праздничных дней;
- время коррекции списка перенесенных дней;
- время коррекции расписания утренних и вечерних максимумов мощности;
- время коррекции расписания управления нагрузкой;
- время последнего программирования;
- время и количество перепrogramмированных параметров;
- время изменения состояния входов телесигнализации;
- время инициализации счетчика;
- время сброса показаний (учтенной энергии);
- время инициализации первого, второго и третьего массива профиля;
- время сброса максимумов мощности по первому, второму и третьему массиву профиля;
- время и количество попыток несанкционированного доступа к данным;
- время и количество измененных параметров измерителя качества;
- время и количество измененных параметров измерителя потерь;
- время воздействия на счетчик повышенной магнитной индукции.
- время наличия тока по каждой фазе при напряжении ниже установленного порога;
- время превышения максимального тока по каждой фазе;
- время обновления встроенного ПО счетчика;
- время изменения коммуникаций по HDLC (HDLC communication);
- время изменения состояния цифровых выходов в режиме телеуправления;
- время превышения порога для $\text{tg}(\phi)$;
- время автоматической калибровки счетчика по интерфейсному запросу;
- время инициализации четвертого массива профиля;
- время прерывания напряжения (по заданному порогу);

В журналах показателей качества электроэнергии фиксируются времена выхода/возврата за установленные верхнюю/нижнюю нормально/предельно допустимую границу:

- установившихся напряжений: фазных, межфазных, прямой последовательности;
- установившейся частоты сети;
- суммарных коэффициентов гармонических составляющих фазных и межфазных напряжений;
- коэффициентов несимметрии напряжения по нулевой и обратной последовательностям;

Глубина хранения каждого журнала выхода за нормально допустимые границы 20 записей, за предельно допустимые границы – 10 записей.

В журналах провалов и перенапряжений фиксируется остаточное напряжение и длительность провала напряжения и величина и длительность перенапряжения для каждой фазы сети и трехфазной системы. Глубина хранения фазных журналов 20 записей, трехфазной системы – 40 записей. Кроме журналов провалов и перенапряжений ведется статистическая таблица параметров провалов и перенапряжений для каждой фазы сети и трехфазной системы. Статистические таблицы могут очищаться по интерфейсному запросу с фиксацией факта и времени очистки.

ки в журналах очистки статистики.

В журналах превышения порога мощности фиксируется время выхода/возврата за установленную границу среднего значения активной и реактивной мощности прямого и обратного направления из первого, второго или третьего массива профиля мощности. Глубина хранения журнала по каждой мощности 10 записей.

В статусном журнале фиксируется время и значение измененного слова состояния счетчика. Глубина хранения статусного журнала 10 записей.

Устройство индикации

Счетчики имеют жидкокристаллический индикатор (ЖКИ) с подсветкой для отображения учтенной энергии и измеряемых величин с соответствующими OBIS кодами и три кнопки управления режимами индикации.

Счетчики в режиме индикации основных параметров позволяют отображать на индикаторе:

- учтенную активную и реактивную энергию прямого и обратного направления и четырехквадрантную реактивную энергию по каждому тарифу и сумме тарифов;
- энергию с учетом потерь в линии передачи и силовом трансформаторе;
- число импульсов от внешних датчиков по цифровому входу 1 и 2.

Все перечисленные выше данные сохраняются в архивах с возможностью просмотра на индикаторе:

- всего от сброса показаний (нарастающий итог);
- за текущий и предыдущий год;
- за текущий и предыдущий месяц;
- за текущие и предыдущие сутки;
- на начало текущего года;
- на начало текущего и предыдущего месяца;
- на начало текущих и предыдущих суток.

Счетчики в режиме и индикации основных параметров, кроме перечисленных выше, отображают значения и время фиксации утренних и вечерних максимумов мощности по первому, второму и третьему массиву профиля мощности.

Счетчики в режиме индикации вспомогательных параметров позволяют отображать на индикаторе данные вспомогательных режимов измерения, приведенных в таблице 5, версию ПО счетчика и контрольную сумму метрологически значимой части ПО.

Интерфейсы связи

Счетчики СЭТ-4ТМ.03МК имеют четыре равноприоритетных, независимых, гальванически изолированных интерфейса связи: два RS-485, оптический интерфейс (ГОСТ IEC 61107-2011) и Ethernet (опционально).

Счетчики обеспечивают возможность дистанционного управления функциями, программирования (перепрограммирования) режимов и параметров, считывания параметров и данных измерений через интерфейсы связи. Счетчики поддерживают ModBus-подобный, СЭТ-4ТМ совместимый протокол обмена, протокол DLMS/COSEM (СПОДЭС) и канальный пакетный протокол системы «Пирамида» через интерфейс связи Ethernet.

Работа со счетчиками через интерфейсы связи может производиться с применением программного обеспечения «Конфигуратор СЭТ-4ТМ».

Доступ к параметрам и данным со стороны интерфейсов связи защищен паролями на чтение и программирование (два уровня доступа). Метрологические коэффициенты и заводские параметры защищены аппаратной перемычкой и не доступны без снятия пломб предприятия-изготовителя и нарушения знака поверки.

Зашита от несанкционированного доступа

Для защиты от несанкционированного доступа в счетчиках предусмотрена установка пломб ОТК предприятия-изготовителя и организации, осуществляющей поверку счетчика.

После установки на объект счетчики должны пломбироваться пломбами обслуживаю-

щей организации.

Кроме механического пломбирования в счетчике предусмотрено электронное пломбирование корпуса счетчика и крышки зажимов. При этом факт и время вскрытия крышек фиксируется в соответствующих журналах событий счетчика.

В счетчиках установлен датчик магнитного поля, фиксирующий воздействие на счетчик магнитного поля повышенной индукции. Факт и время воздействия на счетчик повышенной магнитной индукции фиксируется в журнале событий.

Общий вид счетчика, схема пломбирования от несанкционированного доступа, обозначение места нанесения знака поверки представлены на рисунке 1.

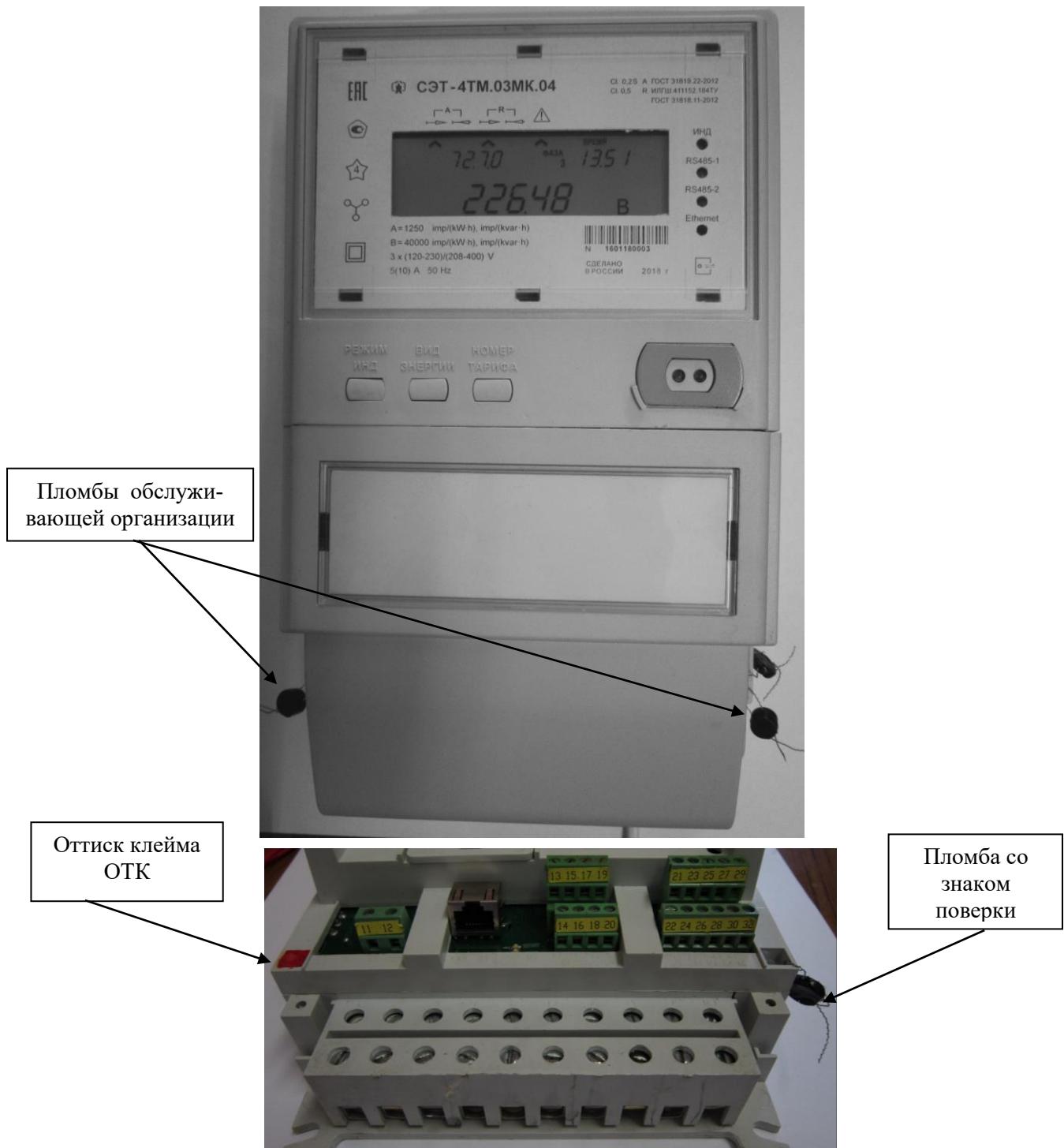


Рисунок 1 – Общий вид счетчика, схема пломбирования от несанкционированного доступа, обозначение места нанесения знака поверки

Программное обеспечение

Программное обеспечение (ПО) счетчиков имеет структуру с разделением на метрологически значимую и метрологически незначимую части. Каждая структурная часть исполняемого кода программы во внутренней памяти микроконтроллера защищается циклической контрольной суммой, которая непрерывно контролируется системой диагностики счетчиков.

Метрологические характеристики счетчиков напрямую зависят от калибровочных коэффициентов, которые записываются в память счетчиков на предприятии-изготовителе на стадии калибровки. Калибровочные коэффициенты защищаются циклическими контрольными суммами, которые непрерывно контролируются системой диагностики счетчиков. Массивы калибровочных коэффициентов защищены аппаратной перемычкой защиты записи и не доступны для изменения без вскрытия счетчиков.

При обнаружении ошибок контрольных сумм (КС) системой диагностики устанавливаются флаги ошибок в слове состояния счетчиков с записью события в статусный журнал счетчиков и отображением сообщения об ошибке на ЖКИ:

- E-09 - ошибка КС метрологически незначимой части программы;
- E-10 - ошибка КС массива калибровочных коэффициентов;
- E-15 - ошибка КС метрологически значимой части программы.

Метрологические характеристики нормированы с учетом влияния программного обеспечения.

Конструкция счетчиков исключает возможность несанкционированного влияния на ПО счетчика и измерительную информацию.

Версия ПО счетчиков и цифровой идентификатор ПО могут отображаться на ЖКИ в кольце индикации вспомогательных параметров.

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

Таблица 6 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	set4tm03mk.hex
Номер версии (идентификационный номер) ПО	16.00.XX
Цифровой идентификатор ПО	9BE2
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения	CRC 16 ModBus RTU

Номер версии ПО состоит из трех полей, каждое поле содержит два символа:

- первое поле - код устройства (16 – СЭТ-4ТМ.03МК);
- второе поле – номер версии метрологически значимой части ПО;
- третье поле – номер версии метрологически незначимой части ПО.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 7 - Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Класс точности при измерении в прямом и обратном направлении в соответствии с вариантом исполнения:	
– активной энергии по ГОСТ 31819.22-2012	0,2S или 0,5S;
– реактивной энергии по ИЛГШ.411152.184ТУ	0,5*
– реактивной энергии по ГОСТ 31819.23-2012	1,0
Номинальный (максимальный) ток ($I_{\text{ном}}/I_{\text{макс}}$), А	1 (2) или 5 (10)
Максимальный ток в течение 0,5 с, А	20 $I_{\text{макс}}$
Стартовый ток (чувствительность) (0,001 $I_{\text{ном}}$), мА	1 или 5
Номинальное напряжение ($U_{\text{ном}}$), В	3×(57,7-115)/(100-200) или

	$3 \times (120-230)/(208-400)$
Продолжение таблицы 7	
Наименование характеристики	Значение
Установленный рабочий диапазон напряжений от $0,8U_{\text{ном}}$ до $1,2U_{\text{ном}}$, В:	
- для счетчиков с $U_{\text{ном}} 3 \times (57,7-115)/(100-200)$ В	$3 \times (46-138)/(80-240);$
- для счетчиков с $U_{\text{ном}} 3 \times (120-230)/(208-400)$ В	$3 \times (96-276)/(166-480)$
Диапазон входных напряжений резервного источника питания (переменного или постоянного тока), В	от 90 до 276
Номинальная частота сети, Гц	50
Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерения, %:	
- активной мощности (прямого и обратного направления при активной, индуктивной и емкостной нагрузках в зависимости от класса точности 0,2S или 0,5S), δ_P	
при $0,05I_{\text{ном}} \leq I \leq I_{\text{макс}}$, $\cos\varphi=1$;	$\pm 0,2$ или $\pm 0,5$;
при $0,05I_{\text{ном}} \leq I \leq I_{\text{макс}}$, $\cos\varphi=0,5$;	$\pm 0,3$ или $\pm 0,6$;
при $0,01I_{\text{ном}} \leq I < 0,05I_{\text{ном}}$, $\cos\varphi=1$;	$\pm 0,4$ или $\pm 1,0$;
при $0,02I_{\text{ном}} \leq I < 0,05I_{\text{ном}}$, $\cos\varphi=0,5$;	$\pm 0,5$ или $\pm 1,0$;
при $0,05I_{\text{ном}} \leq I \leq I_{\text{макс}}$, $\cos\varphi=0,25$	$\pm 0,5$ или $\pm 1,0$
- реактивной мощности (прямого и обратного направления при активной, индуктивной и емкостной нагрузках в зависимости от класса точности 0,5 или 1), δ_Q	
при $0,05I_{\text{ном}} \leq I \leq I_{\text{макс}}$, $\sin\varphi=1$;	$\pm 0,5$ или $\pm 1,0$;
при $0,05I_{\text{ном}} \leq I \leq I_{\text{макс}}$, $\sin\varphi=0,5$;	$\pm 0,6$ или $\pm 1,0$;
при $0,01I_{\text{ном}} \leq I < 0,05I_{\text{ном}}$, $\sin\varphi=1$;	$\pm 1,0$ или $\pm 1,5$;
при $0,02I_{\text{ном}} \leq I < 0,05I_{\text{ном}}$, $\sin\varphi=0,5$;	$\pm 1,0$ или $\pm 1,5$;
при $0,05I_{\text{ном}} \leq I \leq I_{\text{макс}}$, $\sin\varphi=0,25$	$\pm 1,0$ или $\pm 1,5$;
- полной мощности, δ_S (аналогично реактивной мощности)	δ_S ;
- коэффициента активной мощности, δ_{kP}	$(\delta_P + \delta_S)$;
- коэффициента реактивной мощности, δ_{kQ}	$(\delta_Q + \delta_S)$;
- коэффициента реактивной мощности, δ_{ktg}	$(\delta_Q + \delta_P)$;
- мощности активных потерь, δ_{Pn}	$(2\delta_i + 2\delta_u)$;
- мощности реактивных потерь, δ_{Qn}	$(2\delta_i + 4\delta_u)$;
- активной энергии и мощности с учетом потерь ($P+P_n$) прямого и обратного направления, δ_{P+Pn}	$\delta_P \cdot \frac{P}{P \pm P_n} + \delta_{Pn} \cdot \frac{P_n}{P \pm P_n}$;
- реактивной энергии и мощности с учетом потерь ($Q+Q_n$) прямого и обратного направления, δ_{Q+Qn}	$\delta_Q \cdot \frac{Q}{Q \pm Q_n} + \delta_{Qn} \cdot \frac{Q_n}{Q \pm Q_n}$
Средний температурный коэффициент в диапазоне температур от -40 до $+60$ °C (в зависимости от класса точности), %/К, при измерении:	
- активной энергии и мощности	
при $0,05I_{\text{ном}} \leq I \leq I_{\text{макс}}$, $\cos\varphi=1$	0,01 или 0,03;
при $0,05I_{\text{ном}} \leq I \leq I_{\text{макс}}$, $\cos\varphi=0,5$	0,02 или 0,05;
- реактивной энергии и мощности	
при $0,05I_{\text{ном}} \leq I \leq I_{\text{макс}}$, $\sin\varphi=1$;	0,03 или 0,05;
при $0,05I_{\text{ном}} \leq I \leq I_{\text{макс}}$, $\sin\varphi=0,5$	0,05 или 0,07
Точность хода встроенных часов в нормальных условиях во включенном и выключенном состоянии, с/сут	$\pm 0,5$
Изменение точности хода часов в диапазоне рабочих температур, $^{\circ}\text{C} / \text{сут}$:	
- во включенном состоянии в диапазоне температур от -40 до $+60$ °C	$\pm 0,1$;
- в выключенном состоянии в диапазоне температур от -40 до $+70$ °C	$\pm 0,22$

Продолжение таблицы 7

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измеряемых частот, Гц	от 42,5 до 57,5
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерения частоты, Гц	$\pm 0,01$
Диапазон измерения отклонения частоты от 50 Гц, Гц	от -7,5 до +7,5
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерения отклонения частоты, Гц	$\pm 0,01$
Диапазон измерения среднеквадратического значения напряжения, В: - фазного напряжения (U_A , U_B , U_C) - фазного напряжения основной частоты ($U_{A(1)}$, $U_{B(1)}$, $U_{C(1)}$) - междуфазного напряжения (U_{AB} , U_{BC} , U_{CA}) - междуфазного напряжения основной частоты ($U_{AB(1)}$, $U_{BC(1)}$, $U_{CA(1)}$) - напряжения прямой последовательности (U_1)	от 0,1 $U_{\text{ном}\ \text{н}}$ до 1,5 $U_{\text{ном}\ \text{в}}$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерения среднеквадратического значения напряжения, %	$\pm 0,2$
Диапазон измерения положительного отклонения среднеквадратического значения фазного и междуфазного напряжения ($\delta U_{(+)}$), %	от 0 до +50
Диапазон измерения отрицательного отклонения среднеквадратического значения фазного и междуфазного напряжения ($\delta U_{(-)}$), %	от 0 до +90
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерения положительного и отрицательного отклонений среднеквадратического значения фазного и междуфазного напряжения, %	$\pm 0,2$
Диапазон измерения коэффициента несимметрии напряжения по нулевой (K_{0U}) и обратной (K_{2U}) последовательностям, %	от 0 до 20
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерения коэффициента несимметрии напряжения, %	$\pm 0,15$
Диапазон измерения суммарного коэффициента гармонических составляющих фазных (K_{uA} , K_{uB} , K_{uC}) и междуфазных (K_{uAB} , K_{uBC} , K_{uCA}) напряжений, %	от 0,1 до 50
Пределы допускаемой погрешности измерения суммарного коэффициента гармонических составляющих фазных и междуфазных напряжений, %: - при $K_u < 1\%$, (Δ)** - при $K_u \geq 1\%$, (δ)***	$\pm 0,1$ ± 5
Диапазон измерения коэффициента n-ой гармонической составляющей фазного ($K_{uA(n)}$, $K_{uB(n)}$, $K_{uC(n)}$) и междуфазного ($K_{uAB(n)}$, $K_{uBC(n)}$, $K_{uCA(n)}$) напряжения, (n=2 – 40), %	от 0,05 до 50
Пределы допускаемой погрешности измерения коэффициента n-ой гармонической составляющей фазного и междуфазного напряжения, %: - при $K_u < 1\%$, (Δ)** - при $K_u \geq 1\%$, (δ)***	$\pm 0,05$ ± 5
Диапазон измерения коэффициента n-ой интергармонической составляющей фазного ($K_{uAi_{sg}(n)}$, $K_{uBi_{sg}(n)}$, $K_{uCi_{sg}(n)}$) и междуфазного ($K_{uABi_{sg}(n)}$, $K_{uBCi_{sg}(n)}$, $K_{uCAi_{sg}(n)}$) напряжения, (n=1 – 39), %	от 0,05 до 50
Пределы допускаемой погрешности измерения коэффициента n-ой интергармонической составляющей фазного и междуфазного напряжения, %: - при $K_u < 1\%$, (Δ)** - при $K_u \geq 1\%$, (δ)***	$\pm 0,05$ ± 5
Диапазон измерения угла фазового сдвига между фазными напряжениями основной частоты (ϕ_u) в диапазоне напряжений от 0,8 $U_{\text{ном}\ \text{н}}$ до 1,5 $U_{\text{ном}\ \text{в}}$, °	от -180 до +180

Продолжение таблицы 7

Наименование характеристики	Значение
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерения угла фазового сдвига между фазными напряжениями основной частоты, °	±0,2
Диапазон измерения угла фазового сдвига между фазным напряжением и током основной частоты (ϕ_{UI}), °	от -180 до +180
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерения угла фазового сдвига между фазным напряжением и током основной частоты, °: - при $0,1I_{\text{ном}} \leq I \leq 2I_{\text{ном}}$ - при $0,01I_{\text{ном}} \leq I \leq 0,1I_{\text{ном}}$	±0,5 ±5
Диапазон измерения среднеквадратического значения фазных токов (I), А	от $0,01I_{\text{ном}}$ до $2I_{\text{ном}}$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерения среднеквадратического значения фазных токов, %: - при $0,05I_{\text{ном}} \leq I \leq 2I_{\text{ном}}$ - при $0,01I_{\text{ном}} \leq I < 0,05I_{\text{ном}}$	±0,2 ±(0,2+0,01· $I_{\text{ном}}/I$ -1)
Диапазон измерения среднеквадратического значения фазных токов основной частоты ($I_{(1)}$), А	от $0,01I_{\text{ном}}$ до $2I_{\text{ном}}$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерения среднеквадратического значения фазных токов основной частоты, %: - при $0,05I_{\text{ном}} \leq I \leq 2I_{\text{ном}}$ - при $0,01I_{\text{ном}} \leq I < 0,05I_{\text{ном}}$	±0,2 ±(0,2+0,01· $I_{\text{ном}}/I_{(1)}$ -1)
Диапазон измерения среднеквадратического значения тока прямой (I_1) последовательности основной частоты, А	от $0,01I_{\text{ном}}$ до $2I_{\text{ном}}$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерения среднеквадратического значения тока прямой (I_1) последовательности основной частоты, %: - при $0,05I_{\text{ном}} \leq I \leq 2I_{\text{ном}}$ - при $0,01I_{\text{ном}} \leq I < 0,05I_{\text{ном}}$	±0,2 ±(0,2+0,01· $I_{\text{ном}}/I_1$ -1)
Диапазон измерения коэффициента несимметрии тока по нулевой (K_{0I}) и обратной (K_{2I}) последовательностям в диапазоне токов от $0,05I_{\text{ном}}$ до $2I_{\text{ном}}$, %	от 0 до 50
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерения коэффициента несимметрии тока по нулевой и обратной последовательностям, %	±0,3
Диапазон измерения суммарного коэффициента гармонических составляющих фазных токов (K_I), %	от 0,1 до 60
Пределы допускаемой погрешности измерения суммарного коэффициента гармонических составляющих фазных токов, %: - при $K_I < 3\%$, (Δ)** - при $K_I \geq 3\%$, (δ)***	±0,5 ±5
Диапазон измерения коэффициента n-ой гармонической составляющей тока $K_{I(n)}$, ($n=2-40$), %	от 0,05 до 50
Пределы допускаемой погрешности измерения коэффициента n-ой гармонической составляющей тока, %: - при $K_{I(n)} < 3\%$, (Δ)** - при $K_{I(n)} \geq 3\%$, (δ)***	±0,5 ±5
Диапазон измерения коэффициента интергармонической составляющей фазного тока порядка n ($K_{IAisg(n)}$, $K_{IBisg(n)}$, $K_{ICisg(n)}$), ($n=1\dots39$), %	от 0,05 до 50

Продолжение таблицы 7

Наименование характеристики	Значение
Пределы допускаемой погрешности измерения коэффициента интергармонической составляющей фазного тока порядка n , %: - при $K_{I(n)} < 3 \%$, (Δ)** - при $K_{I(n)} \geq 3 \%$, (δ)***	$\pm 0,5$ ± 5
Диапазон измерения длительности провала напряжения (Δt_n), с	от 0,01 до 60
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерения длительности провала напряжения, с	$\pm 0,02$
Диапазон измерения глубины провала напряжения (δU_n), %	от 10 до 100
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерения глубины провала напряжения, %	$\pm 1,0$
Диапазон измерения длительности временного перенапряжения ($\Delta t_{\text{пер} u}$), с	от 0,01 до 60
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерения длительности временного перенапряжения, с	$\pm 0,02$
Диапазон измерения значения перенапряжения, ($\delta U_{\text{пер}}$), % опорного напряжения	от 110 до 150
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерения значения перенапряжения, % опорного напряжения	$\pm 1,0$
Пределы допускаемой дополнительной погрешности измерения частоты, напряжения и тока в диапазоне температур от -40 до $+60$ °C, δt_d , %	$0,05 \delta_d(t-t_{23})****$
<p>* ввиду отсутствия в ГОСТ 31819.23-2012 класса точности 0,5, пределы погрешностей при измерении реактивной энергии счетчиков класса точности 0,5 устанавливаются равными пределам соответствующих погрешностей счетчиков активной энергии класса точности 0,5S по ГОСТ 31819.22-2012.</p> <p>** где Δ – абсолютная погрешность.</p> <p>*** где δ – относительная погрешность.</p> <p>**** где δ_d – пределы допускаемой основной погрешности измеряемой величины, t – температура рабочих условий, t_{23} – температура $+23$ °C.</p>	

Таблица 8 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Постоянная счетчиков, имп./($kVt \cdot \text{ч}$), имп./($\text{kвар} \cdot \text{ч}$): - режим испытательных выходов А для счетчиков с $U_{\text{ном}} 3 \times (57,7-115)/(100-200)$ В $I_{\text{ном}}=1 \text{ A}$ $I_{\text{ном}}=5 \text{ A}$	25000 5000
для счетчиков с $U_{\text{ном}} 3 \times (120-230)/(208-400)$ В $I_{\text{ном}}=1 \text{ A}$ $I_{\text{ном}}=5 \text{ A}$	6250 1250
- режим испытательных выходов В для счетчиков с $U_{\text{ном}} 3 \times (57,7-115)/(100-200)$ В $I_{\text{ном}}=1 \text{ A}$ $I_{\text{ном}}=5 \text{ A}$	800000 160000
для счетчиков с $U_{\text{ном}} 3 \times (120-230)/(208-400)$ В $I_{\text{ном}}=1 \text{ A}$ $I_{\text{ном}}=5 \text{ A}$	200000 40000

Продолжение таблицы 8

Наименование характеристики	Значение
Жидкокристаллический индикатор: - число индицируемых разрядов - цена единицы младшего разряда при отображении энергии и коэффициентах трансформации равных 1, кВт·ч (квар·ч)	8; 0,01
Тарификатор: -число тарифов - число тарифных зон в сутках с дискретностью 10 мин - число типов дней - число сезонов	8; 144; 8; 12
Активная (полная) мощность, потребляемая каждой параллельной цепью напряжения счетчика, Вт (В·А), не более: при 57,7 В при 115 В при 120 В при 230 В	1,1 (1,2) 1,2 (1,3) 1,2 (1,3) 1,6 (1,8)
При работе от источника резервного питания для каждой параллельной цепи напряжения: - ток потребления, мА, не более - входное сопротивление, МОм - входная емкость, пФ	0,5 1 1500
Полная мощность, потребляемая каждой последовательной цепью, В·А, не более	0,1
Максимальный ток потребления от резервного источника питания переменного и постоянного тока в диапазоне напряжений от 90 до 276 В, мА, не более - счетчики без дополнительного интерфейсного модуля при = 90 В при = 276 В при ~ 90 В при ~ 276 В - счетчики с дополнительным интерфейсным модулем (ток 200 мА) при = 90 В при = 276 В при ~ 90 В при ~ 276 В	35 15 50 20 80 30 90 40
Скорость обмена информацией, бит/с: - по оптическому порту - по интерфейсу RS-485	9600; 115200, 76800, 57600, 38400, 19200, 9600, 4800, 2400, 1200, 600, 300
Начальный запуск счетчика, с, менее,	5
Характеристики испытательных выходов: - количество выходов изолированных конфигурируемых - максимальное напряжение в состоянии «разомкнуто», В - максимальный ток в состоянии «замкнуто», мА - выходное сопротивление: в состоянии «разомкнуто», кОм в состоянии «замкнуто», Ом	2; 30; 50; > 50; < 200

Продолжение таблицы 8

Наименование характеристики	Значение
Характеристики цифровых входов: - количество цифровых входов - напряжение присутствия сигнала, В - напряжение отсутствия сигнала, В	2; от 4 до 30; от 0 до 1,5;
Сохранность данных при прерываниях питания, лет: - информации, более - внутренних часов (питание от литиевой батареи), не менее	40; 12
Самодиагностика	Циклическая, непрерывная
Рабочие условия эксплуатации: - температура окружающего воздуха, °C - относительная влажность при 30 °C, % - давление, кПа	от -40 до +60; 90; от 70 до 106,7
Габаритные размеры, мм, не более - высота - ширина - длина	299 170 101
Масса, кг, не более	1,65
Средний срок службы, лет	30
Средняя наработка до отказа, ч	220000
Время восстановления, ч	2

Знак утверждения типа

наносится на панели счетчиков методом офсетной печати. В эксплуатационной документации знак утверждения типа наносится на титульных листах типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 9 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Счетчик электрической энергии многофункциональный измеритель ПКЭ СЭТ-4ТМ.03МК_.__ (одно из исполнений)	Согласно таблицы 2	1 шт.
Формуляр	ИЛГШ.411152.184ФО	1 экз.
Руководство по эксплуатации. Часть 1	ИЛГШ.411152.184РЭ	1 экз.
Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки	ИЛГШ.411152.184РЭ1	1 экз.*
Руководство по эксплуатации. Часть 3. Дистанционный режим	ИЛГШ.411152.184РЭ2	1 экз.*
Руководство по эксплуатации. Часть 4. Измерение и учет потерь	ИЛГШ.411152.184РЭ3	1 экз.*
Программное обеспечение «Конфигуратор СЭТ-4ТМ», версия не ниже 19.07.18	ИЛГШ.00004-01	1 шт.*
Индивидуальная упаковка	ИЛГШ.411915.311-01	1 шт.

- 1 Позиции, помеченные знаком *, поставляются поциальному заказу.
 2 Счетчик можно заказать с прозрачной крышкой зажимов (см. пример заказа).
 3 Ремонтная документация разрабатывается и поставляется поциальному договору с организациями, проводящими послегарантийный ремонт счетчиков.

Проверка

осуществляется по документу ИЛГШ.411152.184РЭ1 «Счетчик электрической энергии многофункциональный – измеритель ПКЭ СЭТ-4ТМ.03МК. Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки», утвержденному ФБУ «Нижегородский ЦСМ» 03 декабря 2018 г.

Основные средства поверки:

- рабочий эталон 2-го разряда по ГОСТ 8.551-2013;
- калибратор переменного тока Ресурс К2М (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде № 31319-12);
- ваттметр-счетчик электрической энергии трехфазный эталонный ЦЭ7008 (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде № 27558-11);
- частотомер электронно-счетный ЧЗ-63 (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде № 9084-83);
- секундомер механический СОСпр-2б-2: (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде № 11519-11);

Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик поверяемых счетчиков с требуемой точностью.

Знак поверки наносится на счетчик давлением на специальную мастику или навесную пломбу, расположенную в месте крепления верхней части корпуса к основанию.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в эксплуатационном документе

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к счетчикам электрической энергии многофункциональным – измерителям ПКЭ СЭТ-4ТМ.03МК

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

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 8.551-2013 Государственная система обеспечения единства измерений. Государственная поверочная схема для средств измерений электрической мощности и электрической энергии в диапазоне частот от 1 до 2500 Гц

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

ГОСТ 33073-2014 Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Контроль и мониторинг качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения

ГОСТ 30804.4.7-2013 Совместимость технических средств электромагнитная. Общее руководство по средствам измерений и измерениям гармоник и интергармоник для систем электроснабжения и подключаемых к ним технических средств

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

ИЛГШ.411152.184ТУ. Счетчики электрической энергии многофункциональные – измерители ПКЭ СЭТ-4ТМ.03МК. Технические условия

Изготовитель

Акционерное общество «Нижегородское научно-производственное объединение имени М.В. Фрунзе» (АО «ННПО имени М.В. Фрунзе»)

ИНН 5261077695

Адрес: 603951, г. Нижний Новгород, пр. Гагарина, 174

Телефон (факс): (831) 466-66-00

Web-сайт: www.nzif.ru

E-mail: mail@nzif.ru

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Нижегородской области»

(ФБУ «Нижегородский ЦСМ»)

Адрес: 603950, г. Нижний Новгород, ул. Республикаанская, д. 1

Телефон: (831) 428-78-78, факс: (831) 428-57-48

Web-сайт: www.nncsm.ru

E-mail: mail@nncsm.ru

Аттестат аккредитации ФБУ «Нижегородский ЦСМ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30011-13 от 27.11.2013 г.

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

А.В. Кулешов

М.п. « ____ » _____ 2019 г.