

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Счетчики электрической энергии однофазные статические РиМ 189.01, РиМ 189.02, РиМ 189.03, РиМ 189.04

Назначение средства измерений

Счетчики электрической энергии однофазные статические РиМ 189.01, РиМ 189.02, РиМ 189.03, РиМ 189.04 (далее – счетчики) являются многофункциональными приборами, и предназначены для измерения активной и реактивной электрической энергии и мощности (активной, реактивной, полной) в однофазных двухпроводных электрических цепях переменного тока промышленной частоты, а также для дистанционного отключения / подключения абонента (в зависимости от исполнения). Счетчики имеют встроенный тарификатор и реализуют многотарифный учет активной электрической энергии.

Счетчики измеряют среднеквадратические значения напряжения, тока нагрузки, частоту, коэффициент мощности $\cos \varphi$ а также (в зависимости от варианта исполнения) количество ампер-часов, потребленных абонентом при обрыве нулевого провода.

Счетчики измеряют комплексные параметры качества электрической энергии - продолжительность времени выхода напряжения и частоты за пределы нормальных (предельных) норм качества электричества по установившемуся отклонению напряжения δU_n (ПКЭн) и отклонению частоты Δf (ПКЭф) по ГОСТ 13109-97, ГОСТ Р 51317.4.30-2008.

Описание средства измерений

Принцип действия счетчиков основан на цифровой обработке аналоговых входных сигналов тока и напряжения при помощи специализированных микросхем с встроенным АЦП. Цифровой сигнал, пропорциональный мгновенной мощности (активной - по модулю, реактивной – с учетом направления), обрабатывается микроконтроллером. По полученным значениям модуля мгновенной активной мощности формируются накопленные значения количества потребленной активной электрической энергии, в том числе по тарифно, учет реактивной энергии ведется с учетом направления – отдельно для 1 и 3 квадрантов (индуктивная энергия) и 2 и 4 квадрантов (емкостная энергия).

Счетчики оснащены гальванически развязанными интерфейсами RF (радиоканал) и PLC (по силовой сети) для подключения к информационным сетям автоматизированных систем учета электроэнергии и предназначены для эксплуатации как автономно, так и в составе автоматизированных систем контроля и учета энергопотребления (далее АС).

Счетчики (в зависимости от варианта исполнения) оснащены устройством коммутации нагрузки (далее - УКН) и позволяют выполнять отключение/подключение абонента автоматически (в случае превышения УПМ) или дистанционно при помощи устройств АС по интерфейсам PLC или RF.

Счетчики реализуют дополнительную функцию – отдельный учет потребленной активной электрической энергии при превышении установленного порога активной мощности (далее – УПМ).

Счетчики размещаются непосредственно на отводе воздушной линии к абоненту, в месте, недоступном для абонента, что исключает возможность скрытого подключения нагрузки.

Показания счетчиков считываются дистанционно по интерфейсам RF и PLC.

Интерфейс PLC предназначен для обмена данными по силовой сети. Интерфейс RF предназначен для обмена данными по радиоканалу. Интерфейсы RF и PLC работают в тандеме и обеспечивают резервирование обмена данными при работе счетчиков в составе АС. В качестве устройств АС могут использоваться устройства разработки ЗАО «Радио и Микроэлектроника», использующие для обмена информацией протоколы обмена ВНКЛ.411152.029 ИС и ВНКЛ.411711.004 ИС, например маршрутизатор каналов связи РиМ 099.02.

При работе счетчиков в автономном режиме для считывания информации и конфигурирования счетчиков по интерфейсам (с учетом функциональных возможностей интерфейсов,

см. таблицу 1) предназначен терминал мобильный РиМ 099.01 (далее – МТ), представляющий собой персональный компьютер (ноутбук) с комплектом аппаратных средств для подключения интерфейсов счетчиков и соответствующих программных продуктов. Информация, считанная со счетчиков (значения измеряемых величин, заводские номера, параметры адресации и другие служебные параметры), отображается на мониторе МТ в рабочем окне соответствующей программы.

Считывание информации по интерфейсу RF выполняется при помощи дистанционного дисплея РиМ 040.03 (далее – ДД). ДД используется непосредственно абонентом и выполняет функцию визуализации измерительной информации, считанной со счетчика. ДД считывает информацию только с того счетчика, номер которого занесен в ДД в процессе его конфигурирования. Питание ДД (в зависимости от варианта исполнения) осуществляется от двух элементов питания типа АА 1,5 В или сетевого напряжения. Считанная информация в ДД недоступна корректировке.

ДД (в зависимости от варианта исполнения) оснащен оптопортом по ГОСТ Р МЭК 61107-2001 (IEC 61107).

Интерфейсы PLC, RF предназначены как для считывания информации со счетчиков (измерительной информации - данных о потреблении электроэнергии, в том числе потарифно, других измеряемых и служебных параметров), так и для конфигурирования счетчика (т.е. задания тарифного расписания, активирования функции отдельного учета при превышении УПМ, регистрации номера счетчика в ДД, задания параметров адресации по PLC и RF и других служебных параметров).

Считывание информации и конфигурирование счетчиков по интерфейсам PLC и RF выполняются с использованием программы Crowd_Pk.exe.

Примечание – Регистрация номера счетчика в ДД выполняется также вручную при помощи кнопки управления ДД.

Измерительная информация недоступна для корректировки при помощи внешних программ, в том числе при помощи программ конфигурирования счетчиков, и сохраняется в энергонезависимой памяти не менее 40 лет при отсутствии напряжения питания счетчика.

Счетчики выполняют фиксацию показаний на заданный произвольный момент времени (режим Стоп-кадр, СК). Эти данные доступны для считывания по интерфейсам счетчика.

Счетчики, оснащенные УКН, выполняют коммутацию нагрузки (отключение/подключение). Отключение абонента от сети выполняется автоматически (в случае превышения УПМ, а также при обрыве нулевого провода) или дистанционно при помощи устройств АС по интерфейсам PLC или RF. Подключение абонента к сети выполняется при помощи устройств АС по интерфейсам PLC или RF, или при помощи ДД. Если отключение абонента произошло автоматически по превышению УПМ, разрешение на подключение не требуется, включение возможно после снижения мощности нагрузки ниже УПМ и не ранее, чем через 1 минуту после отключения.

Счетчики, не оснащенные УКН, при обрыве нулевого провода измеряют количество потребленных ампер-часов, которое может использоваться для расчета потребления энергии абонентом в случае преднамеренного или непреднамеренного нарушения работы счетчика.

Основные характеристики счетчиков приведены в таблице 1.

Таблица 1

Условное обозначение	Базовый/максимальный ток, А	Учет ампер-часов	Класс точности при измерении активной /реактивной энергии	Количество тарифов/тарифных зон	Интерфейсы	УКН	Штрих-код по EAN-13	Код типа счетчика
РиМ 189.01	5/100	Есть	1 / 2	8/256	PLC, RF	Нет	4607134510854	189.01
РиМ 189.02	5/80	Нет	1 / 2	8/256	PLC, RF	Есть	4607134510861	189.02
РиМ 189.03	5/100	Есть	1 / Не нормируется	8/256	PLC, RF	Нет	4607134510991	189.03
РиМ 189.04	5/80	Нет	1 / Не нормируется	8/256	PLC, RF	Есть	4607134511004	189.04

Количество тарифов и тарифное расписание счетчиков задаются встроенным тарификатором, имеющим часы реального времени (далее ЧРВ). Количество тарифов и тарифное расписание, а также перечень значений измеряемых и служебных величин, выводимых на дисплей МТ или ДД, доступны для установки и корректировки дистанционно или непосредственно на месте эксплуатации счетчиков по интерфейсу RF или PLC (см. таблицу 3).

Счетчики ведут журналы, в которых накапливается измерительная и служебная информация (результаты самодиагностики, дата и время включения и выключения сети, корректировки (перепрограммирования) служебных параметров, время фиксации максимальной средней активной мощности, значений измеряемых величин на расчетный день и час (РДЧ) и др.). В журнале событий выделены отдельные журналы для фиксации групп событий.

Измерительная информация недоступна корректировке, служебная информация счетчиков защищена системой паролей, в том числе при считывании.

Перечень величин, измеряемых счетчиками, соответствует приведенному в таблице 2.

Таблица 2

Наименование измеряемой величины	Тарификация
Энергия	
активная (импорт+экспорт) (по модулю)	Потарифно
реактивная индуктивная (I и III квадрант)	Не тарифицируется
реактивная емкостная (II и IV квадрант)	Не тарифицируется
Мощность*	
активная (импорт+экспорт)	
реактивная индуктивная (I и III квадрант)	
реактивная емкостная (II и IV квадрант)	
полная мощность ****	
Ток, среднеквадратическое (действующее) значение *	
Напряжение, среднеквадратическое (действующее) значение *	
Частота сети ***	
Ампер-часы при отсутствии напряжения на счетчике (при обрыве нулевого провода)	
Среднее значение активной мощности на программируемом интервале** (активная интервальная мощность, Ринт)	
Максимальное значение средней активной мощности на месячном интервале (максимальная интервальная мощность на РДЧ, Ррдч)	
Коэффициент мощности $\cos \varphi$ ****	
Температура внутри корпуса счетчика****	
Показатель качества электроэнергии (время подачи некачественной электроэнергии)	
<p>* Время интегрирования значений (период измерения) напряжений, токов, мощностей составляет 1 секунду (50 периодов сетевого напряжения).</p> <p>** Длительность интервала интегрирования программируется (устанавливается из ряда: 1, 2, 3, 4, 5, 6, 10, 12, 15, 20, 30, 60 минут).</p> <p>*** длительность интервала интегрирования 20 с.</p> <p>**** метрологические характеристики не нормируются</p>	

Активная и реактивная мощность с периодом интегрирования 1 с (далее – текущая мощность, активная $P_{тек}$ или реактивная $Q_{тек}$ соответственно), определяются как энергия, потребленная за 1 с (активная и реактивная соответственно).

Полная мощность с периодом интегрирования 1 с (далее – полная мощность) определяется по формуле

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2}, \quad (1.0)$$

где P – текущее значение активной мощности, Вт;
 Q – текущее значение реактивной мощности, вар;
 S – текущее значение полной мощности, ВА;
 $\sqrt{}$ – функция, возвращающая квадратный корень числа.

Средняя активная мощность на программируемом интервале (активная интервальная мощность) определяется методом «скользящего окна» по формуле

$$P_{\text{инт}} = 1/T \times \int_0^T P_{\text{тек}} dt, \quad (1.1)$$

где $P_{\text{инт}}$ – расчетное значение средней активной мощности;
 $P_{\text{тек}}$ – измеренное значение текущей активной мощности, Вт;
 T – значение программируемого интервала.

Максимальная средняя активная мощность на месячном интервале (максимальная интервальная мощность на РДЧ - Ррдч) определяется как максимальное значение из зафиксированных значений $P_{\text{инт}}$ за текущий месяц.

Количество ампер-часов при отсутствии напряжения определяется по формуле

$$A = 10^{-3}/3600 \times \int_0^T I dt, \quad (1.2)$$

где A – расчетное значение ампер-часов, А ч;
 I – действующее (среднеквадратичное) значение тока;
 T – время работы счетчика с отключенным напряжением питания (с отключенным нулевым проводом), с.

Показатель качества электроэнергии ПКЭ U определяется по алгоритму:

а) Установившееся значение напряжения определяется усреднением секундных значений среднеквадратических $U_{\text{эфф}}$ в течение минуты по формуле

$$U_y = \sqrt{(\sum_{i=0}^{n-1} U_{\text{эфф}}^2)/n}/n \quad (1.3)$$

где U_y – установившееся значение напряжения, В;
 $U_{\text{эфф}}$ – среднеквадратическое значение напряжения, В;
 n – количество секунд значений в течении минуты;
 $\sqrt{}$ – функция, возвращающая квадратный корень числа.

б) Усредненные значения напряжения сравниваются с номинальным значением и вычисляются установившиеся отклонения напряжения в процентах по формуле

$$\delta U = 100 * (U_y - U_{\text{ном}})/U_{\text{ном}} \quad (1.4)$$

где δU – отклонение напряжения, %;

U_y – усредненное значения напряжения, В;

$U_{\text{ном}}$ – номинальное значение напряжения по ГОСТ 21128-83, В.

в) Установившиеся отклонения напряжения сравниваются с порогами $\pm 5\%$ и $\pm 10\%$.

При единичном выходе отклонения напряжения за пределы $\pm 10\%$ фиксируется некачественное напряжение в течение текущих суток.

При установившемся отклонении напряжения, лежащем в диапазоне между 5% и 10% фиксируется количество минутных отсчетов с таким отклонением в отдельном счетчике.

При превышении содержимого этого счетчика значения «72» (5% от времени суток) фиксируется некачественное напряжение в течение текущих суток.

Показатель качества электроэнергии ПКЭ f определяется по алгоритму:

а) Установившееся значение частоты определяется усреднением N отсчетов частоты за 20 с по формуле

$$F_y = (\sum_{i=1}^N f_i)/N, \quad (1.5)$$

где F_y - установившееся значение частоты, Гц;

f_i – отсчет частоты за 20 с;

N – количество отсчетов за 20 с.

б) вычисляется отклонение частоты по формуле

$$\Delta f = F_y - F_{\text{ном}}, \quad (1.6)$$

где $F_{\text{ном}}$ – номинальное значение частоты - 50 Гц;

F_y - установившееся значение частоты, Гц;

Δf - отклонение частоты.

в) Отклонение частоты сравнивается с нормально допустимыми ($\pm 0,2$ Гц) и предельно допустимыми значениями ($\pm 0,4$ Гц).

Если в течение суток наблюдается выход частоты за предельно допустимые значения, то фиксируется некачественная частота в течение суток.

Если наблюдается выход частоты за нормально допустимые пределы (но в предельно допустимых значениях), то нарушение качества энергии по частоте фиксируется, если количество отклонений в течение суток более 216, т.е. более 5% времени подачи электроэнергии.

Коэффициент мощности $\cos \varphi$ определяется по формуле

$$\cos \varphi = P / S, \quad (1.7)$$

где P – текущее значение активной мощности, Вт;

Q – текущее значение реактивной мощности, вар;

S – текущее значение полной мощности, ВА.

Функциональные возможности счетчиков:

- а) измерение активной энергии (по модулю):
 - (1) – текущей потарифно;
 - (2) - на РДЧ (потарифно);
- б) измерение реактивной энергии (индуктивной, емкостной):
 - (1) - текущей;
 - (2) - на РДЧ;
- в) измерение активной, реактивной и полной * мощности с периодом интегрирования 1 с (текущей мощности);
- г) измерение средней активной мощности на программируемом интервале ($P_{\text{инт}}$), с длительностью интервала от 1 до 60 минут;
- д) определение максимального значения $P_{\text{инт}}$ на расчетный день и час с фиксацией времени максимума;
- е) измерение среднеквадратического (действующего) значения напряжения с усреднением по ГОСТ 13109 на минутном интервале;
- ж) определение количества минутных значений напряжения, лежащих за пределами нормальных (предельных) норм качества электричества в течение суток;
- з) измерение среднего значения частоты сети на интервале 20 с по ГОСТ 13109-97;
- и) определение количества 20-секундных отсчетов частоты, лежащих за пределами нормальных (предельных) норм показателей качества электроэнергии в течение суток;
- к) определение ПКЭ за сутки;
- л) фиксация показаний активной энергии в режиме «Стоп-кадр» в установленный момент времени относительно времени отправки запроса;
- м) Учет амперчасов при наличии тока нагрузки в диапазоне от 1 до 80 А при обрыве нулевого провода (только для РИМ 189.01, РИМ 189.03);
- н) **сохранение показаний на РДЧ в «Годовом журнале» за месяц, 36 записей:**
 - активной энергии по каждому из используемых тарифов на РДЧ;
 - реактивной энергии на РДЧ (емкостная) *;
 - реактивной энергии на РДЧ (индуктивная)*;

- Максимальное значение средней активной мощности на программируемом интервале на РДЧ;
 - Дата и время фиксации максимума активной интервальной мощности;
 - Количество часов некачественной электроэнергии за учетный период (ПКЭ);
 - Алгоритм расчета ПКЭ за учетный период;
 - Количество часов работы счетчика за учетный период.
 - о) **сохранение показаний в «Месячном журнале» за сутки, 186 записей:**
 - активной энергии по каждому из используемых тарифов;
 - реактивной энергии (емкостная);
 - реактивной энергии (индуктивная);
 - количества часов некачественного напряжения сети в диапазоне $\pm (5 - 10)\%$;
 - количества часов некачественной частоты сети в диапазоне $\pm (0,2 - 0,4)$ Гц;
 - количества часов некачественного напряжения и частоты сети в выше указанных диапазонах с перекрытием по времени;
 - флаги выхода за пороги $\pm 10\%$ напряжения сети и $\pm 0,4$ Гц частоты сети;
 - количества часов работы счетчика в сутки.
 - п) **ведение журнала «Профиль мощности» с изменяемым интервалом из ряда 1, 2, 3, 4, 5, 6, 10, 12, 15, 20, 30, 60 минут, 8928 записей.**

В профиль включены:

 - количество потребленной активной энергии на выбранном интервале (интервальная активная энергия) (по модулю);
 - количество потребленной реактивной энергии на выбранном интервале, емкостной, (интервальная емкостная реактивная энергия);
 - количество потребленной реактивной энергии на выбранном интервале, индуктивной (интервальная индуктивная реактивная энергия).
 - р) **счетчики ведут журналы событий**, в которых отражены события, связанные с отсутствием напряжения, коммутацией нагрузки, перепрограммирования служебных параметров, а также аварийной ситуации - обрывом нулевого провода – не менее 1024 записей, в т.ч.:
 - журнал «Коррекций» - 512 записей: наименование изменяемого параметра в счетчике, новое значение параметра;
 - журнал «Вкл/Выкл» - 256 записей: включение/отключение напряжения сети, включение/отключение нагрузки (только для РиМ 189.02 и РиМ 189.04);
 - журнал «Качества сети» - 256 записей: отклонение от номинала напряжение сети в пределах $\pm (5 - 10)\%$, отклонение от номинала частоты сети в пределах $\pm (0,2 - 0,4)$ Гц.Все события привязаны ко времени. Журналы недоступны корректировке при помощи внешних программ.
 - с) обмен данными (см. таблицу 3)
 - по интерфейсу PLC (скорость обмена не менее 1200 бит/с);
 - по интерфейсу RF (скорость обмена не менее 4800 бит/с);
 - т) ретрансляция данных и команд (см. таблицу 3). Счетчики могут использоваться как независимые ретрансляторы по PLC и RF;
 - у) автоматическое отключение абонента от сети по превышению УПМ (только для РиМ 189.02, РиМ 189.04).
 - ф) дистанционное управление отключением/подключением абонента (только для РиМ 189.02 и РиМ 189.04):
 - при помощи устройств АС по интерфейсам RF - PLC;
 - при помощи ДД по интерфейсу RF (только включение при наличии разрешения от устройств АС).
- * Для РиМ 189.03, РиМ 189.04 - справочный параметр. Метрологические характеристики не гарантируются.

Таблица 3 - Функциональные возможности интерфейсов счетчиков

Направление обмена	Параметр	Тип интерфейса				Примечание
		PLC	RF			
			с устройствами АС	с ДД		
			дисплей	оптопорт		
1	2	3	4	5	6	
Передача данных	Тип	+	+	+		
	Заводской номер	+	+	+		
	Идентификатор ПО	+	+	-	-	
	<u>Показания текущие:</u>					
	- модуль активной энергии потарифно	+	+	+	+	
	- реактивная энергия индуктивная	+	+	+	+	
	- реактивная энергия емкостная	+	+	+	+	
	- активная мощность	+	+	+		
	- реактивная мощность, индуктивная/ емкостная	+	+	+	+	
	-полная мощность	+	+	+	-	
	- ампер-часы при отсутствии напряжения	+	+	+	-	РиМ189.01, РиМ 189.03
	- напряжение сети	+	+	+	+	
	- частота сети	+	+	+	+	
	- ток нагрузки	+	+	+	+	
	- максимальная средняя активная мощность	+	+	+	+	
	- дата и время максимума мощности	+	+	+	+	
	- коэффициент мощности cos φ	+	+	+	-	
	- дата и время ЧРВ счетчика	+	+	+	+	
	- действующий тариф	+	+	+	-	
	- температура внутри корпуса	+	+	+	-	
	<u>Показания на РДЧ:</u>					
	- модуля активной энергии потарифно	+	+	+	+	
	- реактивной энергии индуктивной	+	+	+	+	
	- реактивной энергии емкостной	+	+	+	+	
	- максимальная средняя активная мощность за месяц	+	+	+	+	
	- дата и время максимума мощности	+	+	+	+	
	- интегральный ПКЭ за месяц	+	+	+	-	
	<u>В режиме СК:</u>					
	- модуль активной энергии потарифно	+	+	-	-	
	<u>Служебная информация</u>					
	- параметры связи по PLC	+	+	-	-	
	- параметры связи по RF	+	+	-	-	
	- значение УПМ (коммутации)	+	+	+	+	РиМ 189.02, РиМ 189.04
- режим учета (с учетом превышения УПМ/без учета превышения УПМ)	+	+	+	-		
- состояние УКН (отключено/подключено)	+	+	+	-	РиМ 189.02, РиМ 189.04	
Прием данных и команд	<u>Корректировка служебной информации</u>				-	
	- номер ДД, с которого возможно включение УКН	+	+	-	-	РиМ 189.02, РиМ 189.04
	- параметров связи по PLC	+	+	-	-	
	- параметров связи по RF	+	+	-	-	

1	2	3	4	5	6
Прием данных и команд	- даты и времени	+	+	-	-
	- тарифного расписания и переносов дней (в т.ч. значение УПМ)	+	+	-	-
	- значения УПМ	+	+	-	-
Управление коммутацией нагрузки	-подключение нагрузки	+	+	+	-
	- отключение нагрузки	+	+	-	-
	- разрешение на подключение	+	+	-	-
Ретрансляция данных и команд		+	+	-	-

Счетчики оснащены оптическими испытательными выходами ТМА и ТМР для активной и реактивной энергии соответственно, характеристики оптических испытательных выходов соответствуют ГОСТ Р 52320-2005.

Счетчики выполнены в пластмассовом герметичном корпусе, степень защиты оболочек IP 65 по ГОСТ 14254-96. Внутренняя полость корпуса счетчиков заполнена герметиком. Корпус счетчиков пломбируется пломбой поверителя. Пломбирование счетчиков осуществляется навесной пломбой на выступах основания и крышки корпуса.

Общий вид счетчиков с указанием места установки пломбы поверителя приведен на рисунках 1, 2, 3.

Пример записи при заказе счетчика РиМ 189.01 без комплекта монтажных частей и ДД: «Счетчик электрической энергии трехфазный статический РиМ 189.01 ТУ 4228-055-11821941-2011».

Пример записи при заказе счетчика РиМ 189.02 с комплектом монтажных частей и ДД РиМ 040.03-ХХ: «Счетчик электрической энергии трехфазный статический РиМ 189.02 ТУ 4228-055-11821941-2011 с ДД РиМ 040.03-ХХ и комплектом монтажных частей».

Место установки пломбы поверителя



Рисунок 1 – Фотография общего вида и место установки пломбы поверителя счетчиков РиМ 189.01, РиМ 189.03

Место установки пломбы поверителя



Рисунок 2 – Фотография общего вида и место установки пломбы поверителя счетчиков РИМ 189.02, РИМ 189.04

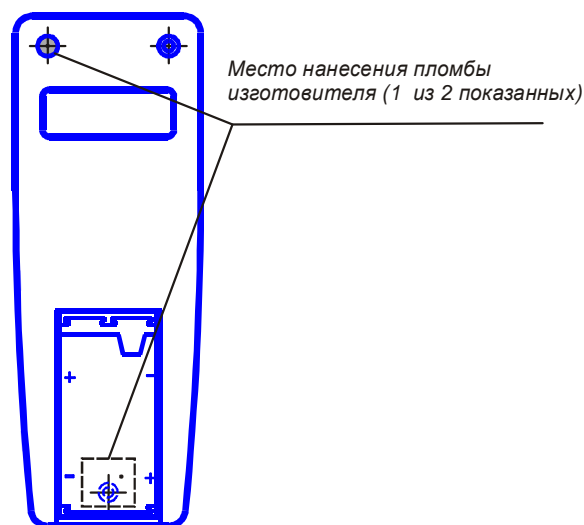


Рисунок 3 – Фотография общего вида и место установки пломбы изготовителя дисплея дистанционного РИМ 040.03 (одно из исполнений)

Программное обеспечение

Используется программное обеспечение (ПО), записываемое в постоянное запоминающее устройство (ПЗУ) контроллера счетчиков. ПО обеспечивает полное функционирование счетчиков.

При программировании используется файл с кодами, любое изменение которого приводит к полной потере работоспособности счетчиков. Считывание кода из счетчиков с целью его изменения невозможно, так как программирование происходит с установленным признаком «защита от считывания».

Уровень защиты программного обеспечения от непреднамеренных и преднамеренных изменений – А по МИ 3286-2010.

Подтверждение целостности и подлинности метрологически значимой части ПО обеспе-

чивается методом расчета для исполняемого кода ПО значений хэш-функции MD5 (Спецификация RFC-1321) и вычислением контрольной суммы CRC16 ПО (являющегося также идентификационным номером метрологически значимой части ПО) с отображением ее на дисплее МТ по запросу пользователя.

Идентификационные данные программного обеспечения приведены в таблице 4.

Таблица 4

Наименование программного обеспечения	Идентификационное наименование программного обеспечения	Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода)	Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения
РиМ 189.01 (03) программа	PM189Ø1 ВНКЛ.411152.042 ДПО	Заводские номера более 900500: 20614 Заводские номера до 900500: 21557	18901	CRC16
РиМ 189.02 (04) программа	PM189Ø2 ВНКЛ.411152.043 ДПО	Заводские номера более 900500: 20934 Заводские номера до 900500: 21932	18902	CRC16

Метрологические и технические характеристики

Базовый ток, А	5
Максимальный ток, А	см. таблицу 1
Номинальное напряжение, В	220;230
Установленный рабочий диапазон напряжения, В	от 198 до 253
Расширенный рабочий диапазон напряжения, В	от 140 до 280
Время, в течение которого счетчик выдерживает воздействие напряжения $1,7 U_{ном}$ (400 В), без последующего ухудшения характеристик, ч, не менее	0,5
Номинальная частота, Гц	50
Класс точности при измерении активной/реактивной энергии *	1 / 2
Стартовый ток, при измерении активной энергии, мА	20
Стартовый ток, при измерении реактивной энергии, мА*	25
Постоянная счетчика, имп./кВт·ч), имп./квар·ч)	4000
Мощность, потребляемая в цепи напряжения счетчика:	
- полная мощность, ВА, не более	4,0
- активная мощность, Вт, не более	1,5
Полная мощность, потребляемая в цепи тока, ВА, не более	0,1
Мощность, дополнительно потребляемая встроенными модулями связи, ВА, не более	3,0
Максимальная дальность обмена по интерфейсу PLC, м, не менее	100
Максимальная дальность действия интерфейса RF, м, не менее	100
Максимальное расстояние между счетчиком и ДД при считывании показаний и подключении нагрузки, м, не менее	25
Время сохранения данных, лет, не менее	40
Суточный ход ЧРВ, с/сут, не более	0,5
Время автономности ЧРВ при отсутствии напряжения сети, ч, не менее	60
Характеристики тарификатора	

Количество тарифов	8
Количество тарифных зон	256
Таблица праздничных дней (для тарифного расписания)	16
Таблица переноса дней (для тарифного расписания)	16
Характеристики УКН счетчиков РиМ 189.02, РиМ 189.04 коммутлируемый ток не более 80 А при напряжении не более 264 В	
Погрешность измерения частоты, Гц, не более	± 0,03
Погрешность определения ПКЭ, мин., не более	± 1
Масса, кг, не более	0,65
Габаритные размеры, мм, не более	130 x 90 x 165
Установочные размеры: наружный диаметр фазного провода, мм	от 7 до 12
Средняя наработка до отказа Т _о , ч, не менее	180000
Средний срок службы Т _{сл} , лет, не менее	30

Примечания - * для счетчиков РиМ 189.03, РиМ 189.04 метрологические параметры при измерении реактивной энергии не нормируются;

**-метрологические параметры не нормируются.

Условия эксплуатации счетчиков: У1 по ГОСТ 15150 69 – на открытом воздухе при температуре окружающего воздуха от минус 40 до 70 °С , верхнем значении относительной влажности окружающего воздуха 100 % при температуре 25 °С.

Счетчики соответствуют требованиям безопасности и электромагнитной совместимости, установленным ГОСТ Р 52320-2005. Соответствие счетчиков требованиям безопасности и электромагнитной совместимости подтверждено сертификатом соответствия № РОСС RU. АЯ79 В15527.

Основные единицы для измеряемых и расчетных значений величин и цена единицы старшего и младшего разряда счетного механизма приведены в таблице 5.

Таблица 5

Измеряемая величина	Основная единица	Цена единицы старшего/младшего разряда		
		При выводе на дисплей ДД	При считывании по интерфейсам	
			RF	PLC
Активная энергия	кВт•ч	10 ⁵ / 0,01	10 ⁵ / 0,001	10 ⁵ / 0,001
Реактивная энергия	квар•ч	10 ⁵ / 0,01	10 ⁵ / 0,001	10 ⁵ / 0,001
Активная мощность	кВт	10 ² / 0,01	10 ² / 0,001	10 ² / 0,001
Реактивная мощность	квар	10 ² / 0,01	10 ² / 0,001	10 ² / 0,001
Полная мощность	кВА	10 ² / 0,01	10 ² / 0,001	10 ² / 0,001
Ток, среднеквадратическое (действующее) значение	А	10 ³ / 0,1	10 ³ / 0,001	10 ³ / 0,001
Напряжение, среднеквадратическое (действующее) значение	В	10 ² / 0,01	10 ² / 0,001	10 ² / 0,001
Частота сети	Гц	10 / 0,01	10 / 0,001	10 / 0,001
Ампер-часы	А •ч	10 ⁵ / 0,01	10 ⁵ / 0,001	10 ⁵ / 0,001
Показатель качества электроэнергии	ч	10 ² / 0,01	-	-
Показатель качества электроэнергии	ч минут	-	10 ² 1	10 ² 1
Коэффициент мощности cosφ	безразм	1 / 0,01	1 / 0,001	1 / 0,001
Температура внутри корпуса счетчика	° С	10 / 1	10 / 1	10 / 1

Показатели точности

1 При измерении энергии (активной и реактивной)

Счетчики соответствуют требованиям точности раздела ГОСТ Р 52322-2005 при измерении активной энергии, и ГОСТ Р 52425-2005 при измерении реактивной энергии.

2 При измерении мощности (активной и реактивной) с периодом интегрирования 1 с

2.1 Предел допускаемой основной относительной погрешности δp при измерении $P_{тек}$ не превышает значений, приведенных в таблице 6.

2.2 Предел допускаемой основной относительной погрешности δq при измерении $Q_{тек}$ не превышает значений, приведенных в таблице 7.

2.3 Дополнительная погрешность, вызываемая изменением влияющих величин по отношению к нормальным условиям, приведенным в 8.5 ГОСТ Р 52322 и 8.5 ГОСТ Р 52425, не превышает пределов для счетчиков соответствующего класса точности в соответствии с таблицей 8 ГОСТ Р 52322 при измерении $P_{тек}$, и ГОСТ Р 52422 при измерении $Q_{тек}$.

Таблица 6

Ток, от I_B	$\cos \varphi$	Пределы допускаемой основной погрешности при измерении $P_{тек}$, %
0,10	1	1,4
1,00	1	1,0
3,00	1	1,0
$I_{макс}$	1	1,0
0,20	инд 0,5	1,4
1,00	инд 0,5	1,0
3,00	инд 0,5	1,0
$I_{макс}$	инд 0,5	1,0
0,20	емк 0,8	1,2
1,00	емк 0,8	1,0
3,00	емк 0,8	1,0
$I_{макс}$	емк 0,8	1,0

Таблица 7

Ток, от I_B	$\sin \varphi$	Пределы допускаемой основной погрешности, при измерении $Q_{тек}$, %
0,10	1	2,2
1,00	1	2,0
3,00	1	2,0
$I_{макс}$	1	2,0
0,20	инд 0,5	2,2
1,00	инд 0,5	2,0
3,00	инд 0,5	2,0
$I_{макс}$	инд 0,5	2,0
0,20	инд 0,5	2,2
1,00	емк 0,5	2,0
3,00	емк 0,5	2,0
$I_{макс}$	емк 0,5	2,0
1,00	инд 0,25	2,6
3,00	инд 0,25	2,5
$I_{макс}$	инд 0,25	2,5
1,00	емк 0,25	2,6
3,0	емк 0,25	2,5
$I_{макс}$	емк 0,25	2,5

3 При измерении средней активной мощности на программируемом интервале (Р инт) и средней активной мощности на РДЧ (Р рдч)

3.1 Предел допускаемой основной относительной погрешности при измерении Р инт и Р рдч не превышает значений, приведенных в таблице 6.

3.2 Дополнительная погрешность, вызываемая изменением влияющих величин по отношению к нормальным условиям, приведенным в 8.5 ГОСТ Р 52322-2005, не превышает пределов для счетчиков соответствующего класса точности в соответствии с таблицей 6 ГОСТ Р 52322-2005.

4 При измерении среднеквадратических значений тока

4.1 Предел допускаемой основной относительной погрешности при измерении среднеквадратических значений тока δ_I не превышает значений, приведенных в таблице 8

Таблица 8

Ток, от I _б	Предел допускаемой относительной погрешности при измерении среднеквадратических значений тока, %
0,1	0,54
0,2	0,51
1,0	0,50
3,0	0,50
I макс	0,50

4.2 Рабочий диапазон напряжений от 140 до 280 В.

5 При измерении среднеквадратических значений напряжения

5.1 Предел допускаемой относительной погрешности при измерении среднеквадратических значений напряжения не превышает значений, приведенных в таблице 9.

Таблица 9

Диапазон измеряемых среднеквадратических значений напряжения, В	Предел допускаемой основной относительной погрешности при измерении напряжения, %
От 140 до 280	0,5

6 При измерении частоты напряжения сети

6.1 Предел абсолютной погрешности при измерении частоты напряжения сети не превышает $\pm 0,03$ Гц.

6.2 Диапазон измеряемых частот должен быть от 45 до 55 Гц.

6.3 Рабочий диапазон напряжений от 140 до 280 В.

7 При измерении показателя качества электроэнергии

Погрешность определения времени подачи некачественной электроэнергии (ПКЭ и ПКЭ f) не более ± 1 минуты.

Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится на корпус счетчиков методом шелкографии или другим способом, не ухудшающим качество.

В эксплуатационной документации на титульных листах изображение Знака наносится печатным способом.

Комплектность средства измерений

Комплект поставки счетчиков приведен в таблице 10

Таблица 10

Обозначение и наименование	РиМ 189.01	РиМ 189.02
	РиМ 189.03	РиМ 189.04
Счетчик электрической энергии однофазный статический РиМ 189.01[03]	1	
Счетчик электрической энергии однофазный статический РиМ 189.02[04]		1
Паспорт	1	1
Дисплей дистанционный РиМ 040.03-XX	5)	5)

Терминал мобильный РиМ 099.01 ⁶⁾	*	*
Руководство по эксплуатации ВНКЛ.411152.042 РЭ	*, **, ****	*, **, ****
Методика поверки ВНКЛ.411152.042 ДИ	*, ***, ****	*, ***, ****
Комплект монтажных частей	5)	5)
<p>* поставляется по отдельному заказу. ** поставляется по требованию организаций, производящих ремонт и эксплуатацию счетчиков. *** поставляется по требованию организаций, производящих поверку счетчиков. **** - поставляется на дискете. 5) счетчики по требованию заказчика могут комплектоваться: -ДД РиМ 040.03-ХХ (исполнения ДД см. ТУ 4200 – 039– 11821941 – 2009); -комплект монтажных частей. В комплект монтажных частей входят: SLIW11.1-1 шт. и (или) зажим анкерный DNS123- 1 шт. и (или) изолированный прокалывающий зажим ENSTO SLIP12.1 - 1 шт. Допускается использовать зажимы других типов с аналогичными техническими характеристиками. Номенклатура комплекта поставки - количество поставляемых зажимов, исполнение ДД – по требованию заказчика. ⁶⁾ программы Crowd_Pk.exe, Setting_Rm_189.exe, Optoport.exe в составе Терминала мобильного РиМ 099.01.</p>		

Поверка

осуществляется в соответствии с документом «Счетчики электрической энергии однофазные статические РиМ 189.01, РиМ 189.02, РиМ 189.03, РиМ 189.04. Методика поверки ВНКЛ.411152.042 ДИ», утвержденному ГЦИ СИ СНИИМ 21 октября 2011 года.

Перечень основных средств поверки приведен в таблице 11.

Таблица 11

№ п/п	Наименование	Метрологические характеристики
1	Установка УППУ-МЭЗ.1, класс точности 0,05	220/380 В, (0,01– 100)А, ПГ ±(0,3–0,6)%.
2	Секундомер СО-СПР	(0,2 – 60) м.; цена деления 0,2 с; ПГ ±1с/ч.
3	Универсальная пробойная установка УПУ-1М.	Испытательное напряжение до 10 кВ, погрешность установки напряжения не более ±10%;
4	Модем технологический РМ 056.01-01	Считывание информации со счетчиков
5	Терминал мобильный РиМ 099.01	Визуализация информации

Сведения о методиках (методах) измерений

Метод измерений приведен в руководстве по эксплуатации ВНКЛ.411152.042 РЭ «Счетчики электрической энергии однофазные статические РиМ 189.01, РиМ 189.02, РиМ 189.03, РиМ 189.04. Руководство по эксплуатации».

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к счетчикам электрической энергии однофазным статическим РиМ 189.01, РиМ 189.02, РиМ 189.03, РиМ 189.04

«Счетчики электрической энергии однофазные статические РиМ 189.01, РиМ 189.02, РиМ 189.03, РиМ 189.04. Технические условия ТУ-4228-055-11821941-2011».

ГОСТ Р 51317.4.30-2008 Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Методы измерений показателей качества электрической энергии.

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

ГОСТ Р 52322-2005 Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 21. Статические счетчики активной энергии классов точности 1 и 2.

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

ГОСТ 8.551-86 Метрология – Государственный специальный эталон – Государственная поверочная схема - Средства измерений – Коэффициент мощности – Электрическая .

«Счетчики электрической энергии однофазные статические РИМ 189.01, РИМ 189.02, РИМ 189.03, РИМ 189.04. Методика поверки. ВНКЛ.411152.042 ДИ».

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

Осуществление торговли и товарообменных операций.

Изготовитель

Закрытое акционерное общество «Радио и Микроэлектроника»

(ЗАО «Радио и Микроэлектроника»)

Адрес: 630082 г. Новосибирск, ул. Дачная 60,

Тел: (383) 2-26-83-13

факс: (383) 2-26-83-13, e-mail: uto@zao-rim.ru

Испытательный центр

ГЦИ СИ ФГУП «Сибирский государственный научно-исследовательский институт метрологии», регистрационный номер 30007-09

Адрес: 630004 г.Новосибирск, пр.Димитрова, 4

Тел.8(383) 210-16-18 e-mail: evgrafov@sniim.nsk.ru

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

Е.Р.Петросян

М.п. «___» _____ 2012 г.