

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Счетчики электрической энергии однофазные статические РИМ 289.01, РИМ 289.02, РИМ 289.03, РИМ 289.04, РИМ 289.05, РИМ 289.06, РИМ 289.07, РИМ 289.08, РИМ 289.09, РИМ 289.10

### Назначение средства измерений

Счетчики электрической энергии однофазные статические РИМ 289.01, РИМ 289.02, РИМ 289.03, РИМ 289.04, РИМ 289.05, РИМ 289.06, РИМ 289.07, РИМ 289.08, РИМ 289.09, РИМ 289.10 (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 РИМ 289.01, РИМ 289.02 реализуют функцию исключения возможности неучтенного потребления электрической энергии.

Счетчики измеряют среднеквадратические значения напряжения и тока нагрузки, частоту, коэффициент мощности  $\cos \varphi$ .

Счетчики измеряют комплексные параметры качества электрической энергии - продолжительность времени выхода напряжения и частоты за пределы нормальных (предельных) норм качества электричества по установившемуся отклонению напряжения  $\delta U_{\text{и}}$  (ПКЭи) и отклонению частоты  $\Delta f$  (ПКЭf) по ГОСТ 32144-2013, ГОСТ 30804.4.30-2013.

Счетчики (в зависимости от исполнения) реализует дополнительную функцию - учет количества импульсов, поступивших на дискретные входы, в том числе при отсутствии сетевого напряжения на счетчике.

### Описание средства измерений

Принцип действия счетчиков основан на цифровой обработке аналоговых входных сигналов тока и напряжения при помощи специализированных микросхем с встроенным АЦП. Остальные параметры, измеряемые счетчиком, определяются расчетным путем по измеренным значениям тока и напряжения.

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 потарифно, учет реактивной энергии ведется с учетом направления - отдельно для 1 и 3 квадрантов (при индуктивном характере нагрузки, далее - индуктивная) и 2 и 4 квадрантов (при емкостном характере нагрузки, далее - емкостная). Расположение квадрантов соответствует геометрическому представлению С.1 ГОСТ 31819.23-2012.

Счетчики РИМ 289.01, РИМ 289.02 имеют два канала измерения тока- канал фазного тока (канал I<sub>ф</sub>) и канал нулевого провода (канал I<sub>о</sub>), который используется как дополнительный канал для исключения возможности неучтенного потребления энергии. Переключение на учет потребления энергии по каналу I<sub>о</sub> выполняется измерительной микросхемой автоматически, если текущее значение тока в канале I<sub>о</sub> превышает значение тока в канале I<sub>ф</sub> на пороговое значения I<sub>пор</sub>. Обратное переключение выполняется также автоматически при превышении тока в канале I<sub>ф</sub> над током в канале I<sub>о</sub>. Специализированная измерительная микросхема формирует значение количества потребленной электроэнергии, используя значения текущей мощности (активной и реактивной) по включенному на текущий момент времени каналу измерения (далее - активный канал), формируя таким образом показания счетного механизма счетчика. Показания счетчика при измерении среднеквадратических значений тока формируются измерительной микросхемой автоматически, используя текущее значение тока в активном канале.

I<sub>пор</sub> определяется параметрами измерительной микросхемы и программного обеспечения счетчика, и находится в диапазоне от 6,25 до 6,50 % значения тока в активном канале, но не менее 300 мА.

Счетчики реализуют дополнительную функцию - отдельный учет потребленной активной электрической энергии при превышении установленного порога активной мощности в соответствии с установленным тарифным расписание (далее - УПМт).

Счетчики оснащены гальванически развязанными интерфейсами RF (радиоканал), RS-485, PLC (по силовой сети), в зависимости от исполнения и оптопортом 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).

Интерфейсы RF и PLC работают в тандеме, что обеспечивает резервирование обмена данными при работе счетчиков в составе АС. В качестве устройств АС могут использоваться устройства разработки АО «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 всем вышеназванным интерфейсам (с учетом функциональных возможностей интерфейсов, см. таблицу 3) 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.

Интерфейсы RS-485, RF, PLC предназначены как для считывания информации со счетчиков (измерительной информации - данных о потреблении электроэнергии, в том числе по тарифно, других измеряемых и служебных параметров), так и для конфигурирования счетчика (т.е. задания тарифного расписания, активирования функции отдельного учета при превышении УПМ, задания параметров адресации по интерфейсам PLC, RS-485, RF и других служебных параметров). Считывание информации и конфигурирование счетчиков по интерфейсам PLC и RF выполняются с использованием программы Crowd\_Pk.exe. Считывание информации и конфигурирование счетчиков по интерфейсу RS-485 выполняется с использованием программы Setting\_Rm\_289.exe.

Интерфейс RF счетчика соответствует требованиям электромагнитной совместимости ГОСТ Р 52459.3 - 2009 для устройств группы 1, класс 1.

Интерфейс PLC счетчика соответствует требованиям электромагнитной совместимости 5.2, 6.1.2 б ГОСТ Р 51317.3.8-99.

Оптопорт счетчиков соответствует ГОСТ IEC 61107-2011 в части конструкции, магнитных и оптических характеристик, и предназначен только для считывания информации. Информации. Считывание информации по оптопорту выполняется с использованием программы Optoport.exe.

Счетчики, оснащенные интерфейсом PLC (в зависимости от исполнения, см. таблицу 1) выполняют фиксацию показаний на заданный произвольный момент времени (режим Стоп-кадр, СК). Эти данные доступны для считывания по интерфейсам счетчика.

Счетчики, в зависимости от варианта исполнения оснащены устройством коммутации нагрузки абонента (далее - УКН).

Отключение абонента от сети выполняется автоматически в случае превышения установленного порога мощности для отключения нагрузки (далее - УПМк), если эта функция задана при конфигурировании счетчика, или дистанционно при помощи устройств АС по интерфейсам PLC, RF, или RS-485.

Дисплей счетчиков выполнен на многофункциональном жидкокристаллическом индикаторе, который отображает все измеряемые величины и позволяет идентифицировать каждый применяемый тариф. Вывод данных на электронный дисплей выполняется в автоматическом режиме и ручном режиме с использованием КнУ. При отсутствии сетевого напряжения данные выводятся на дисплей нажатием КнУ. Дисплей счетчиков снабжен подсветкой. Подсветка включается при помощи кнопки КнУ, отключается автоматически (если эта функция активирована при конфигурировании счетчика). Характеристики подсветки дисплея (сочетания режимов работы счетчика и цвета подсветки, автоматическое отключение и др.) задаются программно. Информация на дисплее счетчиков отображается на языке, определяемом в договоре на поставку. По умолчанию - на русском языке.

Основные характеристики счетчиков приведены в таблице 1.

Таблица 1 - Основные характеристики счетчиков

Условное обозначение исполнения счетчика	Базовый/максимальный ток, А	Канал Ю	Класс точности при измерении активной / реактивной энергии	Дискретные входы	Интерфейсы			УКН	Штрих-код по EAN-13	Код типа счетчика
					RF	PLC	RS-485			
РиМ 289.01	5 / 100	есть	1 / 2	есть	+	+	+	нет	4607134511080	28901
РиМ 289.02	5 / 80	есть	1 / 2	есть	+	+	+	есть	4607134511097	28902
РиМ 289.03	5 / 100	нет	1 / 2 <sup>1)</sup>	нет	-	+	+	нет	4607134511103	28903
РиМ 289.04	5 / 80	нет	1 / 2 <sup>1)</sup>	нет	-	+	+	есть	4607134511110	28904
РиМ 289.05	5 / 100	нет	1 / 2 <sup>1)</sup>	нет	-	+	-	нет	4607134511127	28905
РиМ 289.06	5 / 80	нет	1 / 2 <sup>1)</sup>	нет	-	+	-	есть	4607134511134	28906
РиМ 289.07	5 / 100	нет	1 / 2 <sup>1)</sup>	нет	+		+	нет	4607134511141	28907
РиМ 289.08	5 / 80	нет	1 / 2 <sup>1)</sup>	нет	+		+	есть	4607134511158	28908
РиМ 289.09	5 / 100	нет	1 / 2 <sup>1)</sup>	нет	-		+	нет	4607134511165	28909
РиМ 289.10	5 / 80	нет	1 / 2 <sup>1)</sup>	нет	-		+	есть	4607134511219	28910
<sup>1)</sup> для технического учета										

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 счетчика или для считывания по интерфейсам, доступны для установки и корректировки дистанционно или непосредственно на месте эксплуатации счетчиков по интерфейсам RF, RS-485, PLC (см. таблицу 3).

Счетчики (в зависимости от исполнения, см. таблицу 1) оснащены тремя дискретными входами, которые предназначены для подсчета импульсов с выходов счетчиков газа, горячей и холодной воды, имеющих импульсные выходы (сухой контакт) с характеристиками: частота следования импульсов не более 0,2 Гц при скважности не более 2. Количество импульсов на дискретных входах счетчиков определяется по изменению состояния выхода (замкнуто/разомкнуто) подключенного счетчика энергоресурсов (водосчетчика или газосчетчика). Состояние импульсных входов опрашиваются даже при отсутствии сетевого напряжения.

Счетчики ведут журналы, в которых накапливается измерительная и служебная информация (результаты самодиагностики, время включения и выключения, корректировки служебных параметров, время фиксации максимальной средней активной мощности, значений измеряемых величин на расчетный день и час (далее - РДЧ) и др.).

Измерительная и служебная информация в счетчике 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 сетевого напряжения.

Функциональные возможности счетчиков:

Перечень величин, измеряемых счетчиком, приведен в таблице 2.

Таблица 2 - Перечень величин, измеряемых счетчиком

Наименование измеряемой величины	Тарификация
Энергия <sup>5)</sup>	
активная (по модулю)	Потарифно
реактивная (характер нагрузки индуктивный) (1 и 3 квадрант)	Не тарифицируется
реактивная (характер нагрузки емкостной) (2 и 4 квадрант)	Не тарифицируется
Мощность <sup>1), 5)</sup>	
активная (по модулю)	
реактивная (индуктивная) (1 и 3 квадрант)	
реактивная (емкостная) (2 и 4 квадрант)	
Полная <sup>4)</sup>	
Среднее значение активной мощности на программируемом интервале <sup>2)</sup> (активная интервальная мощность, Ринт)	
Максимальное значение средней активной мощности на программируемом интервале в текущем отчетном периоде (текущая максимальная интервальная мощность, Ринт макс)	
Максимальное значение средней активной мощности за прошедший отчетный период (максимальная интервальная мощность на РДЧ, Ррдч)	
Ток, среднеквадратическое (действующее) значение <sup>1)</sup>	
Напряжение, среднеквадратическое (действующее) значение <sup>1), 3)</sup>	
Коэффициент мощности $\cos \varphi$ <sup>4)</sup>	
Частота питающей сети <sup>1)</sup>	
Количество импульсов на дискретном входе	
Показатели качества электроэнергии (ПКЭц, ПКЭф)	
Температура внутри корпуса счетчика <sup>4)</sup>	
<sup>1)</sup> Время интегрирования значений (период измерения) напряжений, токов, мощностей составляет 1 секунду (50 периодов сетевого напряжения), частоты - 20 с. <sup>2)</sup> Длительность интервала интегрирования программируется (устанавливается из ряда: 1, 2, 3, 4, 5, 6, 10, 12, 15, 20, 30, 60 минут). <sup>3)</sup> Длительность интервала интегрирования 60 с при определении отклонений напряжения от установленных пороговых значений. <sup>4)</sup> Для технического учета. <sup>5)</sup> метрологические параметры при измерении реактивной энергии и мощности нормируются в зависимости от исполнения, см. таблицу 1.	

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

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2}, \quad (1)$$

где  $P$  - текущее значение активной мощности, Вт;

$Q$  - текущее значение реактивной мощности, вар;

$S$  - текущее значение полной мощности, В·А;

$\sqrt{\phantom{x}}$  - функция, возвращающая квадратный корень числа.

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

$$P_{инт} = 1/T \times \int_0^T P_{тек} dt, \quad (2)$$

где  $P_{инт}$  - расчетное значение средней активной мощности;

$P_{тек}$  - значение текущей активной мощности, Вт;

$T$  - значение программируемого интервала.

Максимальное значение средней активной мощности на программируемом интервале в текущем отчетном периоде (текущая максимальная интервальная -  $P_{инт макс}$ ) определяется как максимальное значение из зафиксированных значений  $P_{инт}$  за текущий месяц.

Максимальное значение средней активной мощности за прошедший отчетный период (максимальная интервальная мощность на РДЧ -  $P_{рдч}$ ) определяется как максимальное значение из зафиксированных значений  $P_{инт}$  за прошедший месяц.

Коэффициент мощности  $\cos\phi$  определяется по формуле

$$\cos \phi = P / \sqrt{P^2 + Q^2}, \quad (4)$$

где  $\cos \phi$  - расчетное значение коэффициента мощности;

$Q$  - измеренное значение текущей реактивной мощности, вар;

$P$  - измеренное значение текущей активной мощности, Вт.

Показатели качества электроэнергии (продолжительность времени выхода за пределы нормальных (предельных) норм качества электричества) определяются по ГОСТ 32144-2013, ГОСТ 30804.4.30-2015 по количеству минутных значений напряжения (ПКЭu) и (или) частоты (ПКЭf), лежащих за пределами нормальных (предельных) норм качества электричества в течение суток, а также на РДЧ.

Основные функциональные возможности счетчиков

- а) сохранение в энергонезависимой памяти:
  - измерительной информации по всем измеряемым величинам (см таблицу 2);
  - установленных служебных параметров (тарифного расписания, параметров маршрутизации и др);
- б) защита информации - 1 уровень паролей доступа и аппаратная защита памяти метрологических коэффициентов;
- в) вывод данных на электронный дисплей в автоматическом режиме и ручном режиме при помощи КнУ, в том числе при отсутствии сетевого напряжения на счетчике;
- г) подсветка дисплея (в зависимости от варианта исполнения, см. таблицу 1). Управление режимами подсветки дисплея - программно;
- д) самодиагностика - счетчики формируют и передают код режима работы (статус), отражающий характеристики тарифного расписания и отображения информации, исправности ЧРВ. События, связанные с изменением статуса, регистрируются в соответствующем журнале счетчика с указанием времени наступления события;
- е) обмен данными с устройствами АС по интерфейсам RF, RS-485, PLC и оптопорту (см. таблицу 3), скорость обмена не менее 1200 бит/с;

- ж) ретрансляция данных и команд - счетчики могут использоваться как независимые ретрансляторы по PLC и RF;
- з) синхронизация ЧРВ счетчиков по интерфейсам RF, RS-485, PLC с использованием устройств АС;
- и) конфигурирование счетчиков по интерфейсам RF, RS-485, PLC с использованием устройств АС;
- к) автоматическое отключение абонента от сети по превышению УПМ (в зависимости от исполнения, см. таблицу 1);
- л) дистанционное управление отключением/подключением абонента (в зависимости от исполнения, см. таблицу 1):
- при помощи устройств АС по интерфейсу PLC;
  - при помощи устройств АС по интерфейсу RF;
  - при помощи устройств АС по интерфейсу RS-485;
  - при помощи КнУ (только включение при наличии разрешения от устройств АС);
- м) тарификатор поддерживает:
- до 8 тарифов;
  - до 256 тарифных зон;
  - переключение по временным тарифным зонам;
  - переключение тарифов по превышению лимита заявленной мощности;
  - автопереход на летнее/зимнее время;
  - календарь выходных и праздничных дней;
  - перенос рабочих и выходных дней.
- н) сохранение показаний на РДЧ в «Годовом журнале» за месяц, 36 записей (36 месяцев):
- 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 подачи некачественной электроэнергии за прошедший учетный период (ПКЭ);
  - алгоритм расчета ПКЭ за учетный период;
  - количество часов работы счетчика;
  - количество импульсов на дискретных входах за учетный период.
- о) сохранение показаний в «Месячном журнале» за сутки, 186 записей (6 месяцев):
- активной энергии по каждому из используемых тарифов;
  - реактивной энергии (емкостная);
  - реактивной энергии (индуктивная);
  - количества часов подачи некачественного напряжения сети в диапазоне  $\pm(5 - 10) \%$ ;
  - количества часов подачи некачественной частоты сети в диапазоне  $\pm(0,2 - 0,4)$  Гц;
  - количества часов подачи 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;
  - количества импульсов на дискретных входах.
- 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 (6 месяцев при 30 минутном интервале).

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 «Коррекция» - 512 записей: наименование изменяемого параметра в счетчике, новое значение параметра;
- журнал «Вкл/Выкл» - 256 записей: включение/отключение напряжения сети, включение/отключение нагрузки (только для счетчиков, оснащенных УКН, см. таблицу 1);
- 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.

Таблица 3 - Функциональные возможности интерфейсов

Направление обмена	Параметр	RF, RS-485, PLC	Опто-порт	
Передача данных	Тип <sup>1)</sup>	+	+	
	Заводской номер <sup>1)</sup>	+	+	
	Идентификатор ПО	+	-	
	Версия счетчика <sup>1)</sup>	+	-	
	<u>Показания</u>			
	Тарифицируемые			
	- текущие по активной энергии (по каждому тарифу) <sup>1)</sup>	+	+	
	- на РДЧ по активной энергии (по каждому тарифу) <sup>1)</sup>	+	+	
	Нетарифицируемые			
	-текущие по активной энергии (суммарно по тарифам) <sup>1)</sup>	+	-	
	-текущие по индуктивной реактивной энергии <sup>1)</sup>	+	-	
	-на РДЧ по индуктивной реактивной энергии <sup>1)</sup>	+	+	
	-текущие по емкостной реактивной энергии <sup>1)</sup>	+	+	
	-на РДЧ по емкостной реактивной энергии <sup>1)</sup>	+	+	
	- текущая активная мощность (по модулю) <sup>1)</sup>	+	+	
- текущая реактивная мощность (с индикацией индуктивная/емкостная) <sup>1)</sup>	+	+		
Передача данных	-текущая полная мощность <sup>1)</sup>	+	+	
	-текущее значение максимума средней активной мощности на программируемом интервале (Ринт макс) <sup>1)</sup>	+	+	
	-дата, время фиксации Р инт макс <sup>1)</sup>	+	-	

Окончание таблицы 3

Направление обмена	Параметр	RF, RS-485, PLC	Оптопорт
	-максимальное значение активной мощности на программируемом интервале на РДЧ (Ррдч) <sup>1)</sup>	+	+
	-дата, время фиксации Р рдч <sup>1)</sup>	+	-
	- напряжение, среднеквадратичное значение <sup>1)</sup>	+	+
	- температура внутри корпуса счетчика <sup>1)</sup>	+	-
	- ток, среднеквадратичное значение <sup>1)</sup> , <sup>3)</sup>	+	+
	- частота сети <sup>1)</sup>	+	+
	- коэффициент мощности <sup>1)</sup>	+	+
	- продолжительность времени подачи некачественной электроэнергии на РДЧ <sup>1)</sup>	+	-
	-показания ЧРВ <sup>1)</sup>	+	+
	- показания счетчиков энергоресурсов <sup>1)</sup>	+	-
	<u>Журналы счетчика</u>	+	-
	<u>Служебная информация</u>		
	- параметры связи по PLC	+	-
	- параметры связи по RF	+	-
	-адрес и режим работы RS-485 <sup>1)</sup> , <sup>2)</sup>	+	-
	- параметры тарификации	+	-
	- алгоритм расчета ПКЭ	+	-
	- статус ЭПлК <sup>1)</sup>	+	-
	-напряжение батарейки	+	-
Прием данных и команд	<u>Корректировка служебной информации</u>		
	- параметров связи по PLC	+	-
	-параметров связи по RF	+	-
	- адреса и режима работы интерфейса RS-485 <sup>2)</sup>	+	-
	- алгоритма расчета ПКЭ	+	-
	- параметров тарификации (в том числе значение УПМк)	+	-
	- синхронизация ЧРВ	+	-
	- параметры безопасности	+	-
	- параметры вывода на индикацию	+	-
	-параметры расчета расхода ресурсов по дискретным входам	+	
- разрешение на подключение <sup>1)</sup>	+	-	
Управление коммутацией нагрузки	-подключение нагрузки	+	-
	- отключение нагрузки <sup>1)</sup>	+	-
Ретрансляция данных и команд		+ <sup>4)</sup>	-
<p>Примечания</p> <p><sup>1)</sup> - доступно для вывода на дисплей счетчика. Остальное - только по интерфейсам в зависимости от вариантов исполнения.</p> <p><sup>2)</sup> - только по интерфейсу RS-485.</p> <p><sup>3)</sup> - для РиМ289.02 ток фазный или ток нулевого провода в зависимости от того, который больше по модулю.</p> <p><sup>4)</sup> - по интерфейсам RF и PLC</p>			

Счетчики оснащены электрическим испытательным выходом ТМ, предназначенным для проведения поверки счетчиков при измерении активной и реактивной энергии соответственно. Конфигурирование испытательного выхода по виду измеряемой энергии (активной или реактивной) выполняется программно. Электрический испытательный выход соответствует требованиям ГОСТ 31818.11-2012.

Счетчик оснащен индикатором функционирования ТМ, который конфигурируется одновременно с испытательным выходом ТМ.

Степень защиты корпуса IP51 по ГОСТ 14254-2015. Корпус счетчиков пломбируется пломбой поверителя. Пломбирование счетчиков осуществляется навесной пломбой на выступах основания и крышки корпуса.

Клеммной крышка счетчика колодки снабжена электронной пломбой (ЭПлК), состояние которой отображается в журнале и на дисплее счетчика.

Конструкция счетчиков предусматривает крепление на винтах и на DIN-рейку.

Примеры записи при заказе счетчика РиМ 289.03:

Счетчик электрической энергии однофазный статический РиМ 289.03  
ТУ 4228-057-11821941-2012.

Счетчик электрической энергии однофазный статический РиМ 289.03  
ТУ 4228-057-11821941-2012 с креплением на DIN-рейку.

Общий вид счетчиков, схема пломбировки от несанкционированного доступа и обозначение места нанесения знака поверки приведены на рисунках 1, 2.



Рисунок 1 - Общий вид счетчика РиМ 289.01

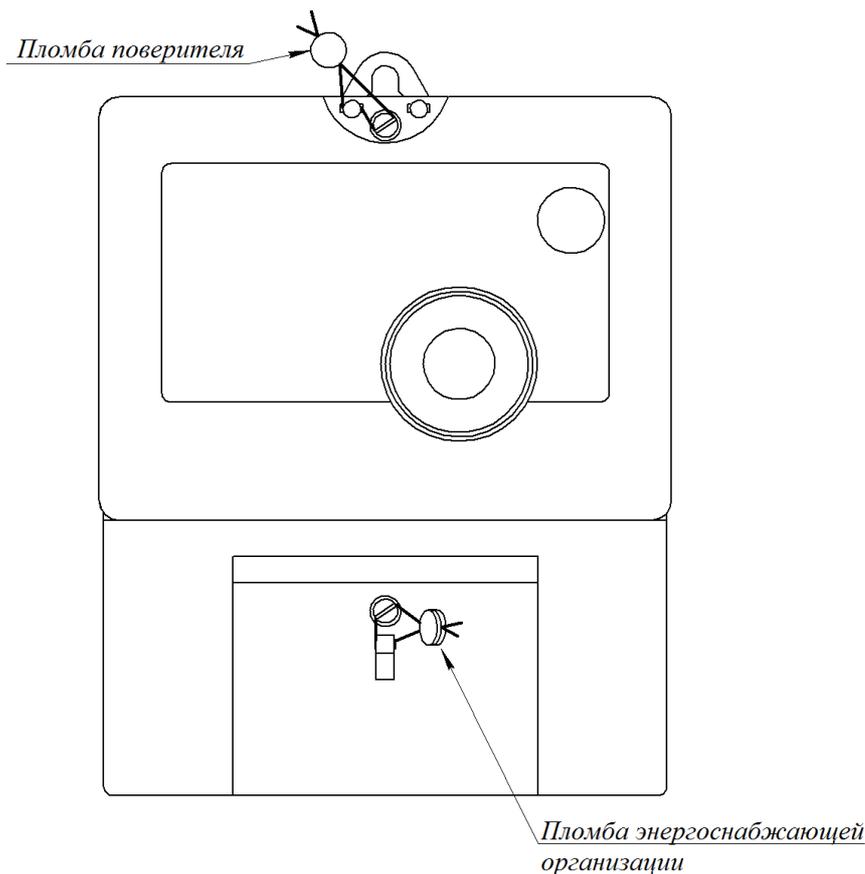


Рисунок 2 - Схема пломбировки от несанкционированного доступа, обозначение места нанесения знака поверки

### **Программное обеспечение**

Используется программное обеспечение (ПО), встроенное 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- «Высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Подтверждение целостности и подлинности метрологически значимой части ПО обеспечивается методом вычисления 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 - Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	PM28901 ВНКЛ.411152.044 ПО
	PM28902 ВНКЛ.411152.044-01 ПО
	PM28903 ВНКЛ.411152.044-02 ПО
	PM28904 ВНКЛ.411152.044-03 ПО
	PM28905 ВНКЛ.411152.044-04 ПО
	PM28906 ВНКЛ.411152.044-05 ПО
	PM28907 ВНКЛ.411152.044-06 ПО
	PM28908 ВНКЛ.411152.044-07 ПО
	PM28909 ВНКЛ.411152.044-08 ПО
	PM28910 ВНКЛ.411152.044-09 ПО
Номер версии (идентификационный номер) ПО	28901
	28902
	28903
	28904
	28905
	28906
	28907
	28908
	28909
	28910
Цифровой идентификатор ПО	20598
	20790
	37367
	21430
	37751
	37431
	21238
	22198
	38519
	23734
Алгоритм вычисления контрольной суммы исполняемого кода	CRC16

### Метрологические и технические характеристики

Таблица 5 - Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Установленный рабочий диапазон напряжения, В	от 198 до 253
Расширенный рабочий диапазон напряжения, В	от 140 до 280
Погрешность измерения частоты, Гц, не более	±0,03
Погрешность определения ПКЭ, мин., не более	±1
Суточный ход ЧРВ, с/сут, не более	0,5

Таблица 6 - Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Базовый ток, А	5
Максимальный ток, А	см. таблицу 1
Номинальное напряжение, В	220, 230
Время, в течение которого счетчик выдерживает воздействие напряжения $1,7 U_{ном}$ (400 В), без последующего ухудшения характеристик, ч, не менее	0,5
Класс точности при измерении активной/реактивной энергии	см. таблицу 1
Стартовый ток, при измерении активной энергии, мА	20
Стартовый ток, при измерении реактивной энергии, мА <sup>1)</sup>	25
Постоянная счетчика, имп./кВт·ч, имп./квар·ч	4000
Мощность, потребляемая в цепи напряжения счетчика: - полная мощность, В·А, не более - активная мощность, Вт, не более	4 1,5
Полная мощность, потребляемая в цепи тока, В·А, не более	0,1
Мощность, дополнительно потребляемая встроенными модулями связи, В·А, не более	3,0
Максимальная дальность обмена по интерфейсу PLC, м, не менее	100
Максимальная дальность действия интерфейса RF, м, не менее	100
Время сохранения данных, лет, не менее	40
Время автономности ЧРВ при отсутствии напряжения сети, лет, не менее	16
Характеристики тарификатора	8
Количество тарифов	256
Количество тарифных зон	16
Таблица праздничных дней (для тарифного расписания)	16
Таблица переноса дней (для тарифного расписания)	
Характеристики УКН счетчиков	80
коммутируемый ток, А, не более, при напряжении, В, не более	253
Масса, кг, не более	0,7
Габаритные размеры, мм, не более	167 (193) x 128 x 55
Установочные размеры, мм	92 x (110-140) или на DIN-рейку
Средняя наработка до отказа $T_0$ , ч, не менее	180000
Средний срок службы $T_{сл}$ , лет, не менее	30
<sup>1)</sup> Для счетчиков РИМ 289.01, РИМ 289.02, для остальных исполнений - для технического учета	

Условия эксплуатации счетчиков У2 по ГОСТ 15150-69 - в палатках, металлических и иных помещениях без теплоизоляции, при отсутствии прямого воздействия солнечного излучения и атмосферных осадков, при температуре окружающего воздуха от минус 40°С до 70 °С, верхнем значении относительной влажности воздуха 100 % при температуре окружающего воздуха 25 °С, атмосферном давлении от 70 кПа до 106,7 кПа (от 537 до 800 мм рт. ст.).

КнУ счетчиков функционирует при температуре от минус 25°С до 70 °С.

При температуре ниже минус 35 °С возможно резкое снижение или полная потеря контрастности дисплея счетчиков, при этом метрологические и функциональные характеристики счетчиков сохраняются.

Счетчики соответствуют требованиям безопасности и электромагнитной совместимости, установленным ГОСТ 31818.11-2012. Соответствие счетчиков требованиям безопасности и электромагнитной совместимости подтверждено сертификатом соответствия ТС RU C-RU.AЯ79.B.01372.

Основные единицы для измеряемых и расчетных значений величин и цена единицы старшего и младшего разряда счетного механизма приведены в таблице 7.

Таблица 7 - Основные единицы для измеряемых и расчетных значений величин и цена единицы старшего и младшего разряда счетного механизма

Измеряемая величина	Основная единица	Цена единицы старшего/младшего разряда			
		При выводе на дисплей	При считывании по интерфейсам		
			Оптопорт	RF, PLC	RS-485
Активная энергия	кВт·ч	$10^5 / 0,01$	$10^5 / 0,01$	$10^5 / 0,001$	$10^5 / 0,001$
Реактивная энергия	квар·ч	$10^5 / 0,01$	$10^5 / 0,01$	$10^5 / 0,001$	$10^5 / 0,001$
Активная мощность	кВт	$10^2 / 0,01$	$10^2 / 0,01$	$10^2 / 0,001$	$10^2 / 0,001$
Реактивная мощность	квар	$10^2 / 0,01$	$10^2 / 0,01$	$10^2 / 0,001$	$10^2 / 0,001$
Полная мощность	кВ·А	$10^2 / 0,01$	-	$10^2 / 0,001$	$10^2 / 0,001$
Ток, среднеквадратическое (действующее) значение	А	$10^1 / 0,01$	$10^1 / 0,01$	$10^1 / 0,001$	$10^1 / 0,001$
Напряжение, среднеквадратическое (действующее) значение	В	$10^2 / 0,01$	$10^2 / 0,01$	$10^2 / 0,001$	$10^2 / 0,001$
Частота сети	Гц	$10^1 / 0,01$	$10^1 / 0,01$	$10^1 / 0,001$	$10^1 / 0,001$
Количество импульсов на дискретном входе <sup>1)</sup>	-	$10^5 / 0,01$	-	$10^5 / 0,001$	$10^5 / 0,001$
Показатель качества электроэнергии	ч	$10^2 / 0,01$	-	-	-
Показатель качества электроэнергии	ч мин	-	-	$10^2$ 1	$10^2$ 1
Коэффициент мощности cosφ	безразм	$1 / 0,01$	$1 / 0,01$	$1 / 0,001$	$1 / 0,001$
Температура внутри корпуса счетчика	°С	$10^1 / 1$	-	$10^1 / 1$	-

<sup>1)</sup> безразмерная величина. Отображается в единицах измерения счетчика энергоресурсов (далее - СЭР), подключенного к дискретному входу, с учетом коэффициента преобразования СЭР (задается при конфигурировании счетчика).

#### Показатели точности

1 При измерении энергии (активной и реактивной)

Счетчики соответствуют требованиям точности ГОСТ 31819.21-2012 при измерении активной энергии, и ГОСТ 31819.23-2012 при измерении реактивной энергии (в зависимости от варианта исполнения).

2 При измерении мощности (активной  $P_{тек}$  и реактивной  $Q_{тек}$ ) с периодом интегрирования 1 с

2.1 Пределы допускаемой основной относительной погрешности  $\delta_p$  при измерении  $P_{тек}$  приведены в таблице 8.

2.2 Пределы допускаемой основной относительной погрешности  $\delta_q$  при измерении  $Q_{тек}$  приведены в таблице 9.

2.3 Дополнительная погрешность, вызываемая изменением влияющих величин по отношению к нормальным условиям, приведенным в 8.5 ГОСТ 31819.21.2012 (в зависимости от варианта исполнения) и 8.5 ГОСТ 31819.23-2012, не превышает пределов для счетчиков соответствующего класса точности в соответствии с таблицей 6 ГОСТ 31819.21-2012 при измерении  $P_{тек}$ , и ГОСТ 31819.23-2012 при измерении  $Q_{тек}$ .

Таблица 8 - Пределы допускаемой основной относительной погрешности  $\delta p$  при измерении  $P_{тек}$

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

Таблица 9 - Пределы допускаемой основной относительной погрешности  $\delta q$  при измерении  $Q_{тек}$

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

3 При измерении средней активной мощности на программируемом интервале ( $P_{инт}$ ), максимальной средней активной мощности на программируемом интервале за текущий период ( $P_{инт макс}$ ) и максимальной средней активной мощности на программируемом интервале на РДЧ ( $P_{рдч}$ )

3.1 Пределы допускаемой основной относительной погрешности при измерении  $P_{инт}$ ,  $P_{инт макс}$  и  $P_{рдч}$  приведены в таблице 6 ГОСТ 31819.21-2012.

3.2 Дополнительная погрешность, вызываемая изменением влияющих величин по отношению к нормальным условиям, приведенным в 8.5 ГОСТ 31819.21-2012, не превышает пределов для счетчиков соответствующего класса точности в соответствии с таблицей 6 ГОСТ 31819.21-2012.

4 При измерении среднеквадратических значений тока

4.1 Пределы допускаемой основной относительной погрешности при измерении среднеквадратических значений тока  $\delta_I$  приведены в таблице 10.

Таблица 10 - Пределы допускаемой основной относительной погрешности при измерении среднеквадратических значений тока  $\delta_I$

Ток, от $I_B$	Пределы допускаемой основной относительной погрешности при измерении среднеквадратических значений тока, %
0,1	$\pm 2,0$
0,2	$\pm 1,0$
1,0	$\pm 1,0$
I макс	$\pm 1,0$

5 При измерении среднеквадратических значений напряжения

5.1 Пределы допускаемой основной относительной погрешности при измерении среднеквадратических значений напряжения приведены в таблице 11.

Таблица 11 - Пределы допускаемой основной относительной погрешности при измерении среднеквадратических значений напряжения

Диапазон измеряемых среднеквадратических значений фазного напряжения, В	Пределы допускаемой основной относительной погрешности при измерении напряжения, %
От 140 до 280	$\pm 0,5$

6 При измерении частоты напряжения сети

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

6.2 Диапазон измеряемых частот от 45 Гц до 55 Гц.

7 При измерении показателей качества электроэнергии

Погрешности определения времени подачи некачественной электроэнергии (ПКЭ и ПКЭ f) не более  $\pm 1$  минуты.

### Знак утверждения типа

наносится на корпус счетчиков методом шелкографии. В эксплуатационной документации на титульных листах изображение Знака наносится печатным способом.

### Комплектность средства измерений

Комплект поставки счетчиков приведен в таблице 12

Таблица 12

Наименование	Обозначение	Количество
Счетчик электрической энергии однофазный статический в упаковке <sup>5)</sup>		1 шт.
Паспорт		1 экз.
Руководство по эксплуатации <sup>1), 2), 4)</sup>	ВНКЛ.411152.044 РЭ	1 экз.
Методика поверки <sup>1), 3), 4)</sup>	ВНКЛ.411152.044 ДИ	1 экз.
Терминал мобильный РиМ 099.01 <sup>1)</sup>	ВНКЛ.426487.030	1 компл.
Устройство контроля дискретных входов счетчиков РиМ 289 <sup>1), 3)</sup>	ВНКЛ.411724.184	1 экз.
Программа Crowd_Pk.exe <sup>1), 4)</sup>		1 шт.
Программа Setting_Rm_289.exe <sup>1), 4)</sup>		1 шт.

Наименование	Обозначение	Количество
Программа Optoport.exe <sup>1), 4)</sup>		1 шт.
<p><sup>1)</sup> Поставляется по отдельному заказу.  <sup>2)</sup> Поставляется по требованию организаций, производящих ремонт и эксплуатацию счетчиков.  <sup>3)</sup> Поставляется по требованию организаций, производящих поверку счетчиков.  <sup>4)</sup> Поставляется на CD.  <sup>5)</sup> Счетчики по требованию заказчика могут поставляться в исполнении с креплением на DIN-рейку с комплектом монтажных частей в составе: держатель верхний ВНКЛ.734331.002 -1 шт., держатель нижний ВНКЛ. 734331.003-1 шт., винт самонарезающий 2,9x9,5Ph DIN 7981-2 шт., шайба 3.01.036 ГОСТ 11371-78-2 шт.  Примечание - Программы Crowd_Pk.exe, Setting_Rm_289.exe, Optoport.exe поставляются в составе Терминала мобильного РиМ 099.01.</p>		

### Поверка

осуществляется по документу ВНКЛ.411152.044 ДИ «Счетчики электрической энергии однофазные статические РиМ 289.01, РиМ 289.02, РиМ 289.03, РиМ 289.04, РиМ 289.05, РиМ 289.06, РиМ 289.07, РиМ 289.08, РиМ 289.09, РиМ 289.10. Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «СНИИМ» 21 июня 2012 года.

Основные средства поверки:

Установка УППУ-МЭ 3.1, регистрационный номер в Федеральном информационном фонде № 29123-05, класс точности 0,05, 220/380 В, (0,01- 100) А, ПГ ±(0,03-0,06) %.

Секундомер СОС пр., регистрационный номер в Федеральном информационном фонде № 11519-11,

(0,2 - 60) мин.; цена деления 0,2 с; ПГ ±1 с/ч

Частотомер ЧЗ-63, регистрационный номер в Федеральном информационном фонде № 9084-83.

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

Знак поверки наноситься в соответствующем разделе паспорта в виде оттиска поверительного клейма или на свидетельство о поверке.

### Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в эксплуатационном документе.

### Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к счетчикам электрической энергии однофазным статическим РиМ 289.01, РиМ 289.02, РиМ 289.03, РиМ 289.04, РиМ 289.05, РиМ 289.06, РиМ 289.07, РиМ 289.08, РиМ 289.09, РиМ 289.10.

«Счетчики электрической энергии трехфазные статические РиМ 289.01, РиМ 289.02, РиМ 289.03, РиМ 289.04, РиМ 289.05, РиМ 289.06, РиМ 289.07, РиМ 289.08, РиМ 289.09, РиМ 289.10. Технические условия ТУ-4228-057-11821941-2012».

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

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

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

ГОСТ 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.

«Счетчики электрической энергии однофазные статические РИМ 289.01, РИМ 289.02, РИМ 289.03, РИМ 289.04, РИМ 289.05, РИМ 289.06, РИМ 289.07, РИМ 289.08, РИМ 289.09, РИМ 289.10. Методика поверки. ВНКЛ.411152.044 ДИ».

**Изготовитель**

Акционерное общество «Радио и Микроэлектроника» (АО «РИМ»)

ИНН: 540811390

Адрес: 630082, г. Новосибирск, ул. Дачная, д. 60/1, офис 307

Телефон: (383) 219 53-13, факс: (383) 219 53-13

Web-сайт: <http://zao-rim.ru>

E-mail: [rim@zao-rim.ru](mailto:rim@zao-rim.ru)

**Испытательный центр**

ГЦИ СИ Федеральное государственное унитарное предприятие «Сибирский государственный ордена Трудового Красного Знамени научно-исследовательский институт метрологии» (ГЦИ СИ ФГУП «СНИИМ»)

Адрес: 630004, г. Новосибирск, проспект Димитрова, д. 4

Тел. (383) 210-08-14; факс (383) 210-1360

E-mail: [director@sniim.ru](mailto:director@sniim.ru)

Аттестат аккредитации ГЦИ СИ ФГУП «СНИИМ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30007-09 от 12.12.2009 г.

Заместитель

Руководителя Федерального  
агентства по техническому  
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п. « \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2017 г.