



МИНИСТЕРСТВО ПРОМЫШЛЕННОСТИ И ТОРГОВЛИ  
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

**ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО  
ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ  
(Росстандарт)**

**П Р И К А З**

13 марта 2013 г.

№ 240

Москва

**О внесении изменений в описание типа  
на счетчики электрической энергии  
однофазные статические РИМ 489.07**

В связи с обращением ЗАО «Радио и Микроэлектроника», г. Новосибирск, исх. от 20.12.2012г. № 226-12

П р и к а з ы в а ю :

1. Внести изменение в описание типа на счетчики электрической энергии трехфазные статические РИМ 489.07, зарегистрированные в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений № 51129-12 с сохранением номера Государственного реестра Российской Федерации № 51129-12, номера свидетельства № 48032 и срока действия свидетельства до 11.09.2017 г.

Изменения проведены в части:

- введения дополнительного интерфейса RS-485;
- введения управления нагрузкой абонента при помощи реле управления нагрузкой (РУ).

2. Управлению метрологии (С.С Голубеву) оформить новое описание типа средства измерений.

3. Контроль за исполнением настоящего приказа оставляю за собой.

Заместитель Руководителя  
Федерального агентства



Ф.В. Булыгин

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

### Счетчики электрической энергии трехфазные статические РИМ 489.07

#### Назначение средства измерений

Счетчики электрической энергии трехфазные статические РИМ 489.07 (далее – счетчики) являются многофункциональными приборами и предназначены для измерения активной и реактивной электрической энергии и мощности (активной, реактивной, полной) в трехфазных четырехпроводных электрических цепях переменного тока промышленной частоты, а также для дистанционного управления отключением / подключением абонента.

Счетчики РИМ 489.07 - трансформаторные универсальные счетчики.

Счетчики имеют встроенный тарификатор и реализуют многотарифный учет активной электрической энергии.

Счетчики измеряют среднеквадратические значения фазных токов, фазных и линейных напряжений, частоту, удельную энергию потерь в цепях тока, коэффициент реактивной мощности цепи ( $\operatorname{tg} \varphi$ ), коэффициент мощности ( $\cos \varphi$ ), напряжение прямой последовательности и коэффициенты несимметрии напряжения по обратной и нулевой последовательностям.

Счетчики измеряют комплексные параметры качества электрической энергии - продолжительность времени выхода напряжения и частоты за пределы нормальных (предельных) норм качества электричества по установившемуся отклонению напряжения  $\delta U_u$  (ПКЭу) и отклонению частоты  $\Delta f$  (ПКЭф) по ГОСТ 13109-97, ГОСТ Р 51317.4.30-2008.

Счетчики определяют показатели качества электроэнергии - длительность провалов/перенапряжений /отключения фаз согласно ГОСТ 13109-97, ГОСТ 51317.4.30-2008, ГОСТ 21128-83: длительность провала напряжения  $\Delta t_{\text{П}}$ , величина остаточного напряжения  $\delta U_{\text{П}}$ , длительность перенапряжения  $\Delta t_{\text{ПЕРУ}}$ , напряжение прямой последовательности, коэффициенты несимметрии напряжения по обратной и нулевой последовательностям.

#### 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 пофазно. По полученным значениям мгновенной активной и реактивной мощности формируются накопленные значения количества потребленной активной электрической энергии (импорт и экспорт), в том числе по тарифно, и учет реактивной энергии (по 4 квадрантам). Расположение квадрантов соответствует геометрическому представлению С.1 ГОСТ Р 52425-2005.

Счетчики оснащены гальванически развязанными интерфейсами RF (радиоканал), RS-485 (два независимых интерфейса, основной RS-485 и дополнительный RS-485-2, при наличии) 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).

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

Показания счетчиков считываются дистанционно по интерфейсам RS-485, RF или оптопорту. 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 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 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 УПМт, задания параметров адресации по интерфейсам RS-485, RF, задания способа управления нагрузкой и других служебных параметров).

Считывание информации и конфигурирование счетчиков по интерфейсу RF выполняются с использованием программы Crowd\_Pk.exe.

Считывание информации и конфигурирование счетчиков по интерфейсу RS-485 выполняется с использованием программы Setting\_Rm\_489.exe.

Считывание информации по оптопорту выполняется с использованием программы Optoport.exe.

Оптический интерфейс счетчиков соответствует ГОСТ Р МЭК 61107-2001 в части конструкции, магнитных и оптических характеристик.

Счетчики оснащены клеммами для подключения резервного источника питания от 55 до 150 В (постоянного или переменного).

Измерительная 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.

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

Счетчики оснащены дискретными входами/выходами с целью введения функции телемеханики и телесигнализации (2 изолированных входа IN1, IN2 и два выхода OUT1, OUT2 с внутренним питанием 24 В). Дискретный выход OUT2 конфигурируется программным способом для выполнения функции управления коммутацией нагрузки абонента.

Счетчики оснащены реле управления коммутацией нагрузки (далее - РУ). РУ счетчиков предназначено для управления внешним устройством, выполняющим коммутацию нагрузки (отключение/подключение абонента).

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

Подключение абонента к сети выполняется дистанционно при помощи устройств АС по интерфейсам RS-485 или RF.

Подключение абонента возможно также при помощи кнопок управления (далее - КнУ), расположенных на лицевой поверхности счетчика при наличии разрешения, полученного от устройств АС. Если отключение абонента произошло автоматически по превышению УПМк, разрешение на подключение от устройств АС не требуется, включение возможно при помощи КнУ или автоматически (в зависимости от установок при конфигурировании счетчика) после снижения мощности нагрузки ниже УПМк и не ранее, чем через 1 минуту после отключения.

Управление коммутацией нагрузки абонента при помощи дискретного выхода OUT 2 выполняется аналогично управлению нагрузкой при помощи РУ.

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 кнопки управления (КнУ), в том числе при от-

сутствии сетевого напряжения. Дисплей счетчиков снабжен подсветкой. Подсветка включается при помощи кнопки КНУ, отключается автоматически. 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

Условное обозначение исполнения счетчика	Номинальный/максимальный ток, А	Номинальное напряжение, В	Класс точности при изменении активной / реактивной энергии	Включение	Постоянная счетчика	РУ	Штрих-код по EAN-13	Код типа счетчика
РиМ 489.07	5/7,5	3x57,7 / 100	0,5S / 1	С использованием трансформаторов тока и напряжения	36000	Есть*	46071345 11226	48907

\* Счетчики реализуют функцию РУ при помощи конфигурируемого выхода OUT2 и при помощи встроенного РУ (при наличии).

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 (см. таблицу 3).

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 информация недоступна корректировке, служебная информация счетчиков защищена системой паролей.

**Функциональные возможности счетчиков:**

Перечень величин, измеряемых счетчиком, приведен в таблице 2.

Таблица 2

Наименование измеряемой величины	Тарификация
Энергия	
активная (1 и 4 квадрант – импорт):	пофазно, суммарно
активная (2 и 3 квадрант - экспорт):	пофазно, суммарно
реактивная (по 4 квадрантам):	пофазно, суммарно
Удельная энергия потерь в цепях тока*	пофазно, суммарно
Мощность *	
активная (с указанием текущего положения вектора полной мощности):	пофазно, суммарно
реактивная мощность (с указанием текущего положения вектора полной мощности):	пофазно, суммарно
полная (по модулю)****	пофазно, суммарно
Максимальное значение средней активной мощности на программируемом интервале в текущем отчетном периоде** (активная пиковая мощность, Ринт макс) суммарно	
Максимальное значение средней активной мощности на месячном интервале (за прошедший отчетный период) (максимальная пиковая на РДЧ, Ррдч, )*** суммарно	
Ток, среднеквадратическое (действующее) значение *	пофазно
Фазное напряжение, среднеквадратическое (действующее) значение*	пофазно

Наименование измеряемой величины	Тарификация
Линейное (междуфазное) напряжение, среднеквадратическое (действующее) значение*	пофазно
Частота питающей сети*	
Коэффициент реактивной мощности цепи (tg φ)	пофазно, суммарно
Коэффициент мощности (cos φ)****	пофазно, суммарно
Показатели качества электроэнергии (ПКЭу, ПКЭф)	
Длительность провалов/перенапряжений /отключения фаз****	
Напряжение прямой последовательности ****	
Коэффициенты несимметрии напряжения по обратной и нулевой последовательностям****	
Температура внутри корпуса счетчика****	
Примечания * Время интегрирования значений (период измерения) мощностей составляет 1 секунду (50 периодов сетевого напряжения), частоты – 20 секунд, среднеквадратического (действующего) значения напряжения с усреднением по ГОСТ 13109-97 на минутном интервале ** Длительность интервала интегрирования программируется от 1 до 60 минут. *** С фиксацией даты и времени **** Для технического учета	

**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).

**Суммарная текущая мощность** (активная и реактивная) определяются как сумма соответствующих фазных значений мощности.

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

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

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

$Q$  – текущее значение реактивной мощности, вар;

$S$  – текущее значение полной мощности, ВА;

SQRT – функция, возвращающая квадратный корень числа.

**Максимальное значение средней активной мощности на программируемом интервале в текущем отчетном периоде** (активная пиковая мощность -  $R_{инт макс}$ ) определяется как максимальное значение из зафиксированных значений средней активной мощности на программируемом интервале ( $R_{инт}$ ) за текущий месяц.

**Средняя активная мощность на программируемом интервале** (активная интервальная мощность  $R_{инт}$ ) определяется методом «скользящего окна» по формуле

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

где  $R_{инт}$  - значение суммарной средней активной мощности;

$P_{тек}$  – измеренное значение текущей суммарной активной мощности, Вт;

$T$  – длительность программируемого интервала.

**Максимальная средняя активная мощность на месячном интервале** (максимальная пиковая мощность на РДЧ -  $P_{рдч}$ ) определяется как максимальное значение из зафиксированных значений  $R_{инт}$  за прошедший месяц.

**Удельная энергия потерь в цепях тока** определяется по формуле

$$W_{уд} = (10^{-3}/3600) \times \int_0^T I^2 dt, \quad (3)$$

где  $W_{уд}$  - расчетное значение удельной энергии потерь в цепях тока,  $\text{кА}^2 \text{ч}$ ;

$I$  – действующее (среднеквадратическое) значение тока с интервалом интегрирования 1 с;

T – время работы счетчика, с.

Суммарная удельная энергия потерь определяется как сумма фазных значений удельной энергии потерь.

**Коэффициент реактивной мощности цепи tg φ** определяется по формуле

$$\operatorname{tg} \varphi = |Q| / |P|, \quad (4)$$

где tg φ расчетное значение коэффициента реактивной мощности цепи;

Q - значение текущей реактивной мощности, вар;

P – значение текущей активной мощности, Вт.

**Коэффициент мощности cos φ** определяется по формуле

$$\cos \varphi = P / \operatorname{SQRT} (P^2 + Q^2), \quad (5)$$

где cos φ - расчетное значение коэффициента мощности;

Q - значение текущей реактивной мощности, вар;

P – значение текущей активной мощности, Вт;

SQRT – функция, возвращающая квадратный корень числа.

Счетчик определяет суммарное значение cos φ и tg φ как среднее геометрическое фазных значений соответствующих величин.

**Показатели качества электроэнергии** (продолжительность времени выхода за пределы нормальных (предельных) норм качества электричества) определяются по ГОСТ 13109-97, ГОСТ Р 51317.4.30-2008 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.

**Длительность провалов/перенапряжений /отключения фаз** определяется согласно ГОСТ 13109-97 и ГОСТ 51317.4.30-2008.

Коэффициенты несимметрии напряжения по обратной и нулевой последовательности определяются согласно ГОСТ 13109-97 и ГОСТ 51317.4.30-2008.

#### **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 –пароль 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 или резервного питания на счетчике – только при помощи КнУ);
- г) подсветка дисплея. Управление подсветкой в ручном режиме при помощи КнУ, автоматическое отключение подсветки по истечении заданного времени;
- д) самодиагностика – счетчики формируют и передают код режима работы (статус), отражающий наличие фаз сети, 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 и оптопорту (см. таблицу 3), скорость обмена не менее 1200 бит/с;
- ж) синхронизация ЧРВ счетчиков по интерфейсам RF, RS-485 с использованием устройств АС;
- з) конфигурирование счетчиков по интерфейсам RF, RS-485 с использованием устройств АС;
- и) автоматическое отключение абонента от сети по превышению УПМк;
- к) дистанционное управление отключением/подключением абонента:
  - при помощи устройств АС по интерфейсу RF;
  - при помощи устройств АС по интерфейсам RS-485;
  - при помощи КнУ (только включение при наличии разрешения от устройств АС);

л) 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;

м) ведение журналов:

- **месячного потребления** 36 записей (36 месяцев) - фиксация значений потребления по всем видам энергии (на РДЧ), максимальное значение средней активной мощности на программируемом интервале за прошедший отчетный период (Ррдч) с датой и временем фиксации, количество часов работы счетчика, продолжительность времени подачи некачественной энергии;

- **суточного потребления** 186 записей (6 месяцев) - фиксация значений потребления по всем видам энергии за сутки, фиксация даты и времени выхода напряжения и частоты за допустимые нормы, количество часов работы счетчика в течение суток;

- **профилей нагрузки** 8928 записей (6 месяцев при 30 минутном интервале)- фиксация значений потребления по всем видам энергии через выбранный интервал времени. Длительность интервала времени для фиксации профилей потребления выбирается из ряда 1,2,3,4,5,6,10,12,15,20,30,60 минут;

- **событий**, в которых отражены события, связанные с отсутствием напряжения, пере-программирования служебных параметров и т.д. – не менее 5120 записей, в т.ч.:

– журнал «Коррекций» - 1024 записи, фиксация изменений служебных параметров и состояния электронных пломб;

– журнал «Вкл/Выкл» (включений/выключений) - 1024 записи, фиксация времени включения/отключения сетевого питания и включений / отключений абонента ;

– журнал отклонений по «**tg φ**» - 1024 записи, фиксация времени перехода через порог и возвращения в норму значения tg φ;

– журнал ПКЭ (качества сети) - 1024 записей фиксация времени выхода за пределы частоты ( $\pm 0,2\text{Гц}$ ,  $\pm 0,4\text{Гц}$ ) и напряжения ( $\pm 5\%$ ,  $\pm 10\%$ ) согласно ГОСТ 13109-97;

– журнал «Провалов/перенапряжений» - 1024 записи, фиксация времени и длительности провалов/перенапряжений/отключений.

– журнал дискретных входов/выходов – 1024 записи, фиксация событий, связанных о срабатыванием дискретных входов/выходов.

Все события привязаны ко времени. Журналы недоступны корректировке при помощи внешних программ.

Таблица 3 - Функциональные возможности интерфейсов счетчиков

Направление обмена	Параметр	RF, RS-485	Оптопорт	
Передача данных	Тип *	+	+	
	Заводской номер *	+	+	
	Идентификатор ПО	+	+	
	<u>Показания</u>			
	Тарифицируемые			
	- текущие по активной энергии импорт (по каждому тарифу, суммарно по фазам) *		+	+
	- на РДЧ по активной энергии импорт (по каждому тарифу, суммарно по фазам) *		+	+
	Нетарифицируемые			
	текущие по активной энергии импорт (пофазно)		+	-
	текущие по активной энергии импорт (суммарно по фазам и тарифам)*		+	+
	на РДЧ по активной энергии импорт (пофазно)		+	-

Направление обмена	Параметр	RF, RS-485	Оптопорт	
Передача данных	на РДЧ по активной энергии импорт (суммарно по фазам и тарифам)*	+	+	
	текущие по активной энергии экспорт (пофазно)	+	-	
	текущие по активной энергии экспорт (суммарно по фазам)	+	+	
	на РДЧ по активной энергии экспорт (пофазно)	+	-	
	на РДЧ по активной энергии экспорт (суммарно по фазам)	+	+	
	- текущие по реактивной энергии I квадранта (пофазно)	+	-	
	- текущие по реактивной энергии I квадранта (суммарно по фазам) *	+	+	
	- на РДЧ по реактивной энергии I квадранта (пофазно)	+	-	
	- на РДЧ по реактивной энергии I квадранта (суммарно по фазам) *	+	+	
	- текущие по реактивной энергии II квадранта (пофазно)	+	-	
	- текущие по реактивной энергии II квадранта (суммарно по фазам) *	+	+	
	- на РДЧ по реактивной энергии II квадранта (пофазно)	+	-	
	- на РДЧ по реактивной энергии II квадранта (суммарно по фазам) *	+	+	
	- текущие по реактивной энергии III квадранта (пофазно)	+	-	
	- текущие по реактивной энергии III квадранта (суммарно по фазам) *	+	+	
	- на РДЧ по реактивной энергии III квадранта (пофазно)	+	-	
	- на РДЧ по реактивной энергии III квадранта (суммарно по фазам) *	+	+	
	- текущие по реактивной энергии IV квадранта (пофазно)	+	-	
	- текущие по реактивной энергии IV квадранта (суммарно по фазам) *	+	+	
	- на РДЧ по реактивной энергии IV квадранта (пофазно)	+	-	
	- на РДЧ по реактивной энергии IV квадранта (суммарно по фазам) *	+	+	
	- текущее значение удельной энергии потерь в цепи тока (пофазно)	+	-	
	- текущее значение удельной энергии потерь в цепи тока (суммарно по фазам)*	+	+	
	- значение удельной энергии потерь в цепи тока (пофазно) на РДЧ	+	-	
	- значение удельной энергии потерь в цепи тока (суммарно по фазам) на РДЧ *	+	+	
	- текущая активная мощность (со знаком, пофазно) *	+	+	
	- текущая активная мощность (со знаком, суммарно по фазам) *	+	+	
	- текущая реактивная мощность (со знаком, пофазно)	+	+	
	- текущая реактивная мощность (со знаком, суммарно по фазам) *	+	+	
	- текущее максимальное значение средней активной мощности на программируемом интервале суммарно по фазам (Ринг макс)	+	+	
	- значение активной мощности на программируемом интервале за прошедший отчетный период суммарно по фазам на РДЧ (Ррдч)	+	+	
	- текущая полная мощность (по модулю, пофазно)	+	+	
	- текущая полная мощность (по модулю, суммарно по фазам)	+	+	
	- фазное напряжение, среднеквадратическое значение (пофазно) *	+	+	
	- линейное (междуфазное) напряжение, среднеквадратическое значение *	+	-	
	- ток, среднеквадратическое значение (пофазно) *	+	+	
	- частота сети *	+	+	
	- текущее значение tg φ (пофазно)	+	-	
	- текущее значение tg φ (суммарно) *	+	-	
	- текущее значение cos φ (пофазно) *	+	+	
	- текущее значение cos φ (суммарно) *	+	+	
	- длительность подачи некачественной электроэнергии на РДЧ *	+	-	
	- показания ЧРВ *	+	+	
	- температура внутри корпуса счетчика	+	-	
	- напряжение прямой последовательности	+	-	
	- коэффициенты несимметрии напряжения по обратной и нулевой последовательности	+	-	
	Журналы счетчика	+	-	
	<u>Служебная информация</u>			
	- параметры связи по RF	+	-	



Направление обмена	Параметр	RF, RS-485	Оптопорт
Передача данных	- параметры тарификации	+	-
	- параметры контроля качества сети	+	-
	- адрес и режим работы интерфейсов RS-485*	+	-
Прием данных и команд	<u>Корректировка служебной информации</u>		
	- параметры связи по RF	+	-
	- адрес и режим работы интерфейсов RS-485	+	-
	- параметры контроля качества сети	+	-
	- параметры тарификации	+	-
	- синхронизация ЧРВ	+	-
	- параметры безопасности	+	-
- параметры индикации	+	-	
Примечания			
* - доступно для вывода на дисплей счетчика.			

Счетчики оснащены электрическими испытательными выходами TMA и TMR для активной и реактивной энергии соответственно, характеристики испытательных выходов соответствуют

ГОСТ Р 52320-2005 .

Степень защиты корпуса IP51 по ГОСТ 14254-96. Корпус счетчиков пломбируется пломбой поверителя. Пломбирование счетчиков осуществляется навесной пломбой на выступах основания и крышки корпуса.

Корпус и крышка клеммной колодки снабжены электронными пломбами.

Пример записи при заказе счетчика РиМ 489.07: «Счетчик электрической энергии трехфазный статический РиМ 489.07 ТУ 4228-058-11821941-2011».

Фотография общего вида счетчиков с указанием места установки пломбы поверителя приведена на рисунке 1.



Место установки пломбы поверителя

Рисунок 1 – Фотография общего вида и место установки пломбы поверителя счетчиков РиМ 489.07

### Программное обеспечение

Интегрированное программное обеспечение ПО записано в запоминающее устройство контроллера счетчика.

Встроенное ПО счетчика является метрологически значимым.

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

Идентификационные данные программного обеспечения приведены в таблице 4.

Таблица 4

Наименование программного обеспечения	Идентификационное наименование программного обеспечения	Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения
РиМ 489.07 программа	PM48907 ВНКЛ.411152.046-04 ПО	48907	03603*	CRC16
* для исполнения с встроенным РУ, или 21270 для исполнения без встроенного РУ				

### Метрологические и технические характеристики

Номинальный ток, А	5
Максимальный ток, А	7,5
Номинальное напряжение, В	3x57,7 /100
Установленный рабочий диапазон фазного напряжения, В	от 51 до 67
Расширенный рабочий диапазон фазного напряжения, В	от 46 до 75
Время, в течение которого счетчик выдерживает воздействие фазного напряжения 1,7 U ном (110 В) без последующего ухудшения характеристик, ч, не менее	0,5
Номинальная частота, Гц	50
Класс точности при измерении активной/реактивной энергии	0,5S /1
Стартовый ток, актив/реактив, мА,	5/10
Постоянная счетчика, имп./кВт·ч), имп./квар·ч)	36000
Полная мощность, потребляемая каждой цепью тока, ВА, не более	0,1
Полная мощность, потребляемая каждой цепью напряжения, ВА, не более	8,0
Активная мощность, потребляемая каждой цепью напряжения, Вт, не более	1,5
Мощность, дополнительно потребляемая встроенными модулями связи, ВА, не более	3,0
Максимальная дальность действия интерфейса RF, м, не менее	100
Суточный ход ЧРВ, с/сутки, не более	0,5
Время автономности ЧРВ при отсутствии напряжения сети, лет, не менее	10
Количество тарифов	8
Количество тарифных зон, не более	256
Характеристики дискретных входов	
напряжение на дискретных входах, В	24 ± 4,8
ток короткого замыкания, мА, не более	5
Характеристики дискретных выходов	
выходное напряжение в состоянии 0, В, не более	4,8 В,
выходное напряжение в состоянии 1, В, при токе нагрузки не более 30 мА	24 ± 4,8
Характеристики РУ	коммутируемый ток не более 2 А при напряжении не более 264 В
Время сохранения данных, лет, не менее	40
Масса, кг, не более	1,5
Габаритные размеры, мм, не более	176; 296; 85
Установочные размеры, мм,	155; (194 – 214)
Средняя наработка до отказа, ч, не менее	180 000
Средний срок службы Тсл, лет, не менее	30

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 до 70 °С, верхнем значении относительной влажности воздуха 100 % при температуре окружающего воздуха 25 °С, атмосферном давлении от 70 до 106,7 кПа (от 537 до 800 мм рт. ст.).

КнУ счетчиков функционирует при температуре от минус 25 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 Р 52320-2005. Соответствие счетчиков требованиям безопасности и электромагнитной совместимости подтверждено сертификатом соответствия РОСС RU. АЯ79.В15942.

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 счетчика	При считывании по интерфейсам при помощи устройств АС	
			RF, RS-485	оптопорт
Активная энергия	кВт•ч	$10^4 / 0,001$	$10^5 / 0,001$	$10^4 / 0,001$
Реактивная энергия	квар•ч	$10^4 / 0,001$	$10^5 / 0,001$	$10^4 / 0,001$
Активная мощность	Вт	$10^4 / 0,1$	$10^4 / 0,1^*$	-
Реактивная мощность	вар	$10^4 / 0,1$	$10^4 / 0,1^*$	-
Полная мощность	ВА	$10^4 / 0,1$	$10^4 / 0,1^*$	-
Активная мощность	кВт	-	$10^2 / 0,001^{**}$	$10^2 / 0,001$
Реактивная мощность	квар	-	$10^2 / 0,001^{**}$	$10^2 / 0,001$
Полная мощность	кВА	-	$10^2 / 0,001^{**}$	$10^2 / 0,001$
Ток, среднеквадратическое (действующее) значение	А	$10^1 / 0,001$	$10^3 / 0,001$	$10^1 / 0,001$
Напряжение, среднеквадратическое (действующее) значение	В	$10^2 / 0,01$	$10^2 / 0,001$	$10^2 / 0,01$
Частота сети	Гц	$10 / 0,01$	$10 / 0,01$	$10 / 0,01$
Удельная энергия потерь в цепях тока	кА <sup>2</sup> •ч	$10^4 / 0,001$	$10^4 / 0,001$	$10^4 / 0,001$
Коэффициент реактивной мощности цепи (tg φ)	безразм.	$10^3 / 0,0001$	$10^3 / 0,001$	$10^3 / 0,0001$
Коэффициент мощности (cos φ)	безразм.	$10^0 / 0,001$	$10^0 / 0,001$	$10^0 / 0,001$
Показатели качества электроэнергии ПКЭц, ПКЭф	ч	$10^2 / 1$	$10^2 / 1$	$10^2 / 1$
	мин	$10^0 / 1$	$10^0 / 1$	$10^0 / 1$
Длительность провалов/перенапряжений /отключения фаз	Период сетевого напряжения	-	$10^3 / 1$	-
Температура внутри корпуса счетчика	°С	-10 / 1	10 / 1	-
Напряжение прямой последовательности	В	-	$10^2 / 0,001$	-
Коэффициенты несимметрии напряжения по обратной и нулевой последовательности	%	-	$10^1 / 0,01$	-

Примечания - \* по интерфейсу RS-485;  
\*\* - по интерфейсу RF.

**Показатели точности**

**1 При измерении энергии (активной и реактивной)**

Счетчики соответствуют требованиям точности ГОСТ Р 52323-2005 при измерении активной энергии, и ГОСТ Р 52425-2005 при измерении реактивной энергии.

**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 6.

2.2 Пределы допускаемой основной относительной погрешности  $\delta q$  при измерении  $Q_{тек}$  приведены в таблице 7.

2.3 Дополнительная погрешность, вызываемая изменением влияющих величин по отношению к нормальным условиям, приведенным в 8.5 ГОСТ Р 52323-2005 и 8.5 ГОСТ Р 52425-2005, не превышает пределов для счетчиков соответствующего класса точности в соответствии с таблицей 6 ГОСТ Р 52323 при измерении  $P_{тек}$ , и ГОСТ Р 52425-2005 при измерении  $Q_{тек}$ .

Таблица 6

Ток, от I ном	cos φ	Пределы допускаемой основной погрешности при измерении $P_{тек}$ , Р инт, %
0,05	1	±1,9
0,10	1	±1,0
0,20		±0,7
1,00	1	±0,5
I макс	1	±0,5
0,10	инд 0,5	±1,9
0,20	инд 0,5	±1,1
1,00	инд 0,5	±0,6
I макс	инд 0,5	±0,6
0,10	емк 0,8	±1,3
0,20	емк 0,8	±0,9
1,00	емк 0,8	±0,6
I макс	емк 0,8	±0,6

Таблица 7

Ток, от I ном	sin φ	Пределы допускаемой основной погрешности, при измерении $Q_{тек}$ , %
0,05	1	±2,1
0,10	1	±1,4
0,20	1	±1,1
1,00	1	±1,0
I макс	1	±2,0
0,10	инд 0,5	±2,1
0,20	инд 0,5	±1,4
1,00	инд 0,5	±1,0
I макс	инд 0,5	±1,0
0,10	емк 0,5	±2,1
0,20	емк 0,5	±1,4
1,00	емк 0,5	±1,0
I макс	емк 0,5	±1,0
0,10	инд 0,25	±4,0
0,20	инд 0,25	±2,4
1,00	инд 0,25	±1,6
I макс	инд 0,25	±1,6
0,10	емк 0,25	±4,0

Ток, от I ном	sin φ	Пределы допускаемой основной погрешности, при измерении Qтек, %
0,20	емк 0,25	±2,4
1,00	емк 0,25	±1,6
I макс	емк 0,25	±1,6

**3 При измерении средней активной мощности на программируемом интервале (Ринт), максимального значения средней активной мощности на программируемом интервале (Ринт макс), средней активной мощности на РДЧ (Ррдч)**

3.1 Пределы допускаемой основной относительной погрешности при измерении Р инт, Р инт макс и Р рдч приведены в таблице 6.

3.2 Дополнительная погрешность, вызываемая изменением влияющих величин по отношению к нормальным условиям, приведенным в ГОСТ Р 52323-2005, не превышает пределов для счетчиков соответствующего класса точности в соответствии с таблицей 6 ГОСТ Р 52323-2005.

**4 При измерении среднеквадратических значений тока**

4.1 Пределы допускаемой основной относительной погрешности при измерении среднеквадратических значений тока  $\delta I$  приведены в таблице 8.

Таблица 8

Ток, от Iном	Пределы допускаемой относительной погрешности при измерении среднеквадратических значений тока, %
0,1	±0,54
0,2	±0,51
1,0	±0,50
I макс	±0,50

**5 При измерении среднеквадратических значений напряжения, фазных и линейных (межфазных)**

5.1 Пределы допускаемой относительной погрешности при измерении среднеквадратических значений напряжения приведены в таблице 9.

Таблица 9

Диапазон измеряемых среднеквадратических значений фазного напряжения, В	Пределы допускаемой основной относительной погрешности при измерении напряжения, %
От 46 до 75	±0,5

**6 При измерении частоты напряжения сети**

6.1 Пределы абсолютной погрешности при измерении частоты напряжения сети ±0,03 Гц.

6.2 Диапазон измеряемых частот от 45 до 55 Гц.

**7 При измерении удельной энергии потерь в цепях тока**

7.1 Пределы допускаемой относительной погрешности при измерении удельной энергии потерь в цепях тока приведены в таблице 10.

Таблица 10

Ток, от Iном	Пределы допускаемой относительной погрешности при удельной энергии потерь в цепях тока, %
0,02	± 2,4
0,05	± 1,4
0,1	± 1,1
0,2	± 1,0
1,0	± 1,0
I макс	± 1,0

**8 При измерении коэффициента реактивной мощности цепи (tg φ)**

8.1 Пределы допускаемой основной относительной погрешности при измерении tg φ указаны в таблице 11.

Таблица 11

Ток, от Iном	Пределы допускаемой основной погрешности, при измерении tg φ, %
0,1	± 4,1
0,2	± 2,5
1,0	± 1,7
I макс	± 1,7

8.2 Пределы дополнительных погрешностей при измерении tg φ определяются по формуле:

$$\delta tgi = \pm \text{SQRT} (\delta pi^2 + \delta qi^2), \quad (6)$$

где  $\delta tgi$  – расчетное значение пределов допускаемой дополнительной погрешности при измерении tg φ, вызываемой  $i$  – влияющей величиной, %;

$\delta pi$  – пределы допускаемой дополнительной погрешности при измерении активной энергии, вызываемой  $i$  – влияющей величиной в соответствии с 8.2 ГОСТ Р 52323-2005, %;

SQRT – функция, возвращающая квадратный корень числа;

$\delta qi$  – пределы допускаемой основной относительной погрешности при измерении реактивной энергии, вызываемой  $i$  – влияющей величиной, в соответствии с 8.2 ГОСТ Р 52425-2005, %.

8.3 Диапазон измеряемых значений tg φ от 0,25 до 0,75.

### 9 При измерении показателей качества электроэнергии

Погрешности 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.

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

#### Комплектность средства измерений

Комплект поставки счетчиков приведен в таблице 12

Таблица 12

Обозначение	Наименование	Количество
	Счетчик электрической энергии трехфазный статический РИМ 489.07	1 шт.
	Паспорт	1 экз.
ВНКЛ.411152.046 РЭ	Руководство по эксплуатации	*, **, ****
ВНКЛ.411152.046-01 ДИ	Методика поверки	*, ***, ****
ВНКЛ.426487.030	Терминал мобильный РИМ 099.01	1 компл. *
	Программа Crowd_Pk.exe	*, ****
	Программа Setting_Rm_489.exe	*, ****
	Программа Optoport.exe	*, ****

\* поставляется по отдельному заказу.

\*\* поставляется по требованию организаций, производящих ремонт и эксплуатацию счетчиков.

\*\*\* поставляется по требованию организаций, производящих поверку счетчиков.

\*\*\*\* - поставляется на CD.

Примечание - Программы Crowd\_Pk.exe, Setting\_Rm\_489.exe, Optoport.exe в составе Терминала мобильного РИМ 099.01

#### Поверка

осуществляется в соответствии с документом «Счетчики электрической энергии трехфазные статические РИМ 489.07. Методика поверки ВНКЛ.411152.046-01 ДИ с изменением 1», утвержденному ГЦИ СИ «СНИИМ» 21 декабря 2012 года.

Перечень основных средств поверки приведен в таблице 13.

Таблица 13

№ п/п	Наименование	Метрологические характеристики
1	Установка УППУ-МЭЗ.1, класс точности 0,05	46-380 В, (0,01– 100)А, ПГ $\pm(0,03-0,06)\%$ .
2	Секундомер СО-СПР	(0,2 – 60) мин; цена деления 0,2 с; ПГ $\pm 1$ с/ч.
3	Универсальная пробойная установка УПУ-1М.	Испытательное напряжение до 10 кВ, погрешность установки напряжения не более $\pm 10\%$ ;
4	Терминал мобильный РиМ 099.01	Визуализация информации

#### Сведения о методиках (методах) измерений

Метод измерений приведен в документе «Счетчики электрической энергии трехфазные статические РиМ 489.03, РиМ 489.04, РиМ 489.05, РиМ 489.06, РиМ 489.07. Руководство по эксплуатации ВНКЛ.411152.046 РЭ».

#### Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к счетчикам электрической энергии трехфазным статическим РиМ 489.07

1 «Счетчики электрической энергии трехфазные статические РиМ 489.03, РиМ 489.04, РиМ 489.05, РиМ 489.06, РиМ 489.07. Технические условия ТУ-4228-058-11821941-2011».

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

3 ГОСТ Р 52323-2005 Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 21. Статические счетчики активной энергии классов точности 0,5S и 0,2S.

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

5 ГОСТ 8.551-86 Государственная система обеспечения единства измерений. Государственный специальный эталон и государственная поверочная схема для средств измерений электрической мощности и коэффициента мощности в диапазоне частот от 40 до 20000 Гц.

6 «Счетчики электрической энергии трехфазные статические РиМ 489.07. Методика поверки. ВНКЛ.411152.046-01 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: [rim@zao-rim.ru](mailto:rim@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](mailto:evgrafov@sniim.nsk.ru)

Заместитель Руководителя Федерального  
агентства по техническому  
регулированию и метрологии

Ф.В. Булыгин

М.п. «\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2013 г.