

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

### Счетчики электрической энергии трехфазные статические РиМ 489.13, РиМ 489.14, РиМ 489.15, РиМ 489.16, РиМ 489.17

#### Назначение средства измерений

Счетчики электрической энергии трехфазные статические РиМ 489.13, РиМ 489.14, РиМ 489.15, РиМ 489.16, РиМ 489.17 (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 отключения / подключения абонента (в зависимости от исполнения).

Счетчики РиМ 489.13, РиМ 489.15, РиМ 489.17 - трансформаторные универсальные счетчики, счетчики РиМ 489.14, РиМ 489.16 – счетчики непосредственного включения.

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 параметры показателей качества электрической энергии: установившееся отклонение напряжения  $\delta U_y$  и отклонение частоты  $\Delta f$  по ГОСТ Р 54149-2010, ГОСТ Р 51317.4.30-2008, класс S.

Счетчики измеряют параметры показателей качества электрической энергии по ГОСТ Р 54149-2010 и ГОСТ 51317.4.30-2008, класс S;

- длительность провала напряжения  $\Delta t_{п}$ ;
- длительность перенапряжения  $\Delta t_{пер}$ ;
- глубина провала напряжения  $\delta U_{п}$ ;
- величина перенапряжения  $\Delta U$ .

#### 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 и реактивной), обрабатывается микроконтроллером пофазно. По полученным значениям мгновенной мощности формируются накопленные значения количества активной и реактивной электрической энергии:

- активной импорт (прием) по 1 и 4 квадрантам по тарифно;
- активной экспорт (отдача) по 2 и 3 квадрантам без тарификации;
- реактивной импорт (прием) по 1 и 2 квадрантам без тарификации;
- реактивной экспорт (отдача) по 3 и 4 квадрантам без тарификации.

Расположение квадрантов соответствует геометрическому представлению С.1 ГОСТ 31819.23-2012.

Счетчики оснащены гальванически развязанными интерфейсами (в зависимости от варианта исполнения, см. таблицу 1): RF (радиоканал), RS-485 (два независимых интерфейса), PLC (по силовой сети) 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 (импорт) при превышении установленного порога активной мощности (далее – УПМт).

Показания счетчиков считываются дистанционно по интерфейсам RS-485, RF, PLC, а также по оптопорту (в зависимости от варианта исполнения).

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 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 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 потарифно, 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 PLC, RS-485, RF и других служебных параметров).

Перечень измеряемых и служебных величин, выводимых для считывания по интерфейсам, доступен для установки и корректировки дистанционно или непосредственно на месте эксплуатации счетчиков по интерфейсам RF, RS-485, PLC.

Подробное описание функциональных возможностей интерфейсов счетчиков приведено в руководстве по эксплуатации.

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

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

Оптический интерфейс счетчиков соответствует ГОСТ ИЕС 61107-2011 в части конструкции, магнитных и оптических характеристик.

Счетчики оснащены, дискретными входами/выходами с целью введения функции телемеханики и телесигнализации (2 изолированных входа и два выхода с внутренним питанием 24 В), и клеммами для подключения резервного источника питания.

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, в зависимости от варианта исполнения оснащены устройством коммутации нагрузки (далее - УКН) или реле управления коммутацией нагрузки (далее - РУ). УКН счетчиков выполняет коммутацию нагрузки (отключение/подключение абонента), 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 для коммутации нагрузки (далее - УПМк), если эта функция задана при конфигурировании счетчика, или дистанционно при помощи устройств АС по интерфейсам PLC, RF, или RS-485.

Подключение абонента к сети выполняется дистанционно при помощи устройств АС по интерфейсам PLC, 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 после снижения мощности нагрузки ниже УПМ и не ранее, чем через 1 минуту после отключения.

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, в том числе при отсутствии сетевого напряжения. Дисплей счетчиков снабжен подсветкой. Подсветка включается при помощи кнопки КнУ, отключается автоматически. Перечень измеряемых параметров и служебных величин, выводимых на дисплей счетчика, доступен для установки и корректировки дистанционно или непосредственно на месте эксплуатации счетчиков по интерфейсам RF, RS-485, PLC.

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	Базовый (номинальный) / максимальный	Номинальное напряжение, В	Класс точности при измерении активной / реактивной энергии	Включение	Постоянная счетчика имп./ (кВт·ч) [имп./ (квар·ч)]	Интерфейсы	УКН (РУ)	Штрих-код по EAN-13	Код типа счетчика
РиМ 489.13	5/7,5	3x230 / 400	0,5S / 1	С использованием трансформаторов тока	36000	PLC RF RS-485 оптопорт	Нет	4607134511493	48913
РиМ 489.14	5/80	3x230 / 400	1 / 2	Непосредственное	4000		УКН	4607134511509	48914
РиМ 489.15	5/7,5	3x230 / 400	0,5S / 1	С использованием трансформаторов тока	36000		РУ	4607134511516	48915
РиМ 489.16	5/100	3x230 / 400	1 / 2	Непосредственное	4000		Нет	4607134511523	48916

Окончание таблицы 1

Условное обозначение исполнения счетчика	Базовый (номинальный) / максимальный	Номинальное напряжение, В	Класс точности при измерении активной / реактивной энергии	Включение	Постоянная счетчика имп./ (кВт·ч) [имп./ (квар·ч)]	Интерфейсы	УКН (РУ)	Штрих-код по EAN-13	Код типа счетчика
РиМ 489.17	5/7,5	3x57,7 /100	0,5S / 1	С использованием трансформаторов тока и напряжения	36000	RF RS-485 оптопорт	РУ	4607134511530	48917

**Примечания**

1 Напряжение резервного источника питания для счетчиков непосредственного включения или подключаемых с использованием трансформаторов тока от 100 до 264 В (постоянного или переменного). Напряжение резервного источника питания для счетчиков, подключаемых с использованием трансформаторов тока и напряжения от 55 до 150 В (постоянного или переменного).

2 Счетчики РиМ 489.17 могут использоваться в трехфазных трехпроводных цепях переменного тока с номинальным напряжением 3 x 100 В.

Количество тарифов и тарифное расписание счетчиков задаются встроенным тарификатором, имеющим энергонезависимые часы реального времени (далее ЧРВ). Количество тарифов и тарифное расписание доступны для установки и корректировки дистанционно или непосредственно на месте эксплуатации счетчиков по интерфейсам RF, RS-485, PLC.

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. Подробное описание журналов приведено в руководстве по эксплуатации).

Измерительная информация в счетчиках 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.

Служебная информация защищена системой паролей.

Функциональные возможности счетчиков

Перечень величин, измеряемых счетчиком, приведен в таблице 2.

Таблица 2

Наименование измеряемой величины	Тарификация
Энергия <sup>6)</sup>	
активная (импорт):	пофазно, суммарно Потарифно
активная (экспорт):	пофазно, суммарно Не тарифицируется
реактивная (импорт/экспорт):	пофазно, суммарно Не тарифицируется
Удельная энергия потерь в цепях тока	пофазно, суммарно
Мощность (с указанием положения вектора полной мощности)*	
активная:	пофазно, суммарно
реактивная :	пофазно, суммарно
полная ****	пофазно, суммарно

Окончание таблицы 2

Наименование измеряемой величины	Тарификация
Среднее значение активной мощности на программируемом интервале** (активная интервальная мощность, Ринт) суммарно	-
Максимальное значение средней активной мощности на месячном интервале в текущем отчетном периоде (текущая максимальная интервальная мощность, Ринт макс)** суммарно	-
Максимальное значение средней активной мощности за прошедший отчетный период (максимальная интервальная мощность на РДЧ, Ррдч)** суммарно	-
Ток, среднееквадратическое (действующее) значение * пофазно	
Фазное напряжение, среднееквадратическое (действующее) значение*** пофазно	
Линейное напряжение, среднееквадратическое (действующее) значение*** пофазно	
Установившееся отклонение напряжения основной частоты <sup>5)</sup>	
Частота питающей сети***	
Коэффициент реактивной мощности цепи tg φ пофазно, суммарно	
Отклонение частоты <sup>5)</sup>	
Коэффициент мощности cosφ**** пофазно, суммарно	
Длительность провалов/длительность перенапряжений <sup>5)</sup>	
Глубина провала напряжения <sup>5)</sup>	
Величина перенапряжения <sup>5)</sup>	
Напряжение прямой последовательности****	
Коэффициенты несимметрии напряжения по обратной и нулевой последовательностям****	
Температура внутри корпуса счетчика****	
<p>* Время интегрирования значений (период измерения) токов, мощностей составляет 1 секунду (50 периодов сетевого напряжения),</p> <p>** Длительность интервала интегрирования программируется от 1 до 60 минут.</p> <p>*** Длительность интервала интегрирования при измерении частоты 10 секунд, в соответствии с требованиями класса S по ГОСТ Р 51317.4.30-2008. Время интегрирования значений (период измерения) среднееквадратического (действующего) значения напряжения 10 периодов напряжения в соответствии с требованиями S по ГОСТ Р 51317.4.30-2008</p> <p>**** Для технического учета.</p> <p><sup>5)</sup> усреднение согласно с требованиями класса S по ГОСТ Р 51317.4.30-2008</p> <p><sup>6)</sup> Импорт - прием, экспорт – отдача. Расположение квадрантов согласно С.1 ГОСТ 31818.11-2012</p>	

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

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, ВА;

sqrt – функция, возвращающая квадратный корень числа.

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

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

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

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

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

*Коэффициент мощности  $\cos \varphi$*  определяется по формуле

$$\cos \varphi = P / S, \quad (3)$$

где  $P$  – текущее значение активной мощности, Вт;  
 $S$  – текущее значение полной мощности, ВА.

*Коэффициент реактивной мощности цепи  $\text{tg } \varphi$*  определяется по формуле

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

где  $\text{tg } \varphi$  – расчетное значение коэффициента реактивной мощности цепи;

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

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

Суммарное значение  $\text{tg } \varphi$  определяется как среднее геометрическое фазных значений

*Установившееся отклонение напряжения основной частоты  $\delta U_0$*  определяют по 5.13 ГОСТ Р 51317.4.30-2008 относительно номинального (230 В) или заданного (согласованного) напряжения (задается программно 220 В).

*Отклонение частоты  $\delta f$*  определяют по 4.2.1 ГОСТ Р 54149-2010.

*Длительность провала напряжения  $\Delta t_n$*  определяют по 5.4 ГОСТ 51317.4.30-2018.

*Длительность перенапряжения  $\Delta t_{\text{пер}}$*  определяют по 5.4 51317.4.30-2018

*Глубину провала напряжения  $\delta U_n$*  определяют по 5.4 ГОСТ 51317.4.30-2008,

*Величину перенапряжения  $\Delta U$*  определяют по 5.4 ГОСТ 51317.4.30-2008.

### **Основные функциональные возможности счетчиков**

а) сохранение в энергонезависимой памяти:

-измерительной информации (текущих значений) 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 и настроек;

в) вывод данных на электронный дисплей в автоматическом режиме и ручном режиме 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, тестирования и др. События, связанные с изменением статуса, регистрируются в соответствующем журнале счетчика с указанием времени наступления события (подробнее – см. Руководство по эксплуатации);

- е) обмен данными с устройствами АС
- по интерфейсу PLC (скорость обмена не менее 1200 бит/с);
  - по интерфейсу RF (скорость обмена не менее 4800 бит/с);
  - по интерфейсу RS-485
  - по оптопорту

Подробное описание параметров обмена данными с устройствами АС приведено в Руководстве по эксплуатации.

ж) ретрансляция данных и команд – счетчики могут использоваться как независимые ретрансляторы по PLC и RF;

з) синхронизация ЧРВ счетчиков по интерфейсам по интерфейсам RF, RS-485, PLC, оптопорту с использованием устройств АС;

и) конфигурирование счетчиков по интерфейсам RF, RS-485, PLC, оптопорту с использованием устройств АС;

к) автоматическое отключение абонента от сети по превышению УПМк (для счетчиков, оснащенных УКН или РУ);

л) дистанционное управление отключением/подключением абонента (для счетчиков, оснащенных УКН или РУ):

- 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) автоматическое отключение абонента от сети (только для счетчиков, оснащенных УКН или РУ) - по превышению УПМк;

о) запись и хранение результатов измерений с нарастающим итогом в двух направлениях в журналах ежесуточного и помесячного потребления, а также на получасовых интервалах;

п) ведение журналов профилей нагрузки и напряжения с программируемым интервалом из ряда 1, 2, 3, 4, 5, 6, 10, 12, 15, 20, 30, 60 минут;

р) ведение журнала Событий, в котором отражены события, связанные с отсутствием напряжения, коммутацией нагрузки, перепрограммированием служебных параметров, внешних воздействий типа (постоянного магнитного поля), фактов связи со счетчиком, нарушения электронных пломб, поступлением сигналов на дискретные входы и т.д.

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

Подробное описание журналов и профилей счетчиков приведено в Руководстве по эксплуатации.

При фиксации счетчиком событий, к которым относятся:

- поступление сигнала на дискретные входы;
- воздействия постоянным магнитным полем;
- 3-х кратная попытка обращения к счетчику по неправильному паролю

счетчик выступает в качестве инициатора связи с устройствами АС, посылая по интерфейсу RF информацию о наступлении данного события. Сброс фиксации данного события в счетчике произойдет после принятия данного события устройствами АС.

Счетчики оснащены электрическими испытательными выходами ТМА и ТМР для активной и реактивной энергии соответственно, характеристики испытательных выходов соответствуют ГОСТ 31818.11-2012.

Корпус счетчиков пломбируется пломбой поверителя. Пломбирование счетчиков осуществляется навесной пломбой на выступах основания и крышки корпуса.

Корпус счетчика и крышка клеммной колодки снабжены электронными пломбами.

Фотография общего вида счетчиков с указанием места установки пломбы поверителя приведена на рисунках 1, 2, 3, 4, 5.

Место установки пломбы  
поверителя



Рисунок 1 – Фотография общего вида и место установки пломбы поверителя счетчиков РиМ 489.13



Место установки пломбы поверителя



Рисунок 2 – Фотография общего вида и место установки пломбы поверителя счетчиков РиМ 489.14

Место установки пломбы поверителя



Рисунок 3 – Фотография общего вида и место установки пломбы поверителя счетчиков РиМ 489.15

Место установки пломбы поверителя



Рисунок 4 – Фотография общего вида и место установки пломбы поверителя счетчиков РиМ 489.16

Место установки пломбы поверителя



Рисунок 5 - Фотография общего вида и место установки пломбы поверителя счетчиков РиМ 489.17

### Программное обеспечение

Интегрированное программное обеспечение (ПО) счетчика сохраняется в постоянном запоминающем устройстве контроллера счетчика. Считывание исполняемого кода из счетчика и его модификация с использованием интерфейсов счетчика невозможны. Защита выполнена аппаратно, корпус счетчика опломбирован пломбой поверителя.

Идентификационные данные метрологически значимой части ПО приведены в таблице 3.

Таблица 3

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	Исполнение счетчиков
РиМ 489.13 программа	PM48913 ВНКЛ.411152.053 ПО	48913 v1.00 и выше	Исполняемый код защищен от считывания и модификации	Не используется	РиМ 489.13
РиМ 489.14 программа	PM48914 ВНКЛ.411152.053-01 ПО	48914 v1.00 и выше			РиМ 489.14
РиМ 489.15 программа	PM48915 ВНКЛ.411152.053-02 ПО	48915 v1.00 и выше			РиМ 489.15
РиМ 489.16 программа	PM48916 ВНКЛ.411152.053-03 ПО	48916 v1.00 и выше			РиМ 489.16
РиМ 489.17 программа	PM48917 ВНКЛ.411152.053-04 ПО	48917 v1.00 и выше			РиМ 489.17

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

### Метрологические и технические характеристики

Базовый (номинальный) ток, А,	5
Максимальный ток, А	см. таблицу 1
Номинальное напряжение, В	см. таблицу 1
Установленный рабочий диапазон фазного напряжения, В	
Для счетчиков РиМ 489.13, РиМ 489.14, РиМ 489.15, РиМ 489.16	от 198 до 253
Для счетчиков РиМ 489.17	от 51 до 67
Расширенный рабочий диапазон фазного напряжения, В	
Для счетчиков РиМ 489.13, РиМ 489.14, РиМ 489.15, РиМ 489.16	от 140 до 264
Для счетчиков РиМ 489.17	от 46 до 75
Предельный рабочий диапазон напряжений	
Для счетчиков РиМ 489.13, РиМ 489.14, РиМ 489.15, РиМ 489.16	от 0 до 400
Для счетчиков РиМ 489.17	от 0 до 150
Номинальная частота, Гц	50
Класс точности при измерении активной/реактивной энергии	см таблицу 1
Стартовый ток, актив/реактив, мА,	
-счетчиков РиМ 489.13, РиМ 489.15, РиМ 489.17	5/10
-счетчиков РиМ 489.14, РиМ 489.16	20/25
Постоянная счетчика, имп./(кВт·ч), имп./(квар·ч)	см. таблицу 1
Полная мощность, потребляемая каждой цепью тока, ВА, не более	0,1
Полная мощность, потребляемая каждой цепью напряжения, ВА, не более	10
Активная мощность, потребляемая каждой цепью напряжения, Вт, не более	1,5
Максимальная дальность обмена по интерфейсу PLC, м, не менее	100

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 РУ счетчиков РиМ 489.15, РиМ 489.17	коммутируемый ток не более 2 А при напряжении не более 264 В
Характеристики УКН счетчиков РиМ 489.14	коммутируемый ток не более 80 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; 75
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 60 °С, верхнем значении относительной влажности воздуха 95 % при температуре окружающего воздуха 35 °С, атмосферном давлении от 70 до 106,7 кПа (от 537 до 800 мм рт. ст.).

Предельный рабочий диапазон температур от минус 40 до 70 °С.

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 31818.11-2012. Соответствие счетчиков требованиям безопасности и электромагнитной совместимости подтверждено сертификатом соответствия ТС RU C-RU.AЯ79.B00447.

Основные единицы для измеряемых и расчетных значений величин и цена единицы старшего и младшего разряда счетного механизма приведены в таблице 4.

Таблица 4

Измеряемая величина	Основная единица	Цена единицы старшего/младшего разряда			
		при выводе на дисплей счетчика		при считывании по интерфейсам при помощи устройств АС	
		РиМ 489.13 РиМ 489.15 РиМ 489.17	РиМ 489.14 РиМ 489.16	RF, PLC, RS-485	оптопорт
Активная энергия	кВт•ч	10 <sup>4</sup> / 0,001	10 <sup>5</sup> / 0,01	10 <sup>5</sup> / 0,001	***
Реактивная энергия	квар•ч	10 <sup>4</sup> / 0,001	10 <sup>5</sup> / 0,01	10 <sup>5</sup> / 0,001	***
Активная мощность	Вт	10 <sup>4</sup> / 0,1	10 <sup>4</sup> / 0,1	10 <sup>4</sup> / 0,1*	-
Реактивная мощность	вар	10 <sup>4</sup> / 0,1	10 <sup>4</sup> / 0,1	10 <sup>4</sup> / 0,1*	-
Полная мощность	В·А	10 <sup>4</sup> / 0,1	10 <sup>4</sup> / 0,1	10 <sup>4</sup> / 0,1*	-
Активная мощность	кВт	-	-	10 <sup>2</sup> / 0,001**	10 <sup>2</sup> / 0,001
Реактивная мощность	квар	-	-	10 <sup>2</sup> / 0,001**	10 <sup>2</sup> / 0,001
Полная мощность	кВ·А	-	-	10 <sup>2</sup> / 0,001**	10 <sup>2</sup> / 0,001

Окончание таблицы 4

Измеряемая величина	Основная единица	Цена единицы старшего/младшего разряда			
		при выводе на дисплей счетчика		при считывании по интерфейсам при помощи устройств АС	
		РиМ 489.13 РиМ 489.15 РиМ 489.17	РиМ 489.14 РиМ 489.16	RF, PLC, RS-485	оптопорт
Ток, среднеквадратическое (действующее) значение	А	10 / 0,001	10 <sup>2</sup> / 0,001	10 <sup>2</sup> / 0,001	10 / 0,001
Напряжение, среднеквадратическое (действующее) значение	В	10 <sup>2</sup> / 0,01	10 <sup>2</sup> / 0,01	10 <sup>2</sup> / 0,001	10 <sup>2</sup> / 0,01
Частота сети	Гц	10 / 0,01	10 / 0,01	10 / 0,01	10 / 0,01
Удельная энергия потерь в цепях тока	кА <sup>2</sup> •ч	10 <sup>4</sup> / 0,001	10 <sup>5</sup> / 0,01	10 <sup>4</sup> / 0,001	***
Коэффициент реактивной мощности цепи tg φ	безразм.	10 <sup>3</sup> / 0,0001	10 <sup>3</sup> / 0,0001	10 <sup>3</sup> / 0,001	10 <sup>3</sup> / 0,0001
Коэффициент мощности cos φ	безразм.	10 <sup>0</sup> / 0,001	10 <sup>0</sup> / 0,001	10 <sup>0</sup> / 0,001	10 <sup>0</sup> / 0,001
Длительность провалов/перенапряжений	Период сетевого напряжения	-	-	10 <sup>3</sup> /1	10 <sup>3</sup> /1
Глубина провалов напряжения	%	-	-	10 <sup>2</sup> / 0,01	10 <sup>2</sup> / 0,01
Величина перенапряжения	В	-	-	10 <sup>2</sup> / 0,001	10 <sup>2</sup> / 0,001
Температура внутри корпуса счетчика	°С	10 / 1	10 / 1	10 / 1	10 / 1
Напряжение прямой последовательности	В	-	-	10 <sup>2</sup> / 0,001	10 <sup>2</sup> / 0,001
Коэффициенты несимметрии напряжения по обратной и нулевой последовательности	%	-	-	10 <sup>1</sup> /0,01	10 <sup>1</sup> /0,01
*При считывании показаний при помощи программы Setting_Rm_489.exe. **При считывании показаний при помощи программы Crowd_Pk.exe. *** Аналогично выводу информации на дисплей счетчика.					

#### Показатели точности

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

Счетчики соответствуют требованиям точности ГОСТ 31819.21-2012, ГОСТ 31819.22-2012 в зависимости от варианта исполнения) при измерении активной энергии, и ГОСТ 31819.23-2012 при измерении реактивной энергии.

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

2.1 Допускаемая основная погрешность  $\delta p$  при измерении  $P_{тек}$  не превышает пределов допускаемой основной погрешности измерения активной энергии в соответствии с 8.1 ГОСТ 31819.21-2012 для счетчиков класса точности 1,0 и 8.1 ГОСТ 31819.22-2012 для счетчиков класса точности 0,5S.

2.2 Допускаемая основная погрешность  $\delta q$  при измерении  $Q_{тек}$  не превышает пределов допускаемой основной погрешности измерения реактивной энергии в соответствии с 8.1 ГОСТ 31819.23-2012 для счетчиков класса точности 1,0 и 2,0.

2.3 Дополнительные погрешности, вызываемые изменением влияющих величин по отношению к нормальным условиям, приведенным в 8.5 ГОСТ 31819.21-2012, 8.2 ГОСТ 31819.22-2012 и 8.5

ГОСТ 31819.23-2012, не превышают пределов дополнительных погрешностей для счетчиков соответствующего класса точности в соответствии с таблицей 8 ГОСТ 31819.21-2012, таблицей 8 ГОСТ 31819.22-2012 при измерении  $P_{тек}$  для счетчиков соответствующего класса точности, и с таблицей 8 ГОСТ 31819.23-2012 при измерении  $Q_{тек}$ .

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

3.1 Допускаемая основная погрешность при измерении  $P_{инт}$ ,  $P_{инт макс}$  и  $P_{рдч}$  не превышает пределов допускаемой основной погрешности измерения активной энергии в с 8.1 ГОСТ 31819.21-2012 для счетчиков класса точности 1,0, и 8.1 ГОСТ 31819.22-2012 для счетчиков класса точности 0,5S.

3.2 Дополнительные погрешности, вызываемые изменением влияющих величин по отношению к нормальным условиям, приведенным в 8.5 ГОСТ 31819.21-2012, 8.5 ГОСТ 31819.22-2012 не превышают пределов дополнительных погрешностей для счетчиков соответствующего класса точности в соответствии с таблицей 8 ГОСТ 31819.21-2012, таблицей 8 ГОСТ 31819.22-2012.

4 При измерении среднеквадратических значений тока

4.1 Пределы допускаемой основной относительной погрешности при измерении среднеквадратических значений тока  $\delta_I$  приведены в таблицах 5.1, 5.2.

Таблица 5.1

Ток, от $I_b$	Пределы допускаемой относительной погрешности при измерении среднеквадратических значений тока, %	
	РиМ 489.14, РиМ 489.16	
0,05	±0,5	
1,0	±0,5	
Имакс	±0,5	

Таблица 5.2

Ток, от $I_{ном}$	Пределы допускаемой относительной погрешности при измерении среднеквадратических значений тока, %	
	РиМ 489.13, РиМ 489.15, РиМ 489.17	
0,02	±0,5	
1,0	±0,5	
Имакс	±0,5	

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

Пределы допускаемой относительной погрешности при измерении среднеквадратических значений напряжения приведены в таблице 6.

Таблица 6

Тип счетчика	Диапазон измеряемых среднеквадратических значений фазного напряжения, В	Пределы допускаемой основной относительной погрешности при измерении напряжения, %
РиМ 489.13, РиМ 489.14, РиМ 489.15, РиМ 489.16	от 140 до 280	±0,5
РиМ 489.17	от 46 до 75	±0,5

6 При измерении частоты напряжения сети

6.1 Абсолютная погрешность при измерении частоты сети не превышает ±0,01 Гц.

6.2 Диапазон измеряемых частот от 42,5 до 57,5 Гц по классу S ГОСТ Р 51317.4.30-2008.

7 При измерении удельной энергии потерь в цепях тока

7.1 Пределы допускаемой относительной погрешности при измерении удельной энергии потерь в цепи тока приведены в таблицах 7.1 и 7.2.

Таблица 7.1

Ток, от I <sub>б</sub>	Пределы допускаемой относительной погрешности при измерении удельной энергии потерь в цепях тока, %
	РиМ 489.14, РиМ 489.16
0,05	± 1,0
1,0	± 1,0
I <sub>макс</sub>	± 1,0

Таблица 7.2

Ток, от I <sub>ном</sub>	Пределы допускаемой относительной погрешности при измерении удельной энергии потерь в цепях тока, %
	РиМ 489.13, РиМ 489.15, РиМ 489.17
0,02	± 1,0
1,0	± 1,0
I <sub>макс</sub>	± 1,0

8 При измерении коэффициента реактивной мощности цепи (tg φ)

8.1 Пределы допускаемой основной относительной погрешности при измерении tg φ определяются по формуле

$$\delta tg = \pm \text{SQRT}(\delta p^2 + \delta q^2), \quad (5)$$

где  $\delta tg$  – расчетное значение пределов допускаемой относительной погрешности при измерении tg φ, %;

$\delta p$  – пределы допускаемой относительной погрешности при измерении активной энергии, %;

$\delta q$  – пределы допускаемой относительной погрешности при измерении реактивной энергии, %.

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 31819.21-2012, 8.2 ГОСТ 31819.22-2012, %;

$\delta qi$  – пределы допускаемой основной относительной погрешности при измерении реактивной энергии, вызываемой  $i$  – влияющей величиной, в соответствии с 8.2 ГОСТ 31819.23-2012, %.

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

9 При измерении показателей качества электроэнергии

9.1 Относительная погрешность при измерении установившегося отклонения напряжения основной частоты не превышает ±0,5 % в диапазоне от минус 30 до 50 % от номинального (или установленного) фазного напряжения.

9.2 Абсолютная погрешность при измерении отклонения частоты в диапазоне значений ±7,5 Гц не превышает ±0,01 Гц.

9.3 Абсолютная погрешность измерения длительности провала напряжения  $\Delta tп$  в диапазоне значений от 0,04 до 60 с не превышает ± 1 периода сетевого напряжения;

9.4 Абсолютная погрешность измерения длительности перенапряжения  $\Delta tпер$  в диапазоне значений от 0,04 до 60 с не превышает ± 1 периода сетевого напряжения;

9.5 Абсолютная погрешность измерения глубины провала перенапряжения  $\delta Uп$  в диапазоне значений от минус 10 до минус 70 % не превышает ± 1%.

9.6 Абсолютная погрешность измерения величины перенапряжения в диапазоне значений от  $1U_{ном}$  до  $1,5U_{ном}$  не превышает ±1%.

### Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится на корпус счетчика 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 489.13 ( РИМ 489.14, РИМ 489.15, РИМ 489.16, РИМ 489.17 ) в упаковке	1 шт.
	Паспорт	1 экз.
ВНКЛ.411152.053 РЭ	Руководство по эксплуатации	*, **, *****
ВНКЛ.411152.053 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	*, *****
<p>* 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, в составе Терминала мобильного РИМ 099.01</p>		

Пример записи при заказе счетчика РИМ 489.13: «Счетчик электрической энергии трехфазный статический РИМ 489.03 ТУ 4228-064-11821941-2014.

### Поверка

Поверка осуществляется в соответствии с документом ВНКЛ.411152.053 ДИ «Счетчики электрической энергии трехфазные статические РИМ 489.13, РИМ 489.14, РИМ 489.15, РИМ 489.16, РИМ 489.17. Методика поверки», утвержденным ГЦИ СИ СНИИМ 06 марта 2014 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	220/380 В, (0,01– 100)А, ПГ ±(0,03–0,06)%.
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 документе «Счетчики электрической энергии трехфазные статические РИМ 489.13, РИМ 489.14, РИМ 489.15, РИМ 489.16, РИМ 489.17. Руководство по эксплуатации ВНКЛ.411152.053 РЭ».



**Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к счетчикам электрической энергии трехфазным статическим РИМ 489.13, РИМ 489.14, РИМ 489.15, РИМ 489.16, РИМ 489.17**

1.«Счетчики электрической энергии трехфазные статические РИМ 489.13, РИМ 489.14, РИМ 489.15, РИМ 489.16, РИМ 489.17. Технические условия ТУ-4228-064-11821941-2014».

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

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

4.ГОСТ 31819.22-2012 Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 21. Статические счетчики активной энергии классов точности 0,5S и 0,2S.

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

6. 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 40-20000 Гц.

7.«Счетчики электрической энергии трехфазные статические РИМ 489.13, РИМ 489.14, РИМ 489.15, РИМ 489.16, РИМ 489.17. Методика поверки. ВНКЛ.411152.053 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 «РИМ»)

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

Тел: (383) 2-19-53-13

факс: (383) 2-19-53-13, e-mail: [rim@zao-rim.ru](mailto:rim@zao-rim.ru)

**Испытательный центр**

ГЦИ СИ ФГУП «СНИИМ»

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

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

Ф.В. Булыгин

М.п. «\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2014 г.