

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Счетчики электрической энергии трехфазные статические РИМ 489.23, РИМ 489.24, РИМ 489.25, РИМ 489.30, РИМ 489.32, РИМ 489.34, РИМ 489.36, РИМ 489.38

Назначение средства измерений

Счетчики электрической энергии трехфазные статические РИМ 489.23, РИМ 489.24, РИМ 489.25, РИМ 489.30, РИМ 489.32, РИМ 489.34, РИМ 489.36, РИМ 489.38 (далее - счетчики) являются многофункциональными приборами и предназначены для измерения активной и реактивной электрической энергии в трехфазных четырехпроводных (трехпроводных) электрических цепях переменного тока промышленной частоты, а также для дистанционного отключения / подключения абонента (в зависимости от исполнения).

Счетчики РИМ 489.30, РИМ 489.32, РИМ 489.34, РИМ 489.36, РИМ 489.38 - трансформаторные универсальные счетчики, счетчики РИМ 489.23, РИМ 489.24, РИМ 489.25 - счетчики непосредственного включения.

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

Счетчики измеряют активную, реактивную и полную мощность, среднеквадратические значения фазных токов, фазных напряжений, частоту, удельную энергию потерь в цепях тока, удельную энергию потерь холостого хода в силовых трансформаторах, коэффициент реактивной мощности цепи $\operatorname{tg} \varphi$, коэффициент мощности $\operatorname{cos} \varphi$, напряжение прямой последовательности и коэффициенты несимметрии напряжения по обратной и нулевой последовательностям, а также ток нулевого провода.

Счетчики измеряют показатели качества электрической энергии по ГОСТ 32144-2013, ГОСТ 30804.4.30-2013, класс S:

- установившееся отклонение напряжения δU ;
- отклонение частоты δf ;
- длительность провала напряжения $\Delta t_{\text{п}}$;
- длительность перенапряжения $\Delta t_{\text{пер}}$;
- глубину провала напряжения $\delta U_{\text{п}}$;
- величину перенапряжения ΔU .

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 резидентными интерфейсами: двумя интерфейсами RS-485, оптопортом и служебным интерфейсом связи (далее - ИСК).

Резидентные интерфейсы счетчиков предназначены для подключения к информационным сетям автоматизированных систем контроля и учета электроэнергии (далее - АС) по интерфейсам GSM, Ethernet и др. Информационные протоколы обмена резидентных интерфейсов счетчиков соответствуют IEC 62056-46:2007 (DLMS COSEM, профиль HDLC).

При применении соответствующих внешних конверторов интерфейсов резидентные интерфейсы счетчиков могут быть совместимы с нестандартными протоколами обмена производителей устройств АС.

Счетчики всех исполнений оснащены отсеком для размещения встраиваемого коммуникатора, предназначенного для реализации обмена с внешними устройствами АС по интерфейсам PLC, RF, GSM и др. Обмен данными между счетчиком и встраиваемым коммуникатором осуществляется по интерфейсу ИСК.

Дисплей счетчиков выполнен на основе многофункционального жидкокристаллического индикатора, который отображает измеряемые величины и позволяет идентифицировать каждый применяемый тариф. Вывод данных на дисплей выполняется в автоматическом режиме или ручном режиме с использованием кнопок управления, в том числе при отсутствии сетевого напряжения и резервного питания. Дисплей счетчиков снабжен подсветкой. Перечень величин, выводимых на дисплей счетчика, доступен для установки и корректировки дистанционно или непосредственно на месте эксплуатации счетчиков. Информация на дисплее счетчиков отображается на языке, определяемом в договоре на поставку. По умолчанию - на русском языке.

Счетчики оснащены четырьмя выходами, программно конфигурируемыми как электрические испытательные (поверочные) выходы или сигналы телеуправления. Характеристики электрических испытательных выходов соответствуют ГОСТ 31818.11-2012.

Счетчики оснащены двумя изолированными дискретными входами с внутренним питанием 24 В, которые предназначены для обеспечения функций телесигнализации и подсчета количества импульсов, поступивших на входы от внешних устройств.

Счетчики оснащены клеммами для подключения источника резервного питания постоянного или переменного напряжения.

Счетчики оснащены электронными пломбами корпуса (далее - ЭПл) и клеммной крышки (далее - ЭПлК).

Интерфейсы счетчиков 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, синхронизации времени, задания параметров адресации по интерфейсам и других служебных параметров). Передача измерительной и служебной информации выполняется по запросу устройств верхнего уровня АС. Подробное описание функциональных возможностей интерфейсов счетчиков приведено в руководстве по эксплуатации.

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. Считывание информации и конфигурирование счетчиков выполняются с использованием программы Setting_dlms.exe.

Счетчики оснащены датчиками постоянного магнитного поля (ДПМП), обнаруживающим воздействие на счетчик магнитных полей более 2,5 мТл.

Исполнения счетчиков отличаются классом точности при измерении активной и реактивной энергии, значениями номинальных напряжений, номинальных (базовых) и максимальных токов, а также значениями постоянной счетчика (см. таблицу 1).

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). Управление коммутацией нагрузки абонентов выполняется удаленно (дистанционно) путем подачи команды по интерфейсам счетчиков при помощи устройств АС или локально (в автоматическом режиме или в ручном режиме при помощи кнопок управления, далее - КнУ, расположенных на лицевой поверхности счетчика). Подробное описание управления коммутацией нагрузки абонента, в том числе при реализации функции автоматического ограничения потребления мощности, приведено в руководстве по эксплуатации.

Основные характеристики счетчиков приведены в таблице 1.

Таблица 1

Условное обозначение исполнения	Базовый (номинальный) / максимальный	Номинальное напряжение, В ²⁾	Класс точности при измерении активной / реактивной	Включение ¹⁾	Постоянная счетчика имп./ (кВт·ч) [имп./	УКН (РУ)	Штрих-код по EAN-13	Код типа счетчика
РиМ 489.23	5/100	3x230 / 400	1 / 2	Непосредственное	4000	Нет	4607134511745	48923
РиМ 489.24	5/80		0,5 ³⁾ / 1			УКН	4607134511752	48924
РиМ 489.25	10/100					Нет	4607134511769	48925
РиМ 489.30	5/10	3x230 / 400	0,5S / 1	С использованием ТТ	36000	РУ	4607134511776	48930
РиМ 489.32			3x57,7 / 100					
РиМ 489.34		3x57,7 / 100	0,2S / 0,5S ⁴⁾	180000			4607134511790	48934
РиМ 489.36			1 / 2				0,5S / 1	4607134511806
РиМ 489.38			0,2S / 0,5S ⁴⁾			4607134511813	48938	

¹⁾ Напряжение резервного источника питания от 100 до 264 В, постоянного или переменного, с частотой 50 Гц.

²⁾ Счетчики, подключаемые с использованием трансформаторов тока и напряжения, могут использоваться в трехфазных трехпроводных цепях переменного тока с номинальным напряжением 3 x 100 В.

³⁾ Для счетчиков активной энергии непосредственного включения класса точности 0,5 требования ГОСТ 31819.21-2012 не установлены. Для этих счетчиков установлены следующие требования: диапазоны токов и значения влияющих величин должны соответствовать требованиям, предусмотренным ГОСТ 31819.21-2012, при этом характеристики точности соответствуют требованиям, предусмотренным ГОСТ 31819.21-2012 для счетчиков класса точности 1 с коэффициентом 0,5, допускаемые значения дополнительных погрешностей, вызываемых влияющими величинами, установлены согласно требованиям ГОСТ 31819.21-2012 для счетчиков класса точности 1,0 с коэффициентом 0,5.

⁴⁾ Для счетчиков реактивной энергии класса точности 0,5S требования точности ГОСТ 31819.23-2012 не установлены. Для этих счетчиков установлены следующие требования: диапазоны токов и значения влияющих величин соответствуют требованиям, предусмотренным ГОСТ 31819.23-2012 для счетчиков класса точности 1,0, включаемых с использованием ТТ. При этом характеристики точности соответствуют приведенным в 8.3 и таблицах 4, 5 ГОСТ 31819.22-2012 для счетчиков класса точности 0,5S, пределы дополнительных погрешностей установлены по таблице 6 ГОСТ 31819.22-2012 для счетчиков класса точности 0,5S.

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.

Счетчики ведут журналы, в которых накапливается измерительная и служебная информация (результаты самодиагностики, время включения и выключения, данные корректировки служебных параметров, 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.

Измерительная и служебная информация защищена системой паролей.

Перечень величин, измеряемых счетчиком, приведен в таблице 2.

Таблица 2

Наименование измеряемой величины	Тарификация
Энергия ⁶⁾	
активная (импорт): суммарно по фазам	Потарифно
активная (экспорт): суммарно по фазам	Не тарифицируется
реактивная (импорт/экспорт): суммарно по фазам	Не тарифицируется
Удельная энергия потерь в цепях тока ⁴⁾ суммарно по фазам	
Удельная энергия потерь холостого хода в силовых трансформаторах ⁴⁾ суммарно по фазам	
Мощность (с указанием положения вектора полной мощности) ¹⁾	
активная: пофазно, суммарно	
реактивная пофазно, суммарно	
полная ⁴⁾ пофазно, суммарно	
Максимальное значение средней активной мощности на программируемом интервале ²⁾ (активная пиковая мощность, Ринт макс) суммарно	
Максимальное значение средней активной мощности на месячном интервале (максимальная пиковая на Ррдч) суммарно	
Ток, среднеквадратическое (действующее) значение ¹⁾ пофазно	
Ток нулевого провода, среднеквадратическое значение ⁴⁾	
Фазное напряжение, среднеквадратическое (действующее) значение ³⁾ пофазно	
Межфазное (линейное) напряжение, среднеквадратическое (действующее) значение ³⁾	
Среднее значение напряжения на программируемом интервале ⁴⁾ пофазно	
Установившееся отклонение напряжения основной частоты ⁵⁾	
Частота питающей сети ³⁾	
Коэффициент реактивной мощности цепи tg φ пофазно, суммарно	
Отклонение частоты ⁵⁾	
Коэффициент мощности cosφ ⁴⁾ пофазно, суммарно	
Длительность провалов/длительность перенапряжений ⁵⁾	
Глубина провала напряжения ⁵⁾	
Величина перенапряжения ⁵⁾	
Напряжение прямой последовательности ⁴⁾	
Коэффициенты несимметрии напряжения по обратной и нулевой последовательностям ⁴⁾	

Окончание таблицы 2

Наименование измеряемой величины	Тарификация
Температура внутри корпуса счетчика ⁴⁾	
Количество импульсов, поступивших на дискретный вход ⁴⁾	
¹⁾ Время интегрирования значений (период измерения) токов, мощностей составляет 1 с (50 периодов сетевого напряжения). ²⁾ Длительность интервала интегрирования программируется от 1 до 60 мин. ³⁾ Длительность интервала интегрирования при измерении частоты 10 с, в соответствии с требованиями класса S по ГОСТ 30804.4.30-2013. Время интегрирования значений (период измерения) среднеквадратического (действующего) значения напряжения 10 периодов напряжения в соответствии с требованиями класса S по ГОСТ 30804.4.30-2013. ⁴⁾ Для технического учета. ⁵⁾ Усреднение согласно с требованиями класса S по ГОСТ 30804.4.30-2013 ⁶⁾ Импорт - прием, экспорт - отдача. Расположение квадрантов согласно геометрическому представлению С.1 ГОСТ 31819.23-2012.	

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

$$S = U \cdot I \quad (1)$$

где U - среднеквадратическое значение напряжения, В;

I - среднеквадратическое значение тока, А;

S - текущее значение полной мощности, ВА.

Суммарная текущая полная мощность определяется как сумма соответствующих фазных значений мощности с учетом знака.

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

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

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

$P_{тек}$ - 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 - $P_{инт макс}$) 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 $\cos \varphi$ 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 $\operatorname{tg} \varphi$ определяется по формуле

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

где $\operatorname{tg} \varphi$ - расчетное значение коэффициента реактивной мощности цепи;

Q - измеренное значение текущей реактивной мощности, вар;

P - измеренное значение текущей активной мощности, Вт.

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

Удельная энергия потерь в цепях тока определяется по формуле

$$W_{удI} = (10^{-3}/3600) \cdot \int_0^T (I^2) dt, \quad (5)$$

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

I - действующее (среднеквадратичное) значение тока, А;

T - время работы счетчика, с.

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

Удельная энергия потерь холостого хода в силовых трансформаторах определяется по формуле:

$$W_{удх} = (10^{-3}/3600) \cdot \int_0^T (U^2) dt, \quad (6)$$

где $W_{удх}$ - расчетное значение удельной энергии потерь холостого хода, $\text{kB}^2 \cdot \text{ч}$;

U - действующее (среднеквадратичное) значение напряжения, В;

T - время работы силового трансформатора, с.

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

Среднее значение напряжения на программируемом интервале определяется по формуле

$$U_{\text{ср инт}} = \text{SQRT} \left(\frac{1}{N} \sum_{1}^N U^2 \right) \quad (7)$$

где $U_{\text{ср инт}}$ - расчетное значение коэффициента реактивной мощности цепи;

U - среднеквадратическое значение напряжения, текущее значение на секундном интервале, В;

N - количество секунд отсчетов на программируемом интервале.

Ток нулевого провода определяется как векторная сумма фазных токов.

Установившееся отклонение напряжения основной частоты δU_0 определяют по 5.13 ГОСТ 30804.4.30-2013 относительно номинального или заданного (согласованного) напряжения (задается программно).

Отклонение частоты δf определяют по 4.2.1 ГОСТ 32144, 5.1 ГОСТ 30804.4.30-2013.

Длительность провала напряжения $\Delta t_{\text{п}}$ определяют по 5.4 ГОСТ 30804.4.30-2013.

Длительность перенапряжения $\Delta t_{\text{пер}}$ определяют по 5.4 ГОСТ 30804.4.30-2013.

Глубину провала напряжения $\delta U_{\text{п}}$ определяют по 5.4 ГОСТ 30804.4.30-2013.

Величину перенапряжения ΔU определяют по 5.4 ГОСТ 30804.4.30-2013.

Основные функциональные возможности счетчиков:

а) сохранение в энергонезависимой памяти:

- измерительной информации по всем измеряемым величинам;

- установленных служебных параметров (тарифного расписания, параметров маршрутизации и др.);

б) защита информации - 2 уровня паролей доступа и аппаратная защита памяти метрологических коэффициентов и данных;

в) вывод данных на электронный дисплей в автоматическом и ручном режиме при помощи кнопок управления;

г) подсветка дисплея. Подсветка включается при помощи кнопки управления, отключается через 30 с после последнего нажатия;

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 привязкой ко времени;

е) обмен данными с устройствами АС по интерфейсам RS-485 и оптопорту;

ж) обмен данными с устройствами АС по интерфейсам GSM, RF, PLC и др. с использованием встраиваемого коммуникатора, подключаемого к служебному оптическому интерфейсу счетчика (интерфейс ИСК);

з) синхронизация ЧРВ счетчиков по всем имеющимся интерфейсам с использованием устройств АС;

и) конфигурирование счетчиков по всем имеющимся интерфейсам с использованием устройств АС;

к) автоматическое отключение абонента от сети по превышению потребляемой мощности, напряжения, тока и при воздействии магнитного поля (для счетчиков, оснащенных УКН или РУ),

л) удаленное (дистанционное) управление отключением/подключением абонента (для счетчиков, оснащенных УКН или РУ) по всем имеющимся интерфейсам;

м) тарификатор поддерживает:

- до 8 тарифов;
- до 256 тарифных зон;
- переключение по временным тарифным зонам;
- автопереход на летнее/зимнее время;
- календарь выходных и праздничных дней;
- перенос рабочих и выходных дней;

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

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

п) ведение журнала Событий, в котором отражены события, связанные с отсутствием напряжения, коммутацией нагрузки, перепрограммированием служебных параметров, внешних воздействий (постоянного магнитного поля, срабатывания электронных пломб), фактов связи со счетчиком, поступлением сигналов на дискретные входы и т.д. Журнал Событий разделен на отдельные журналы, в которых сгруппированы однотипные события (поджурнал коррекций, самодиагностики и инициализации и др). Все события в поджурналах привязаны ко времени. Подробное описание журналов и профилей счетчиков приведено в руководстве по эксплуатации.

р) При фиксации счетчиком событий (функция автоматического отслеживания событий -опция), к которым относятся:

- срабатывание ЭПл, ЭПлК;
- срабатывание ДППП;
- срабатывание УКН (РУ);
- изменение состояния дискретных входов / выходов;
- включение счетчика

счетчик выступает в качестве инициатора связи с устройствами АС. Сброс фиксации данного события в счетчике произойдет после принятия данного события устройствами АС. Подробное описание функции автоматического отслеживания событий приведено в руководстве по эксплуатации.

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.



Рисунок 1 - Фотография общего вида и место установки пломбы поверителя счетчиков РиМ 489.23, РиМ 489.24



Рисунок 2 - Фотография общего вида и место установки пломбы поверителя счетчиков РиМ 489.25



Рисунок 3 - Фотография общего вида и место установки пломбы поверителя счетчиков РиМ 489.30



Рисунок 4 - Фотография общего вида и место установки пломбы поверителя счетчиков РиМ 489.32, РиМ 489.34



Рисунок 5 - Фотография общего вида и место установки пломбы поверителя счетчиков РиМ 489.36, РиМ 489.38

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	Исполнения счетчиков
PM 489.23	PM48923 ВНКЛ.411152.077 ПО	48923 v1.00 и выше	Исполняемый код защищен от считывания и модификации	Не используется	PM 489.23
PM 489.24	PM48924 ВНКЛ.411152.077-01 ПО	48924 v1.00 и выше			PM 489.24
PM 489.25	PM48925 ВНКЛ.411152.077-02 ПО	48925 v1.00 и выше			PM 489.25
PM 489.30	PM48930 ВНКЛ.411152.077-03 ПО	48930 v1.00 и выше			PM 489.30
PM 489.32	PM48932 ВНКЛ.411152.077-04 ПО	48932 v1.00 и выше			PM 489.32
PM 489.34	PM48934 ВНКЛ.411152.077-05 ПО	48934 v1.00 и выше			PM 489.34
PM 489.36	PM48936 ВНКЛ.411152.077-06 ПО	48936 v1.00 и выше			PM 489.36
PM 489.38	PM48938 ВНКЛ.411152.077-07 ПО	48938 v1.00 и выше			PM 489.38

Уровень защиты встроенного программного обеспечения от непреднамеренных и преднамеренных изменений «Высокий» в соответствии с 4.5 Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Базовый (номинальный) ток, А,	см. таблицу 1
Максимальный ток, А	см. таблицу 1
Номинальное напряжение, В	см. таблицу 1
Установленный рабочий диапазон фазного напряжения, В	
Для счетчиков РИМ 489.23, РИМ 489.24, РИМ 489.25, РИМ 489.30	от 198 до 253
Для счетчиков РИМ 489.32, РИМ 489.34, РИМ 489.36, РИМ 489.38	от 51 до 67
Расширенный рабочий диапазон фазного напряжения, В	
Для счетчиков РИМ 489.23, РИМ 489.24, РИМ 489.25, РИМ 489.30	от 140 до 264
Для счетчиков РИМ 489.32, РИМ 489.34, РИМ 489.36, РИМ 489.38	от 46 до 75
Предельный рабочий диапазон напряжений	
Для счетчиков РИМ 489.23, РИМ 489.24, РИМ 489.25, РИМ 489.30	от 0 до 264
Для счетчиков РИМ 489.32, РИМ 489.34, РИМ 489.36, РИМ 489.38	от 0 до 75
Номинальная частота, Гц	50
Класс точности при измерении активной/реактивной энергии	см таблицу 1
Стартовый ток, актив/реактив, мА,	
РИМ 489.23, РИМ 489.24	20 / 25
РИМ 489.25	10 / 40
РИМ 489.30, РИМ 489.32	5 / 10
РИМ 489.34	5 / 5
РИМ 489.36	1 / 2
РИМ 489.38	1 / 1
Постоянная счетчика, имп./(кВт·ч), имп./(квар·ч)	см. таблицу 1
Полная мощность, потребляемая каждой цепью тока, В·А, не более	0,1
Полная мощность, потребляемая каждой цепью напряжения, В·А, не более	2,5*
Активная мощность, потребляемая каждой цепью напряжения, Вт, не более	1,5*

*без учета мощности, потребляемой встраиваемыми коммутаторами

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 УКН	коммутируемый ток не более 80 А при напряжении не более 253 В
Характеристики РУ	коммутируемый ток не более 2 А при напряжении не более 253 В
Время сохранения данных, лет, не менее	40
Масса, кг, не более	1,6
Габаритные размеры, мм, не более	180; 290; 95
Установочные размеры, мм,	155; (205 - 214)
Средняя наработка до отказа, ч, не менее	180 000
Средний срок службы Тсл, лет, не менее	30

Условия эксплуатации счетчиков УЗ по ГОСТ 15150-69 - в закрытых помещениях (объемах) с естественной вентиляцией без искусственно регулируемых климатических условий, где колебания температуры и влажности воздуха и воздействие пыли и песка существенно меньше, чем на открытом воздухе, например, в металлических с теплоизоляцией, каменных, бетонных, деревянных помещениях (отсутствие воздействия атмосферных осадков, прямого солнечного излучения; существенное уменьшение ветра; существенное уменьшение или отсутствие воздействия рассеянного солнечного излучения и конденсации влаги), при температуре окружающего воздуха от минус 40 до плюс 60 °С, верхнем значении относительной влажности воздуха 95 % при температуре окружающего воздуха плюс 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 плюс 70 °С.

Кнопки управления счетчиков функционирует при температуре от минус 25 до плюс 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.АЯ79.В.01097.

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, по интерфейсам RS-485, оптопорту			
		РиМ 489.23, РиМ 489.24, РиМ 489.25	РиМ 489.30	РиМ 489.32, РиМ 489.34	РиМ 489.36, РиМ 489.38
Активная энергия	кВт·ч	$10^5 / 10^{-2}$	$10^4 / 10^{-3}$	$10^4 / 10^{-3}$	$10^4 / 10^{-4}$
Реактивная энергия	квар·ч	$10^5 / 10^{-2}$	$10^4 / 10^{-3}$	$10^4 / 10^{-3}$	$10^4 / 10^{-4}$
Активная мощность **	кВт	$10^2 / 10^{-4}$	$10^1 / 10^{-5}$	$10^1 / 10^{-6}$	$10^0 / 10^{-7}$
***при выводе на дисплей	кВт	$10^2 / 10^{-4}$	-	-	-
	Вт	-	$10^4 / 10^{-2}$	$10^4 / 10^{-3}$	$10^2 / 10^{-4}$
Реактивная мощность	квар	$10^2 / 10^{-4}$	$10^1 / 10^{-5}$	$10^1 / 10^{-6}$	$10^0 / 10^{-7}$
**при выводе на дисплей	квар	$10^2 / 10^{-4}$			
	вар	-	$10^4 / 10^{-2}$	$10^4 / 10^{-3}$	$10^2 / 10^{-4}$
Полная мощность **	кВ·А	$10^2 / 10^{-4}$	$10^1 / 10^{-5}$	$10^1 / 10^{-6}$	$10^0 / 10^{-7}$
**при выводе на дисплей	кВ·А	$10^2 / 10^{-4}$	-	-	-
	В·А	-	$10^4 / 10^{-2}$	$10^4 / 10^{-3}$	$10^2 / 10^{-4}$
Ток, среднеквадратическое (действующее) значение	А	$10^2 / 10^{-3}$	$10^1 / 10^{-4}$	$10^1 / 10^{-4}$	$10^0 / 10^{-4}$
Напряжение, среднеквадратическое (действующее) значение	В	$10^2 / 10^{-2}$	$10^2 / 10^{-2}$	$10^2 / 10^{-2}$	$10^2 / 10^{-2}$
Частота сети	Гц	$10^1 / 10^{-3}$	$10^1 / 10^{-3}$	$10^1 / 10^{-3}$	$10^1 / 10^{-3}$
Удельная энергия потерь в цепях тока	кА ² ·ч	$10^5 / 10^{-2}$	$10^4 / 10^{-3}$	$10^4 / 10^{-3}$	$10^4 / 10^{-3}$
Удельная энергия потерь холостого хода в силовых трансформаторах*	кВ ² ·ч	$10^7 / 10^{-2}$	$10^7 / 10^{-2}$	$10^7 / 10^{-2}$	$10^7 / 10^{-2}$
Коэффициент реактивной мощности цепи tg φ*	безразм.	$10^3 / 10^{-3}$	$10^3 / 10^{-3}$	$10^3 / 10^{-3}$	$10^3 / 10^{-3}$
Коэффициент мощности cos φ	безразм.	$10^0 / 10^{-3}$	$10^0 / 10^{-3}$	$10^0 / 10^{-3}$	$10^0 / 10^{-3}$
Длительность провалов/перенапряжений*	с	$10^1 / 10^{-2}$	$10^1 / 10^{-2}$	$10^1 / 10^{-2}$	$10^1 / 10^{-2}$
Глубина провалов напряжения*	%	$10^2 / 10^{-2}$	$10^2 / 10^{-2}$	$10^2 / 10^{-2}$	$10^2 / 10^{-2}$
Величина перенапряжения*	В	$10^2 / 10^{-2}$	$10^2 / 10^{-2}$	$10^2 / 10^{-2}$	$10^2 / 10^{-2}$
Температура внутри корпуса счетчика*	°С	$10^1 / 10^{-2}$	$10^1 / 10^{-2}$	$10^1 / 10^{-2}$	$10^1 / 10^{-2}$
Напряжение последовательности *	В	$10^2 / 10^{-2}$	$10^2 / 10^{-2}$	$10^2 / 10^{-2}$	$10^2 / 10^{-2}$
Коэффициенты несимметрии напряжения по обратной и нулевой последовательностям*	%	$10^2 / 10^{-2}$	$10^2 / 10^{-2}$	$10^2 / 10^{-2}$	$10^2 / 10^{-2}$
Количество импульсов на дискретном входе *	имп.	$10^9 / 10^0$	$10^9 / 10^0$	$10^9 / 10^0$	$10^9 / 10^0$
*На дисплей счетчиков не выводится					

Показатели точности

1 При измерении энергии (активной и реактивной)

Счетчики соответствуют требованиям точности раздела 8 ГОСТ 31819.21-2012, раздела 8 ГОСТ 31819.22-2012 при измерении активной энергии и раздела 8 ГОСТ 31819.23-2012 при измерении реактивной энергии с учетом примечаний к таблице 1.

а) Значения стартового тока счетчиков при измерении активной и реактивной энергии (в зависимости от исполнения) приведены в таблице 5.

Таблица 5

Тип счетчика	Стартовый ток при измерении энергии, А	
	активной	реактивной
РиМ 489.23	0,020	0,025
РиМ 489.24	0,020	0,025
РиМ 489.25	0,020	0,040
РиМ 489.30	0,005	0,010
РиМ 489.32	0,005	0,010
РиМ 489.34	0,005	0,005
РиМ 489.36	0,001	0,002
РиМ 489.38	0,001	0,001

б) Значения пределов допускаемой основной погрешности счетчиков (в зависимости от исполнения) при измерении активной энергии приведены в таблицах 6,7.

Таблица 6

Ток, от I _б	cos φ	Пределы допускаемой основной погрешности при измерении активной энергии, %
		РиМ 489.23, РиМ 489.24 / РиМ 489.25
0,05	1	±1,5 / ±0,8
0,10	1	±1,0 / ±0,5
1,00	1	±1,0 / ±0,5
I _{макс}	1	±1,0 / ±0,5
0,10	0,5 инд.	±1,5 / ±0,8
0,20	0,5 инд.	±1,0 / ±0,5
1,00	0,5 инд.	±1,0 / ±0,5
I _{макс}	0,5 инд.	±1,0 / ±0,5
0,10	0,8 емк.	±1,5 / ±0,8
0,20	0,8 емк.	±1,0 / ±0,5
1,00	0,8 емк.	±1,0 / ±0,5
I _{макс}	0,8 емк.	±1,0 / ±0,5

Таблица 7

Ток, от I _{ном}	cos φ	Пределы допускаемой основной погрешности при измерении активной энергии, %
		РиМ 489.30, РиМ 489.32, РиМ 489.36 / РиМ 489.34, РиМ 489.38
0,01	1	±1,0 / ±0,4
0,05	1	±0,5 / ±0,2
1,00	1	±0,5 / ±0,2
I _{макс}	1	±0,5 / ±0,2
0,02	0,5 инд.	±1,0 / ±0,5
0,10	0,5 инд.	±0,6 / ±0,3
1,00	0,5 инд.	±0,6 / ±0,3

Продолжение таблицы 7

Ток, от Ином	cos φ	Пределы допускаемой основной погрешности при измерении активной энергии, %
		РиМ 489.30, РиМ 489.32, РиМ 489.36 / РиМ 489.34, РиМ 489.38
Имакс	0,5 инд.	±0,6 / ±0,3
0,02	0,8 емк.	±1,0 / ±0,5
0,10	0,8 емк.	±0,6 / ±0,3
1,00	0,8 емк.	±0,6 / ±0,3
Имакс	0,8 емк.	±0,6 / ±0,3

в) Значения пределов допускаемой основной погрешности счетчиков (в зависимости от исполнения) при измерении реактивной энергии приведены в таблицах 8, 9.

Таблица 8

Ток, от Iб	sin φ	Пределы допускаемой основной погрешности при измерении реактивной энергии, %
		РиМ 489.23, РиМ 489.24 / РиМ 489.25
0,05	1	±2,5 / ±1,5
0,10	1	±2,0 / ±1,0
1,00	1	±2,0 / ±1,0
Имакс	1	±2,0 / ±1,0
0,10	0,5 инд.	±2,5 / ±1,5
0,20	0,5 инд.	±2,0 / ±1,0
1,00	0,5 инд.	±2,0 / ±1,0
Имакс	0,5 инд.	±2,0 / ±1,0
0,10	0,5 емк.	±2,5 / ±1,5
0,20	0,5 емк.	±2,0 / ±1,0
Имакс	0,5 емк.	±2,0 / ±1,0
0,20	0,25 инд.	±2,5 / ±1,5
Имакс	0,25 инд.	±2,5 / ±1,5
0,20	0,25 емк.	±2,5 / ±1,5
Имакс	0,25 емк.	±2,5 / ±1,5

Таблица 9

Ток, от Ином	sin φ	Пределы допускаемой основной погрешности при измерении реактивной энергии, %
		РиМ 30, РиМ 32, РиМ 36 / РиМ 489.34, РиМ 489.38
0,02	1	±1,5 / ±1,0
0,05	1	±1,0 / ±0,5
1,00	1	±1,0 / ±0,5
Имакс	1	±1,0 / ±0,5
0,05	0,5 инд.	±1,5 / ±1,0
0,10	0,5 инд.	±1,0 / ±0,6
1,00	0,5 инд.	±1,0 / ±0,6
Имакс	0,5 инд.	±1,0 / ±0,6
0,05	0,5 емк.	±1,5 / ±1,0
0,10	0,5 емк.	±1,0 / ±0,6
Имакс	0,5 емк.	±1,0 / ±0,6
0,10	0,25 инд.	±1,5 / ±1,0
Имакс	0,25 инд.	±1,5 / ±1,0
0,10	0,25 емк.	±1,5 / ±1,0
Имакс	0,25 емк.	±1,5 / ±1,0

г) Допускаемая основная погрешность счетчиков с однофазной нагрузкой (в зависимости от исполнения) не превышает пределов в соответствии с 8.1 ГОСТ 31819.21-2012, 8.1 ГОСТ 31819.22-2012 при измерении активной энергии и 8.1 ГОСТ 31819.23-2012 при измерении реактивной энергии (с учетом примечаний 3, 4 к таблице 1).

Значения пределов допускаемой основной погрешности счетчиков с однофазной нагрузкой при измерении активной энергии (в зависимости от исполнения) приведены в таблицах 10, 11.

Таблица 10

Ток от I_b	$\cos \varphi$	Пределы допускаемой основной погрешности при измерении активной энергии, %, с однофазной нагрузкой
		РиМ 489.23, РиМ 489.24 / РиМ 489.25
0,1	1	$\pm 2,0 / \pm 1,0$
Имакс	1	$\pm 2,0 / \pm 1,0$
0,2	0,5 инд.	$\pm 2,0 / \pm 1,0$
Имакс	0,5 инд.	$\pm 2,0 / \pm 1,0$

Разность между значениями погрешности счетчика с однофазной нагрузкой и с симметричной многофазной нагрузкой при базовом токе I_b и при коэффициенте мощности, равном 1, не превышает 1,5 % и 0,8 % для счетчиков класса точности 1,0, и 0,5S соответственно.

Таблица 11

Ток от $I_{ном}$	$\cos \varphi$	Пределы допускаемой основной погрешности при измерении активной энергии %, с однофазной нагрузкой
		РиМ 489.30, РиМ 489.32, РиМ 489.36 / РиМ 489.34, РиМ 489.38
0,05	1	$\pm 0,6 / \pm 0,3$
Имакс	1	$\pm 0,6 / \pm 0,3$
0,10	0,5 инд.	$\pm 1,0 / \pm 0,4$
Имакс	0,5 инд.	$\pm 1,0 / \pm 0,4$

Разность между значением погрешности счетчика с однофазной нагрузкой и с симметричной многофазной нагрузкой при номинальном токе $I_{ном}$ (I_b) и коэффициенте мощности, равном 1, не превышает 0,4 % и 1,0 % для счетчиков классов точности 0,2S и 0,5S соответственно.

Значения пределов допускаемой основной погрешности счетчиков с однофазной нагрузкой при измерении реактивной энергии (в зависимости от исполнения) приведены в таблицах 12, 13.

Таблица 12

Ток от I_b	$\sin \varphi$	Пределы допускаемой основной погрешности при измерении реактивной энергии %, с однофазной нагрузкой
		РиМ 489.25, РиМ 489.24 / РиМ 489.25
0,1	1	$\pm 3,0 / \pm 1,5$
Имакс	1	$\pm 3,0 / \pm 1,5$
0,2	0,5 инд.	$\pm 3,0 / \pm 1,5$
Имакс	0,5 инд.	$\pm 3,0 / \pm 1,5$

Разность между значением погрешности счетчика с однофазной нагрузкой и с симметричной многофазной нагрузкой при базовом токе I_b и коэффициенте мощности $\sin \varphi$, равном 1, не превышает 3,0 % и 1,5 % счетчиков класса точности 1,0, и 0,5S соответственно.

Таблица 13

Ток от $I_{ном}$	$\sin \varphi$	Пределы допускаемой основной погрешности при измерении реактивной энергии, %, с однофазной нагрузкой
		РиМ 489.30, РиМ 489.32, РиМ 489.36 / РиМ 489.34, РиМ 489.38
0,05	1	$\pm 1,5 / \pm 0,6$
Имакс	1	$\pm 1,5 / \pm 0,6$
0,1	0,5 инд.	$\pm 1,5 / \pm 1,0$
Имакс	0,5 инд.	$\pm 1,5 / \pm 1,0$

Разность между значением погрешности счетчика с однофазной нагрузкой и с симметричной многофазной нагрузкой при номинальном токе $I_{ном}$ и коэффициенте мощности $\sin \varphi$, равном 1, не превышает 1,0 и 2,5 % для счетчиков классов точности 0,5S и 1,0 соответственно.

д) Дополнительная погрешность счетчиков, вызываемая изменением напряжения в установленном рабочем диапазоне напряжений, не превышает пределов по 8.2 ГОСТ 31819.21-2012, 8.2 ГОСТ 31819.22-2012 при измерении активной энергии и по 8.2 ГОСТ 31819.23-2012 при измерении реактивной энергии (с учетом примечаний 3, 4 к таблице 1).

Значения пределов дополнительной погрешности счетчиков при измерении активной энергии (в зависимости от исполнения) приведены в таблицах 14, 15

Таблица 14

Напряже- ние, В	$\cos \varphi$	Пределы дополнительной погрешности при измерении активной энергии, %
		Для счетчиков РиМ 489.23, РиМ 489.24 / РиМ 489.25
198	1	$\pm 0,7 / \pm 0,4$
253	1	$\pm 0,7 / \pm 0,4$
198	0,5 инд.	$\pm 1,0 / \pm 0,5$
253	0,5 инд.	$\pm 1,0 / \pm 0,5$

Таблица 15

Напряже- ние, В*	$\cos \varphi$	Пределы дополнительной погрешности при измерении активной энергии, %
		Для счетчиков РиМ 489.30, РиМ 489.32, РиМ 489.36 / РиМ 489.34, РиМ 489.38
51 (198)	1	$\pm 0,2 / \pm 0,1$
67 (253)	1	$\pm 0,2 / \pm 0,1$
51 (198)	0,5 инд.	$\pm 0,4 / \pm 0,2$
67 (253)	0,5 инд.	$\pm 0,4 / \pm 0,2$

*В скобках -напряжение для счетчиков Рим 489.30

Значения пределов дополнительной погрешности при измерении реактивной энергии приведены в таблицах 16, 17

Таблица 16

Напряже- ние, В	$\sin \varphi$	Пределы дополнительной погрешности при измерении реактивной энергии, %
		Для счетчиков РиМ 489.23, РиМ 489.24 / РиМ 489.25
198	1	$\pm 1,0 / \pm 0,7$
253	1	$\pm 1,0 / \pm 0,7$
198	0,5 инд.	$\pm 1,5 / \pm 1,0$
253	0,5 инд.	$\pm 1,5 / \pm 1,0$

Таблица 17

Напряже- ние, В*	sin φ	Пределы дополнительной погрешности при измерении реактивной энергии, %
		Для счетчиков РиМ 489.30, РиМ 489.32, РиМ 489.36 / РиМ 489.34, РиМ 489.38
51 (198)	1	±0,7 / ±0,2
67 (253)	1	±0,7 / ±0,2
51 (198)	0,5 инд.	±1,0 / ±0,4
67 (253)	0,5 инд.	±1,0 / ±0,4
*В скобках - напряжение для счетчиков РиМ 489.30		

е) Дополнительная погрешность, вызываемой изменением напряжения в расширенном рабочем диапазоне напряжений не превышает пределов по 8.2 ГОСТ 31819.21-2012, 8.2 ГОСТ 31819.22-2012 при измерении активной энергии и 8.2 ГОСТ 31819.23-2012 при измерении реактивной энергии (с учетом примечаний 3, 4 к таблице 1.1).

Значения пределов дополнительных погрешностей счетчиков при измерении активной энергии (в зависимости от исполнения) приведены в таблицах 18, 19.

Таблица 18

Напряже- ние, В	cos φ	Пределы дополнительной погрешности при измерении активной энергии, %
		Для счетчиков РиМ 489.23, РиМ 489.24 / РиМ 489.25
140	1	±2,1 / ±1,1
264	1	±2,1 / ±1,1
140	0,5 инд.	±3,0 / ±1,5
264	0,5 инд.	±3,0 / ±1,5

Таблица 19

Напряже- ние, В*	cos φ	Пределы дополнительной погрешности при измерении активной энергии, %
		Для счетчиков РиМ 489.30, РиМ 489.32, РиМ 489.36 / РиМ 489.34, РиМ 489.38
46 (140)	1	±0,6 / ±0,3
75 (264)	1	±0,6 / ±0,3
46 (140)	0,5 инд.	±1,2 / ±0,6
75 (264)	0,5 инд.	±1,2 / ±0,6
*В скобках - напряжение для счетчиков РиМ 489.30		

Значения пределов дополнительных погрешностей счетчиков при измерении реактивной энергии (в зависимости от исполнения) приведены в таблицах 20, 21.

Таблица 20

Напряже- ние, В	sin φ	Пределы дополнительной погрешности при измерении реактивной энергии, %
		Для счетчиков РиМ 489.23, РиМ 489.24 / РиМ 489.25
140	1	±3,0 / ±2,1
264	1	±3,0 / ±2,1
140	0,5 инд.	±4,5 / ±3,0
264	0,5 инд.	±4,5 / ±3,0

Таблица 21

Напряже- ние, В*	sin φ	Пределы дополнительной погрешности при измерении реактивной энергии, %
		Для счетчиков РиМ 489.30, РиМ 489.32, РиМ 489.36 / РиМ 489.34, РиМ 489.38
46 (140)	1	±2,1 / ±0,6
75 (264)	1	±2,1 / ±0,6
46 (140)	0,5 инд.	±3,0 / ±1,2
75 (264)	0,5 инд.	±3,0 / ±1,2
*В скобках - напряжение для счетчиков РиМ 489.30		

2 При измерении мощности (активной и реактивной) с периодом интегрирования 1 с
а) Допускаемая основная погрешность δp при измерении $P_{тек}$ не превышает пределов допускаемой основной погрешности измерения активной энергии счетчиков соответствующего класса точности (см. таблицы 6, 7) .

б) Допускаемая основная погрешность δq при измерении $Q_{тек}$ не превышает пределов допускаемой основной погрешности измерения реактивной энергии счетчиков соответствующего класса точности (см. таблицы 8, 9).

в) 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 (см. таблицы 10-21).

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 ($P_{рдч}$)

а) Допускаемая основная погрешность при измерении $P_{инт}$, $P_{инт макс}$ и $P_{рдч}$ не превышает пределов допускаемой основной погрешности измерения активной энергии для счетчиков соответствующего класса точности (см. таблицы 6, 7).

б) 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 (см. таблицы 10, 11, 14,15, 18, 19).

4 При измерении среднеквадратических значений тока

а) Допускаемая относительная погрешность счетчиков при измерении среднеквадратических значений тока δI (в зависимости от исполнения) не превышает пределов, указанных в таблицах 22,23.

Таблица 22

Ток, от I_b	Пределы допускаемой относительной погрешности, %, при измерении среднеквадратических значений тока
	РиМ 489.23, РиМ 489.24, РиМ 489.25
0,05	±0,5
1,0	±0,5
$I_{макс}$	±0,5

Таблица 23

Ток, от Iном	Пределы допускаемой относительной погрешности, %, при измерении среднеквадратических значений тока
	РиМ 489.30, РиМ 489.32, РиМ 489.36, РиМ 489.34, РиМ 489.38
0,02	±0,5
1,0	±0,5
Iмакс	±0,5

б) Допускаемая относительная погрешность при измерении тока нулевого провода δI_N не превышает пределов $\pm 5\%$ в диапазоне токов от $0,5 I_b$ ($0,5 I_{ном}$) до $I_{макс}$, $\pm 15\%$ в диапазоне токов от $0,1 I_{ном}$ до $0,5 I_{ном}$.

5 При измерении среднеквадратических значений фазных (межфазных) напряжений Допускаемая относительная погрешность счетчиков при измерении среднеквадратических значений напряжений не превышает пределов, указанных в таблице 24.

Таблица 24

Тип счетчика	Диапазон измеряемых среднеквадратических значений напряжения, фазного (межфазного), В	Пределы допускаемой основной относительной погрешности при измерении напряжения, %
РиМ 489.23, РиМ 489.24, РиМ 489.25, РиМ 489.30	от 140 до 264 (от 242 до 457)	±0,5
РиМ 489.32, РиМ 489.36, РиМ 489.34, РиМ 489.38	от 46 до 75 (от 80 до 130)	±0,5

Допускаемая относительная погрешность при измерении средних значений фазных напряжений на программируемом интервале не превышает значений, приведенных в таблице 24.

6 При измерении частоты напряжения сети

а) Абсолютная погрешность счетчиков при измерении частоты сети не превышает $\pm 0,01$ Гц.

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

7 При измерении показателей качества электроэнергии

Параметры качества электроэнергии определяют относительно одного из значений фазного напряжения, задаваемых программно: от номинального фазного напряжения или согласованного фазного напряжения.

Требования к точности при измерении показателей качества электроэнергии соответствуют классу S по ГОСТ 30804.4.30-2008.

а) Погрешность измерения установившегося отклонения напряжения основной частоты δU_y не более $\pm 0,5\%$ в диапазоне значений от минус 30 до минус 50 %;

б) Погрешность измерения отклонения частоты δf не более $\pm 0,01$ Гц в диапазоне значений от минус 7,5 до плюс 7,5 Гц;

в) *Погрешность измерения длительности провала напряжения $\Delta t_{п}$ не более ± 1 периода сетевого напряжения в диапазоне значений от 0,04 до 60 с;

г) *Погрешность измерения длительности временного перенапряжения $\Delta t_{пер}$ не более ± 1 период сетевого в диапазоне значений от 0,04 до 60 с;

д) *Погрешность измерения глубины провала перенапряжения $\delta U_{п}$ не более $\pm 1\%$ в диапазоне значений от минус 10 до минус 70 %;

е) *Погрешность измерения величины перенапряжения ΔU не более $\pm 1\%$ в диапазоне значений от $U_{ном}$ до $1,5 U_{ном}$ с неопределенностью $\pm 1\%$.

* Для счетчиков классов точности 1 / 2 - для технического учета.

ж) Допускаемая относительная погрешность при измерении напряжения прямой последовательности $U_{1(1)}$ не превышает $\pm 0,5\%$ в диапазоне значений фазного напряжения от $0,8 U_{ном}$ до $1,15 U_{ном}$.

з) Допускаемая абсолютная погрешность при измерении коэффициентов несимметрии напряжения по обратной $K_{2(U)}$ и по нулевой последовательностям $K_{0(U)}$ не превышает $\pm 0,3\%$ в диапазоне значений коэффициентов несимметрии напряжения от 0 до 10 %.

8 При измерении удельной энергии потерь в цепях тока

Допускаемая относительная погрешность счетчиков при измерении удельной энергии потерь в цепях тока (в зависимости от исполнения) не превышает пределов, приведенных в таблицах 25 и 26.

Таблица 25

Ток, от I_b	Пределы допускаемой относительной погрешности при измерении удельной энергии потерь в цепях тока, %
	РиМ 489.23, РиМ 489.24, РиМ 489.25
0,05	$\pm 1,0$
1,0	$\pm 1,0$
Имакс	$\pm 1,0$

Таблица 26

Ток, от $I_{ном}$	Пределы допускаемой относительной погрешности при измерении удельной энергии потерь в цепях тока, %
	РиМ 489.30, РиМ 489.32, РиМ 489.36, РиМ 489.34, РиМ 489.38
0,02	$\pm 1,0$
1,0	$\pm 1,0$
Имакс	$\pm 1,0$

9 При измерении удельной энергии потерь холостого хода в силовых трансформаторах

Допускаемая относительная погрешность счетчиков при измерении удельной энергии потерь холостого хода в силовых трансформаторах не превышает пределов, приведенных в таблице 27.

Таблица 27

Напряжение, от $U_{ном}$	Пределы допускаемой относительной погрешности при измерении удельной энергии потерь в цепях напряжения, %
	РиМ 489.23, РиМ 489.24, РиМ 489.25, РиМ 489.30, РиМ 489.32, РиМ 489.36, РиМ 489.34, РиМ 489.38
$U_{мин}^*$	$\pm 1,0$
1,0	$\pm 1,0$
$U_{макс}^*$	$\pm 1,0$

* $U_{макс}$, $U_{мин}^*$ - значение напряжения, соответствующее верхней и нижней границе расширенного рабочего диапазона напряжений соответственно.

10 При измерении коэффициента реактивной мощности цепи ($\text{tg } \varphi$)

а) Допускаемая основная погрешность счетчиков при измерении $\text{tg } \varphi$ (в зависимости от исполнения) не превышает пределов, приведенных в таблицах 28-30.

Таблица 28

Ток, от Iб	Пределы допускаемой основной погрешности, при измерении tg φ, %, RiM 489.23, RiM 489.24, RiM 489.25
	0,2
1,0	±3,0
Имакс	±3,0

Таблица 29

Ток, от Iном	Пределы допускаемой основной погрешности, при измерении tg φ, %, RiM 489.30, RiM 489.32, RiM 489.34
	0,1
0,2	±2,5
1,0	±1,7
Имакс	±1,7

Таблица 30

Ток, от Iном	Пределы допускаемой основной погрешности, при измерении tg φ, %, RiM 489.36, RiM 489.38
	0,1
0,2	±1,5
1,0	±1,0
Имакс	±1,0

Пределы дополнительных погрешностей при измерении tg φ определяются по формуле:

$$\delta tgi = \pm\text{SQRT}(\delta pi^2 + \delta qi^2), \quad (8)$$

где δ tgi - расчетное значение пределов допускаемой дополнительной погрешности при измерении tg φ, вызываемой i - влияющей величиной, %

δ pi - пределы допускаемой дополнительной погрешности при измерении активной энергии, вызываемой i - влияющей величиной для счетчика соответствующего класса точности по ГОСТ 31819.21-2012, ГОСТ 31819.22-2012, с учетом примечаний к таблице 1;

δ qi - пределы допускаемой основной относительной погрешности при измерении реактивной энергии, вызываемой i - влияющей величиной для счетчика соответствующего класса точности по ГОСТ 31819.23-2012, с учетом примечаний к таблице 1.

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

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 31.

Таблица 31

Обозначение	Наименование	Количество
	Счетчик электрической энергии трехфазный статический РиМ 489.23 (РиМ 489.24, РиМ 489.25, РиМ 489.30, РиМ 489.32, РиМ 489.34, РиМ 489.36, РиМ 489.38) в упаковке	1 шт.
	Паспорт	1 экз.
ВНКЛ.411152.077 РЭ	Руководство по эксплуатации	1) 2) 4)
ВНКЛ.411152.077 ДИ	Методика поверки	1) 3) 4)
ВНКЛ.426487.030	Терминал мобильный РиМ 099.01	1 компл. ¹⁾
ВНКЛ.426477.041	Коммуникатор GSM РиМ 071.021	1)
ВНКЛ.426477.042	Коммуникатор RFPLC РиМ 090.01	1)
ВНКЛ.411724.281	Устройство проверки ИСК	1) 3)
	Программа -конфигуратор Setting_dlms.exe	1) 4)
СТО ВНКЛ.1 4-2015	Руководство по обмену данными в счетчиках электроэнергии. Сопроводительная документация по чтению, тарификации и управлению нагрузкой	5)

¹⁾ поставляется по отдельному заказу.
²⁾ поставляется по требованию организаций, производящих ремонт и эксплуатацию счетчиков.
³⁾ поставляется по требованию организаций, производящих поверку счетчиков.
⁴⁾ - поставляется на CD.
Примечание - Программа - конфигуратор Setting_dlms.exe в составе Терминала мобильного РиМ 099.01
⁵⁾ Поставляется по требованию организаций, производящих эксплуатацию счетчиков в составе АС и системных интеграторов

Пример записи при заказе счетчика: «Счетчик электрической энергии трехфазный статический РиМ 489.23 ТУ 4228-076-11821941-2015», комплект поставки ВКХ, где X - условный номер комплекта поставки (см. Руководство по эксплуатации).

Поверка

осуществляется в соответствии с документом ВНКЛ.411152.077 ДИ «Счетчики электрической энергии трехфазные статические РиМ 489.23, РиМ 489.24, РиМ 489.25, РиМ 489.30, РиМ 489.32, РиМ 489.34, РиМ 489.36, РиМ 489.38. Методика поверки», утвержденным ФГУП «СНИИМ» 10 февраля 2016 года.

Перечень основных средств поверки приведен в таблице 32.

Таблица 32

№ п/п	Наименование	Метрологические характеристики
1	Установка УППУ-МЭ3.1, класс точности 0,05	57,7/220/380 В, (0,01- 100) А, ПГ ±(0,03-0,06)%.
2	Калибратор фиктивной мощности КФМ - 06.3, класс точности 0,05	57,7/100 В, (0,01- 10) А, ПГ ±(0,05-0,1)%.
3	Секундомер СОС пр-2б	(0,2 - 60) м.; цена деления 0,2 с; ПГ ±1с/ч.
4	Универсальная пробойная установка УПУ-1М.	Испытательное напряжение до 10 кВ, погрешность установки напряжения не более ±10%;
5	Терминал мобильный РиМ 099.01	Визуализация информации

Сведения о методиках (методах) измерений

Метод измерений приведен в документе «Счетчики электрической энергии трехфазные статические РИМ 489.23, РИМ 489.24, РИМ 489.25, РИМ 489.30, РИМ 489.32, РИМ 489.34, РИМ 489.36, РИМ 489.38. Руководство по эксплуатации ВНКЛ.411152.077 РЭ».

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к счетчикам электрической энергии трехфазным статическим РИМ 489.23, РИМ 489.24, РИМ 489.25, РИМ 489.30, РИМ 489.32, РИМ 489.34, РИМ 489.36, РИМ 489.38

«Счетчики электрической энергии трехфазные статические РИМ 489.23, РИМ 489.24, РИМ 489.25, РИМ 489.30, РИМ 489.32, РИМ 489.34, РИМ 489.36, РИМ 489.38. Технические условия ТУ 4228-076-11821941-2015».

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

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.

Изготовитель

Закрытое акционерное общество «Радио и Микроэлектроника»
(ЗАО «Радио и Микроэлектроника»)
ИНН 5408110309
Адрес: 630082 г. Новосибирск, ул. Дачная 60
Тел: 8(383) 2-19-53-13; факс: 8(383) 2-19-53-13
E-mail: rim@zao-rim.ru

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Сибирский государственный научно-исследовательский институт метрологии» (ФГУП «СНИИМ»)
Адрес: 630004 г. Новосибирск, пр. Димитрова, 4
Тел: 8(383) 210-16-18
E-mail: koptev@sniim.ru
Аттестат аккредитации ФГУП «СНИИМ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.310556 от 14.01.2015 г.

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п.

« ____ » _____ 2016 г.