

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Счетчики электрической энергии трехфазные статические РИМ 489.18, РИМ 489.19

Назначение средства измерений

Счетчики электрической энергии трехфазные статические РИМ 489.18, РИМ 489.19 (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 имеют встроенный тарификатор и реализуют многотарифный учет активной электрической энергии.

Счетчики измеряют среднеквадратические значения фазных токов нагрузки, среднеквадратических значений фазных и линейных напряжений, частоту, удельную энергию потерь в цепях тока, коэффициент реактивной мощности цепи ($\operatorname{tg} \varphi$), коэффициент мощности ($\operatorname{cos} \varphi$).

Счетчики измеряют параметры качества электрической энергии по ГОСТ Р 54149-2010, ГОСТ Р 51317.4.30-2008:

- установившееся отклонение напряжения основной частоты δU_y ;
- отклонение частоты δf .

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 цифровыми интерфейсами RF (радиоканал) и PLC (по силовой сети) с внутренним питанием цепей интерфейсов для подключения к информационным сетям автоматизированных систем учета электроэнергии и предназначены для эксплуатации как автономно, так и в составе автоматизированных систем контроля и учета энергопотребления (далее – АС).

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

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

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

Показания счетчиков считываются дистанционно по интерфейсам RF и PLC.

Интерфейс PLC предназначен для обмена данными по силовой сети. Интерфейс RF предназначен для обмена данными по радиоканалу. Интерфейсы RF и PLC работают в тандеме, 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 по всем вышеназванным интерфейсам (с учетом функциональных возможностей интерфейсов) предназначен терминал мобильный РиМ 099.01 (далее – МТ), представляющий собой персональный компьютер (ноутбук) с комплектом аппаратных средств для подключения интерфейсов счетчиков и соответствующих программных продуктов. Информация, считанная со счетчиков (значения измеряемых величин, заводские номера, параметры адресации и другие служебные параметры), отображается на мониторе МТ в рабочем окне соответствующей программы.

Считывание информации по интерфейсу RF выполняется также при помощи дисплея дистанционного РиМ 040.03 различных исполнений (далее – ДД). ДД используется непосредственно абонентом и выполняет функцию визуализации измерительной информации, считанной со счетчика. ДД считывает информацию только с того счетчика, номер которого занесен в ДД в процессе его конфигурирования. Питание ДД осуществляется от двух элементов питания типа АА 1,5 В или сетевого напряжения. Считанная информация сохраняется в энергонезависимой памяти ДД и недоступна корректировке. Информация на дисплее ДД отображается на языке, определяемом в договоре на поставку. По умолчанию – на русском языке.

ДД (в зависимости от варианта исполнения) оснащен оптопортом по ГОСТ ИЕС 61107-2011, интерфейсом RS-485, дискретными входами/выходами с целью обеспечения функций телесигнализации и телемеханики (2 изолированных входа и 2 выхода с внутренним питанием 24 В), устройством подсветки дисплея и резервным источником питания.

Интерфейсы PLC, 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, регистрации номера счетчика в ДД, задания параметров адресации по PLC и RF и других служебных параметров).

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

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

Измерительная информация 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.

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

Счетчики, оснащенные УКН, выполняют коммутацию нагрузки (отключение/подключение). Отключение абонента от сети выполняется автоматически при превышении установленного порога активной мощности для коммутации нагрузки (в случае превышения УПМк) или дистанционно при помощи устройств АС по интерфейсам PLC или RF. Подключение абонента к

сети выполняется при помощи устройств АС по интерфейсам PLC или RF, или при помощи ДД (в том числе при отсутствии сетевого напряжения у абонента). Если отключение абонента произошло автоматически по превышению УПМк, разрешение на подключение не требуется, включение возможно после снижения мощности нагрузки ниже УПМк и не ранее, чем через 1 минуту после отключения.

Основные характеристики счетчиков приведены в таблице 1.

Таблица 1

Условное обозначение исполнения счетчика	Базовый/максимальный ток, А	Номинальное напряжение, В	Класс точности при измерении активной/реактивной энергии	Количество тарифов/тарифных зон	Интерфейсы	УКН	Штрих-код по EAN-13	Код типа счетчика
РиМ 489.18	5/100	3x230/ 400	1 / 2	8/256	PLC, RF	Есть	4607134511547	48918
РиМ 489.19	5/100	3x230/400	1 / 2	8/256	PLC, RF	Нет	4607134511554	48919

Количество тарифов и тарифное расписание счетчиков задаются встроенным тарификатором, имеющим часы реального времени (далее ЧРВ). Количество тарифов и тарифное расписание, а также перечень значений измеряемых и служебных величин, выводимых на дисплей МТ или ДД, доступны для установки и корректировки дистанционно или непосредственно на месте эксплуатации счетчиков по интерфейсам RF или PLC (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. Подробное описание журналов приведено в Руководстве по эксплуатации).

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

Перечень величин, измеряемых счетчиками, приведен в таблице 2

Таблица 2

Наименование измеряемой величины	Тарификация
Энергия	
активная импорт	пофазно, суммарно
активная экспорт	пофазно, суммарно
реактивная импорт	пофазно, суммарно
реактивная экспорт	пофазно, суммарно
Удельная энергия потерь в цепях тока*	пофазно, суммарно
Мощность* с указанием положения вектора полной мощности	-
активная	пофазно, суммарно
реактивная:	пофазно, суммарно
полная ****	пофазно, суммарно
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	-

Окончание таблицы 2

Наименование измеряемой величины	Тарификация
Ток, среднеквадратическое (действующее) значение * пофазно	-
Фазное напряжение, среднеквадратическое (действующее) значение*** пофазно	-
Линейное (межфазное) напряжение, среднеквадратическое (действующее) значение*** пофазно	-
Установившееся отклонение напряжения основной частоты ⁵⁾	-
Частота питающей сети***	-
Отклонение частоты ⁵⁾	-
Коэффициент реактивной мощности цепи (tg φ) пофазно, суммарно	-
Коэффициент мощности (cos φ)**** пофазно, суммарно	-
Длительность провалов/перенапряжений ****	-
Напряжение прямой последовательности ****	-
Глубина провала напряжения ^{5)****}	-
Величина перенапряжения ^{5)****}	-
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. Время интегрирования значений (период измерения) среднеквадратического (действующего) значения напряжения 10 периодов напряжения в соответствии с требованиями S по ГОСТ Р 51317.4.30</p> <p>**** Для технического учета.</p> <p>⁵⁾ усреднение согласно с требованиями класса S по ГОСТ Р 51317.4.30</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

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

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 - Ринт макс) определяется как максимальное значение из зафиксированных значений Ринт за текущий месяц.

Максимальное значение средней активной мощности за прошедший отчетный период (максимальная интервальная мощность на РДЧ - Ррдч) определяется как максимальное значение из зафиксированных значений Ринт за прошедший месяц.

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

Отклонение частоты определяют по 4.2.1 ГОСТ Р 54149-2010.

Коэффициент мощности $\cos \varphi$ определяют 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 $\operatorname{tg} \varphi$ определяют как среднее геометрическое фазных значений

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) 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);

г) обмен данными с ДД и устройствами АС по интерфейсам RF и PLC

-по интерфейсу PLC (скорость обмена не менее 1200 бит/с);

- по интерфейсу RF (скорость обмена не менее 4800 бит/с);

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

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

е) синхронизация ЧРВ счетчиков по интерфейсам RF и PLC с использованием устройств АС;

ж) конфигурирование счетчиков по интерфейсам RF и PLC с использованием устройств АС;

з) автоматическое отключение абонента от сети по превышению УПМк (РиМ 489.18);

и) дистанционное управление отключением/подключением абонента (РиМ 489.18):

- при помощи устройств АС по интерфейсу PLC;

- при помощи устройств АС по интерфейсу RF;

- при помощи ДД по интерфейсу RF (только включение при наличии разрешения от устройств АС);

- к) 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;
- л) автоматическое отключение абонента от сети (только для счетчиков, оснащенных УКН).
- по превышению УПМк;
- м) запись и хранение результатов измерений с нарастающим итогом в двух направлениях в журналах ежесуточного и помесечного потребления;
- н) ведение профилей нагрузки и напряжения с программируемым интервалом из ряда 1, 2, 3, 4, 5, 6, 10, 12, 15, 20, 30, 60 минут;
- о) 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 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 оптическими испытательными выходами А и R для активной и реактивной энергии соответственно, характеристики оптических испытательных выходов соответствуют ГОСТ 31818.11-2012. Испытательные выходы А и R являются индикаторами работоспособного состояния счетчика.

Счетчики оснащены дополнительными электрическими испытательными выходами. Электрические испытательные выходы реализованы в виде устройства «Электрический испытательный выход» ВНКЛ.426476.022 и предназначены для проведения поверки счетчиков при измерении активной и реактивной энергии. Электрические испытательные выходы соответствуют требованиям ГОСТ 31818.11-2012, МЭК 62053-31 (1998).

Счетчики выполнены в пластмассовом герметичном корпусе, степень защиты оболочек IP 65 по ГОСТ 14254-96. Внутренняя полость счетчика полностью залита компаундом. Счетчики выдерживают воздействие солнечной радиации.

Фотография общего вида счетчиков с указанием мест установки пломб поверителя приведена на рисунках 1, 2.

к) 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;

л) автоматическое отключение абонента от сети (только для счетчиков, оснащенных УКН).

- по превышению УПМк;

м) запись и хранение результатов измерений с нарастающим итогом в двух направлениях в журналах ежесуточного и помесячного потребления;

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

о) 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 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 оптическими испытательными выходами А и R для активной и реактивной энергии соответственно, характеристики оптических испытательных выходов соответствуют ГОСТ 31818.11-2012. Испытательные выходы А и R являются индикаторами работоспособного состояния счетчика.

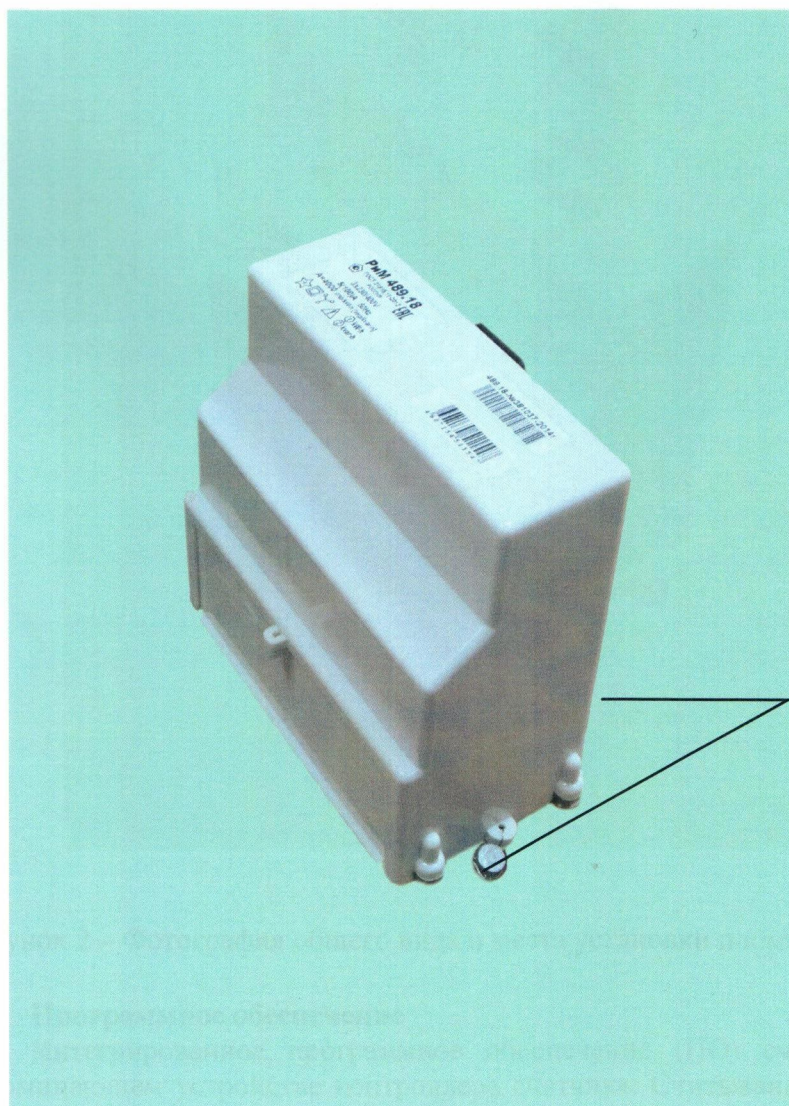
Счетчики оснащены дополнительными электрическими испытательными выходами. Электрические испытательные выходы реализованы в виде устройства «Электрический испытательный выход» ВНКЛ.426476.022 и предназначены для проведения поверки счетчиков при измерении активной и реактивной энергии. Электрические испытательные выходы соответствуют требованиям ГОСТ 31818.11-2012, МЭК 62053-31 (1998).

Счетчики выполнены в пластмассовом герметичном корпусе, степень защиты оболочек IP 65 по ГОСТ 14254-96. Внутренняя полость счетчика полностью залита компаундом. Счетчики выдерживают воздействие солнечной радиации.

Фотография общего вида счетчиков с указанием мест установки пломб поверителя приведена на рисунках 1, 2.

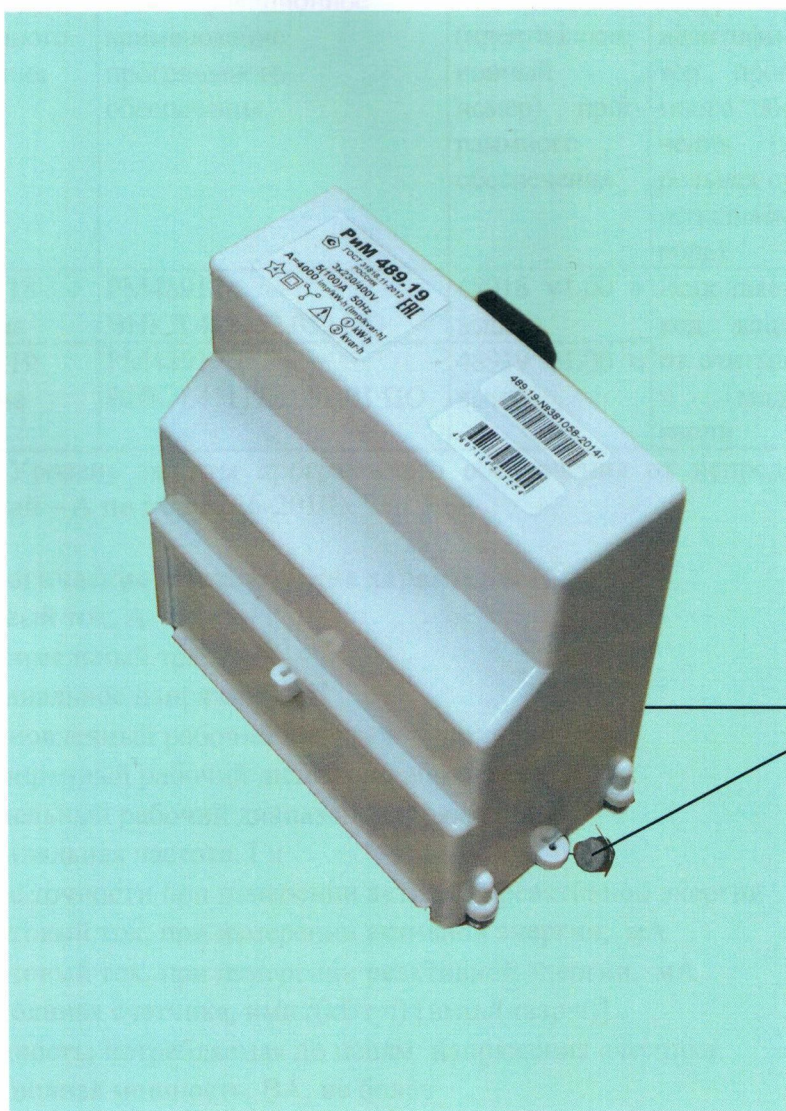
Пример записи при заказе счетчика РиМ 489.18 без комплекта монтажных частей и ДД: «Счетчик электрической энергии трехфазный статический РиМ 489.18 ТУ 4228-063-11821941-2014».

Пример записи при заказе счетчика РиМ 489.19 с комплектом монтажных частей, ДД РиМ 040.03-XX: «Счетчик электрической энергии трехфазный статический РиМ 489.19 ТУ 4228-063-11821941-2014 с ДД РиМ 040.03-XX, и комплектом монтажных частей».



Места установки пломб
поверителя
(с двух сторон корпуса)

Рисунок 1 – Фотография общего вида и места установки пломб поверителя счетчиков РиМ 489.18



Места установки пломб поверителя
(с двух сторон корпуса)

Рисунок 2 – Фотография общего вида и места установки пломб поверителя счетчиков РИМ 489.19

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
РиМ 489.18 программа	PM48918 ВНКЛ.411152.052 ПО	48918 v1.00 и выше	Исполняемый код защищен от считывания и модификации	Не используется	РиМ 489.18
РиМ 489.19 программа	PM48919 ВНКЛ.411152.052-01 ПО	48919 v1.00 и выше			РиМ 489.19

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

Метрологические и технические характеристики

Базовый ток, А	5
Максимальный ток, А	100
Номинальное напряжение, В	230
Установленный рабочий диапазон напряжения, В	от 198 до 253
Расширенный рабочий диапазон напряжения, В	от 140 до 264
Предельный рабочий диапазон напряжения, В	от 0 до 400
Номинальная частота, Гц	50
Класс точности при измерении активной/реактивной энергии	1/2
Стартовый ток, при измерении активной энергии, мА	20
Стартовый ток, при измерении реактивной энергии, мА	25
Постоянная счетчика, имп./кВт·ч [имп./квар·ч]	4000
Мощность, потребляемая по цепям напряжения счетчика:	
- полная мощность, ВА, не более	10,0
- активная мощность, Вт, не более	1,5
Полная мощность, потребляемая в цепи тока, ВА, не более	0,1
Дальность обмена по интерфейсу PLC, м, не менее	100
Дальность действия интерфейса RF, м, не менее	100
Максимальное расстояние между счетчиком и ДД при считывании показаний и подключении нагрузки, м, не менее	25
Время сохранения данных, лет, не менее	40
Суточный ход (точность хода) ЧРВ, с/сут, не более	± 0,5
Время автономности ЧРВ при отсутствии напряжения сети, ч, не менее	60
Характеристики тарификатора	
Количество тарифов	8
Количество тарифных зон	256
Таблица праздничных дней (для тарифного расписания)	16
Таблица переноса дней (для тарифного расписания)	16
Характеристики УКН счетчиков	коммутируемый ток не более 100 А при напряжении не более 264 В

Масса, кг, не более	1,5
Габаритные размеры, мм, не более	160;165;90
Средняя наработка до отказа Т _о , ч, не менее	180000
Средний срок службы Т _{сл} , лет, не менее	30

Условия эксплуатации счетчиков: У1 по ГОСТ 15150-69 – на открытом воздухе при температуре окружающего воздуха от минус 40 до плюс 60 °С (установленный рабочий диапазон), относительной влажности окружающего воздуха 95 % при температуре 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.

Счетчики соответствуют требованиям безопасности и электромагнитной совместимости, установленным ГОСТ 31818.11-2012, ГОСТ Р 50514-93. Соответствие счетчиков требованиям безопасности и электромагнитной совместимости подтверждено сертификатом соответствия № TC RU C-RU. АЯ79.В00447.

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 ДД	при считывании при помощи устройств АС по интерфейсам RF, PLC
Активная энергия	кВт•ч	$10^5 / 0,01$	$10^5 / 0,001$
Реактивная энергия	квар•ч	$10^5 / 0,01$	$10^5 / 0,001$
Активная мощность	кВт	$10^2 / 0,01$	$10^2 / 0,001$
Реактивная мощность	квар	$10^2 / 0,01$	$10^2 / 0,001$
Полная мощность	кВА	$10^2 / 0,01$	$10^2 / 0,001$
Ток, среднеквадратическое (действующее) значение	А	$10^2 / 0,01$	$10^2 / 0,001$
Напряжение, среднеквадратическое (действующее) значение	В	$10^2 / 0,01$	$10^2 / 0,001$
Частота сети	Гц	10 / 0,01	10 / 0,01
Удельная энергия потерь в цепи тока	кА ² •ч		$10^4 / 0,001$
Коэффициент реактивной мощности цепи (tg φ)	безразм.	$10^3 / 0,0001$	$10^3 / 0,0001$
Коэффициент мощности (cos φ)	безразм.	$10^0 / 0,001$	$10^0 / 0,001$
Длительность провалов/перенапряжений	Период сетевого напряжения	-	$10^3 / 1$
Глубина провала/величина перенапряжения	%	-	$10^2 / 0,01$
Температура внутри корпуса счетчика	°С	10 / 1	10 / 1
Напряжение прямой последовательности	В	-	$10^2 / 0,001$
Коэффициенты несимметрии напряжения по обратной и нулевой последовательностям	%	-	$10^2 / 0,01$

Показатели точности

1 При измерении энергии (активной и реактивной)

Счетчики соответствуют требованиям точности раздела 8 ГОСТ 31819.21-2012 при измерении активной энергии, и раздела 8 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 δp 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.

2.2 Допускаемая основная погрешность δq 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 2,0.

2.3 Дополнительные погрешности, вызываемые изменением влияющих величин по отношению к нормальным условиям, приведенным в 8.5 ГОСТ 31819.21-2012 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 при измерении $P_{тек}$ и 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 соответствии с 8.1 ГОСТ 31819.21-2012 для счетчиков класса точности 1,0.

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

4 При измерении среднеквадратических значений тока

4.1 Допускаемая относительная погрешность при измерении среднеквадратических значений фазного тока δI_f не превышает значений, приведенных в таблице 5

Таблица 5

Ток, от I_b	Пределы допускаемой относительной погрешности при измерении среднеквадратических значений фазного тока, %
0,05	$\pm 0,5$
1,0	$\pm 0,5$
$I_{макс}$	$\pm 0,5$

5 При измерении среднеквадратических значений напряжения

5.1 Допускаемая основная относительная погрешность при измерении среднеквадратических значений фазного и линейного напряжения не превышает пределов, приведенных в таблице 6.

Таблица 6

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

6 При измерении частоты напряжения сети

6.1 Абсолютная погрешность при измерении частоты сети не превышает $\pm 0,01$ 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 показателей качества электроэнергии

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

7.2 Абсолютная погрешность при измерении отклонения частоты в диапазоне значений $\pm 7,5$ Гц не превышает $\pm 0,01$ Гц.

8 При измерении коэффициента реактивной мощности цепи $\text{tg } \varphi$

8.1 Пределы допускаемой основной погрешности при измерении $\text{tg } \varphi$ определяют по формуле

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

где δtg – расчетное значение пределов допускаемой относительной погрешности при измерении $\text{tg } \varphi$, %;

δp – пределы допускаемой относительной погрешности при измерении активной энергии, %;

δq – пределы допускаемой относительной погрешности при измерении реактивной энергии, %.

8.2 Пределы дополнительных погрешности при измерении $\text{tg } \varphi$ определяют по формуле:

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

где δtgi – расчетное значение пределов допускаемой дополнительной погрешности при измерении

$\text{tg } \varphi$, вызываемой i – влияющей величиной, %;

δpi – пределы допускаемой дополнительной погрешности при измерении активной энергии, вызываемой i – влияющей величиной в соответствии с 8.2 ГОСТ 31819.21, %;

δqi – пределы допускаемой основной относительной погрешности при измерении реактивной энергии, вызываемой i – влияющей величиной, в соответствии с 8.2 ГОСТ 31819.23, %.

8.3 Диапазон измеряемых значений $\text{tg } \varphi$ от 0,25 до 0,75.

9 При измерении удельной энергии потерь в цепи тока.

Относительная погрешность при измерении удельной энергии потерь в цепях тока не превышает 1 % в диапазоне отков от 0,05 Ib до I макс.

Знак утверждения типа

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

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

Комплектность средства измерений

Комплект поставки счетчиков приведен в таблице 7

Таблица 7

Обозначение и наименование	
Счетчик электрической энергии трехфазный статический РиМ 489.18 (РиМ 489.19),	1
Паспорт	1
Дисплей дистанционный РиМ 040.03-XX ⁵⁾	5)
Комплект монтажных частей	5)
Электрический испытательный выход ВНКЛ.426476.022	***
Контактирующее устройство ЭИВ-01 ВНКЛ.426459.159	***
Терминал мобильный РиМ 099.01 ⁶⁾	*
Руководство по эксплуатации ВНКЛ.411152.052 РЭ	*, **, ****
Методика поверки ВНКЛ.411152.052 ДИ	*, ***, ****
Руководство по монтажу счетчиков на опору ВЛ ВНКЛ.410106.007 Д	*, ⁷⁾
<p>* поставляется по отдельному заказу. ** поставляется по требованию организаций, производящих ремонт и эксплуатацию счетчиков. *** поставляется по требованию организаций для поверки счетчиков. **** - поставляется на CD. ⁵⁾ счетчики по требованию заказчика могут комплектоваться: - ДД РиМ 040.03-XX (исполнения ДД см. ТУ 4200 – 039– 11821941 – 2009); - комплектом монтажных частей. В комплекте монтажных частей зажим анкерный DN123- 1 шт., и (или) изолированный прокалывающий зажим ENSTO SLIW15.1 - 4 шт, и (или) изолированный прокалывающий зажим ENSTO SLIW11.1 - 1 шт. Допускается использовать зажимы других типов с аналогичными техническими характеристиками. Номенклатура комплекта поставки - количество поставляемых зажимов, исполнение ДД – по требованию заказчика, стяжка для кабеля всепогодная, неоткрываемая, с защитой от УФ CV-120KW – 5 шт. ⁶⁾ программы Crowd_Pk.exe, Setting_Rm_489.exe, Optoport.exe в составе Терминала мобильного РиМ 099.01. ⁷⁾ поставляется по требованию организаций, производящих монтаж счетчиков.</p>	

Поверка

Поверка осуществляется в соответствии с документом ВНКЛ.411152.052 ДИ «Счетчики электрической энергии однофазные статические РиМ 489.18, РиМ 489.19. Методика поверки», утвержденным ГЦИ СИ СНИИМ 25 февраля 2014 года.

Перечень основных средств поверки приведен в таблице 8.

Таблица 8

№ п/п	Наименование	Метрологические характеристики
1	Установка УППУ-МЭЗ.1, класс точности 0,05	220/380 В, (0,01– 100)А, ПГ ±(0,3–0,6)%.
2	Секундомер СО-СПР	(0,2 – 60) мин; цена деления 0,2 с; ПГ ±1с/ч.
3	Модем технологический РМ 056.01-01	Считывание информации со счетчиков
4	Терминал мобильный РиМ 099.01	Визуализация информации

Сведения о методиках (методах) измерений

Метод измерений приведен в руководстве по эксплуатации ВНКЛ.411152.052 РЭ «Счетчики электрической энергии трехфазные статические РиМ 489.18, РиМ 489.19. Руководство по эксплуатации».

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к счетчикам электрической энергии трехфазным статическим РИМ 489.18, РИМ 489.19

«Счетчики электрической энергии трехфазные статические РИМ 489.18, РИМ 489.19. Технические условия ТУ 4228-063-11821941-2014».

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

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

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

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

ГОСТ 8.551-86 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.

«Счетчики электрической энергии однофазные статические РИМ 489.18, РИМ 489.19. Методика поверки. ВНКЛ.411152.052 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

Испытательный центр

ГЦИ СИ ФГУП СНИИМ,

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

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

«21» 04 2014 г.

Handwritten signature in blue ink.

ПРОШНУРОВАНО,
ПРОНУМЕРОВАНО
И СКРЕПЛЕНО ПЕЧАТЬЮ
14 (четырнадцать)
Листей ЛИСТОВ(А)

