

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

(в редакциях, утвержденных приказами Росстандарта № 922 от 11.07.2016 г.,
№ 2618 от 01.11.2019 г.)

Счетчики электрической энергии однофазные статические РИМ 189.1Х:
РИМ 189.11, РИМ 189.12, РИМ 189.13 РИМ 189.14, РИМ 189.15, РИМ 189.16,
РИМ 189.17, РИМ 189.18

Назначение средства измерений

Счетчики электрической энергии однофазные статические РИМ 189.1Х (далее – счетчики) являются многофункциональными приборами, и предназначены для измерения активной и реактивной электрической энергии и мощности (активной, реактивной, полной) в однофазных двухпроводных электрических цепях переменного тока промышленной частоты, а также для дистанционного отключения / подключения абонента (в зависимости от исполнения). Счетчики имеют встроенный тарификатор и реализуют многотарифный учет активной электрической энергии.

Счетчики измеряют среднеквадратические значения фазного напряжения, тока нагрузки (фазного тока), значения частоты сети, коэффициента мощности $\cos \varphi$, а также (в зависимости от варианта исполнения) среднеквадратическое значение тока в нулевом проводе.

Счетчики измеряют параметры качества электрической энергии по ГОСТ 32144-2013, ГОСТ 30804.4.30-2013:

- 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. Цифровой сигнал, пропорциональный мгновенной мощности, обрабатывается микроконтроллером. По полученным значениям мгновенной активной мощности формируются накопленные значения количества активной электрической энергии (импорт и экспорт, импорт - по тарифно, экспорт – без тарификации), и реактивной энергии (импорт/экспорт, без тарификации). Расположение квадрантов соответствует геометрическому представлению С.1 ГОСТ 31819.23-2012.

Счетчики оснащены интерфейсами RF (радиоканал), PLC (по силовой сети) 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 коммутации нагрузки - УПМк, при превышении тока нагрузки максимального тока счетчика, при превышении напряжения, а также при наличии фазного тока при отсутствии фазного напряжения) или дистанционно при помощи устройств АС по интерфейсам PLC или RF.

Счетчики (в зависимости от варианта исполнения) оснащены дополнительным датчиком тока (ДДТ) и измеряют среднеквадратическое значение тока в нулевом проводе.

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

Счетчики размещаются непосредственно на отводе 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 обеспечивают резервирование обмена данными при работе счетчиков в составе АС. В качестве устройств АС могут использоваться устройства разработки АО «Радио и Микроэлектроника», использующие для обмена информацией протоколы обмена ВНКЛ.411152.029 ИС и ВНКЛ.411711.004 ИС, например маршрутизатор каналов связи РиМ 099.02.

При работе счетчиков в автономном режиме для считывания информации и конфигурирования счетчиков по интерфейсам (с учетом функциональных возможностей интерфейсов, таблица 1) 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. Информация отображается на русском языке.

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

ДД (в зависимости от варианта исполнения) оснащены оптопортом по ГОСТ ИЕС 61107-2011, интерфейсом RS-485, а также подсветкой дисплея.

Интерфейсы PLC, RF 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. синхронизации ЧРВ, 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 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 напряжения питания счетчика.

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 ограничение потребления мощности путем коммутации нагрузки абонента (отключение/подключение). Отключение абонента от сети выполняется автоматически (в случае превышения УПМк, при превышении максимального тока счетчика более чем на 5 %, превышении номинального напряжения на 15 %, а также при обрыве нулевого провода (наличие тока при отсутствии фазного напряжения) или дистанционно при помощи устройств АС по интерфейсам PLC или RF. Подключение абонента к сети выполняется дистанционно при помощи устройств АС по интерфейсам PLC или RF, или при помощи ДД. 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 исполнений счетчиков РиМ 189.1X приведены в таблице 1.

Таблица 1

Условное обозначение	Базовый/максимальный ток, А	Измерение тока нулевого провода (наличие ДДТ)	УКН	Класс точности при измерении активной/реактивной энергии	Количество тарифов/тарифных зон	Интерфейсы	Штрих-код по EAN-13	Код типа счетчика ITF**
РиМ 189.11	5/100	Нет	Нет	1 / 2	8/256	PLC, RF	4607134511417	18911
РиМ 189.12	5/80	Нет	Есть	1 / 2		PLC, RF	4607134511424	18912
РиМ 189.13	5/100	Нет	Нет	1 / 2*		PLC, RF	4607134511431	18911
РиМ 189.14	5/80	Нет	Есть	1 / 2*		PLC, RF	4607134511448	18912
РиМ 189.15	5/100	Есть	Нет	1 / 2		PLC, RF	4607134511455	18915
РиМ 189.16	5/80	Есть	Есть	1 / 2		PLC, RF	4607134511462	18916
РиМ 189.17	5/100	Есть	Нет	1 / 2*		PLC, RF	4607134511479	18915
РиМ 189.18	5/80	Есть	Есть	1 / 2*		PLC, RF	4607134511486	18916

* для технического учета
** код, возвращаемый счетчиком при обмене по интерфейсам

Значение числа X в обозначении счетчика определяется как десятичное число, отображающее код оснащенности счетчика, исходя из таблицы 2.

Таблица 2

Наличие ДДТ 0-нет 1-имеется	Класс точности при измерении реактивной энергии 1-для технического учета 0-класс точности 2	Наличие УКН 0-нет 1-имеется	Значение числа X в обозначении исполнения счетчика
0	0	0	1
0	0	1	2
0	1	0	3
0	1	1	4
1	0	0	5
1	0	1	6
1	1	0	7
1	1	1	8

Количество тарифов и тарифное расписание счетчиков задаются встроенным тарификатором, имеющим встроенные энегонезависимые часы реального времени (далее - ЧРВ), обеспечивающими ведение даты и времени, допускающими ручную и автоматическую коррекцию, а также поддерживающими функцию автоматического переключения на летнее/зимнее время. 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 автоматической самодиагностики счетчика с формированием обобщенного сигнала-статуса, результаты тестирования памяти, дата и время включения и выключения сети, корректировки (перепрограммирования) служебных параметров, время фиксации максимальной средней активной мощности, значений измеряемых величин на расчетный день и час (РДЧ) и др.). В журнале событий выделены отдельные разделы для фиксации групп событий. Счетчики формируют профили параметров, в том числе активной мощности, напряжения и др, с программируемым временем интегрирования. Подробное описание журналов счетчиков приведено в руководстве по эксплуатации.

Измерительная информация сохраняется в энергонезависимой памяти и недоступна корректировке. Служебная информация счетчиков защищена системой паролей, в том числе при считывании.

Перечень величин, измеряемых счетчиками приведен в таблице 3.

Таблица 3

Наименование измеряемой величины	Тарификация
Энергия ⁶⁾	
активная импорт (1 и 4 квадрант)	Потарифно
активная экспорт (2 и 3 квадрант)	Не тарифицируется
реактивная импорт (1 и 2 квадрант)	Не тарифицируется
реактивная экспорт (3 и 4 квадрант)	Не тарифицируется
Мощность*	
активная импорт (1 и 4 квадрант, положительная)	
активная экспорт (2 и 3 квадрант, отрицательная)	
реактивная импорт (1 и 2 квадрант, положительная)	
реактивная экспорт (3 и 4 квадрант, отрицательная)	
полная мощность ****	
Ток, среднеквадратическое (действующее) значение (фазный) *	
Ток нулевого провода, среднеквадратическое (действующее) значение *	
Напряжение, среднеквадратическое (действующее) значение (фазное)***	
Установившееся отклонение напряжения основной частоты ⁵⁾	
Частота сети ***	
Отклонение частоты ⁵⁾	
Среднее значение активной мощности на программируемом интервале** (активная интервальная мощность, Ринт)	
Максимальное значение средней активной мощности на программируемом интервале в текущем отчетном периоде (максимальная активная интервальная мощность, Ринт макс)	
Максимальное значение средней активной мощности на программируемом интервале за прошедший отчетный период (максимальная интервальная мощность на РДЧ, Ррдч)	
Коэффициент мощности $\cos \varphi$ ****	
Температура внутри корпуса счетчика****	
<p>* Время интегрирования значений (период измерения) токов, мощностей составляет 1 с (50 периодов сетевого напряжения).</p> <p>** Длительность интервала интегрирования программируется (устанавливается из ряда: 1, 2, 3, 4, 5, 6, 10, 12, 15, 20, 30, 60 мин).</p> <p>*** 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) напряжений 10 периодов напряжения в соответствии с требованиями класса S по ГОСТ 30804.4.30-2013.</p> <p>**** Для технического учета.</p> <p>⁵⁾ Усреднение в соответствии с требованиями класса S по ГОСТ 30804.4.30-2013.</p> <p>⁶⁾ Импорт-прием, экспорт-отдача</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, В·А;

sqrt – функция, возвращающая квадратный корень числа.

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

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

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.

Установившееся отклонение напряжения основной частоты определяют по 5.13 ГОСТ 30804.4.30-2013 относительно номинального (230 В) или заданного (согласованного) напряжения (задается программно в диапазоне от 200 до 240 В).

Отклонение частоты определяют по 4.2.1 ГОСТ 32144-2013.

Коэффициент мощности cos φ определяется по формуле

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

где P – текущее значение активной мощности, Вт;

S – текущее значение полной мощности, В·А.

Функциональные возможности счетчиков:

а) измерение активной энергии

- импорт: - текущей по тарифно;
 - суммарно по тарифам;
 - на РДЧ (по тарифно и суммарно по тарифам);
- экспорт: - текущей без тарификации;
 - на РДЧ;

б) измерение реактивной энергии (импорт/экспорт):

- текущей;
- на РДЧ;

в) измерение активной, реактивной и полной* мощности с периодом интегрирования 1 с (текущей мощности);

г) измерение средней активной мощности на программируемом интервале (P_{инт}), с длительностью интервала от 1 до 60 мин;

д) измерение максимальной средней активной мощности на программируемом интервале в текущем отчетном периоде (P_{инт макс}) с фиксацией даты/времени максимума;

е) измерение максимальной средней активной мощности на программируемом интервале в прошедшем отчетном периоде P_{рдч} с фиксацией даты/времени максимума;

ж) измерение среднеквадратического (действующего) значения напряжения (фазного) с усреднением по ГОСТ 30804.4.30-2013 на интервале 10 периодов сетевого напряжения;

з) определение количества минутных значений напряжения, лежащих за пределами нормальных (предельных) норм качества электричества в течение суток;

и) измерение среднего значения частоты сети на интервале 10 с по ГОСТ 30804.4.30-2013;

к) определение количества 10-секундных отсчетов частоты, лежащих за пределами нормальных (предельных) норм показателей качества электроэнергии в течение суток;

л) фиксация показаний счетчиков по активной энергии в режиме «Стоп-кадр» в установленный момент времени относительно времени посылки запроса;

м) 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);

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

н) ретрансляция данных и команд. Счетчики могут использоваться как независимые ретрансляторы по PLC и RF;

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

– по превышению УПМк;

– при превышении тока нагрузки максимального тока счетчика на 5 %;

– при превышении 1,15 номинального напряжения;

– при наличии фазного тока при отсутствии фазного напряжения;

п) дистанционное управление отключением/подключением абонента (только для счетчиков, оснащенных УКН):

– при помощи устройств АС по интерфейсам RF - PLC;

– при помощи ДД по интерфейсу RF (только включение при наличии разрешения от устройств АС).

р) сохранение показаний счетчиков в журналах ежесуточно и на РДЧ;

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

т) ведение журнала Событий, в котором отражены события, связанные с отсутствием напряжения, коммутацией нагрузки, перепрограммированием служебных параметров, а также аварийной ситуации - обрывом нулевого провода и воздействием магнитного поля.

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.

Счетчики оснащены оптическими испытательными выходами ТМА и ТМР для активной и реактивной энергии соответственно, характеристики оптических испытательных выходов соответствуют ГОСТ 31818.11-2012. Испытательные выходы ТМА и ТМР 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 (в том числе ДДТ) выполнены в пластмассовом герметичном корпусе, степень защиты оболочек IP 65 по ГОСТ 14254-96. Внутренняя полость счетчика (в том числе ДДТ) полностью залита компаундом.

Счетчики, оснащенные ДДТ, выпускаются в двух исполнениях корпуса: в корпусах типа 1 и типа 2, различающихся способом соединения основного блока счетчика и блока ДДТ.

Межблочное соединение для счетчиков в корпусе типа 1 выполнено кабелем в антивандальном исполнении, у счетчиков в корпусе типа 2 основной блок счетчика и ДДТ соединены вплотную при помощи пластмассовой стяжки, обеспечивающей механическую прочность соединения.

Счетчики выдерживают воздействие солнечной радиации.

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

Общий вид счетчиков и схема пломбировки от несанкционированного доступа представлены на рисунках 1, 2, 3, 4, 5, 6.

Место установки
пломбы поверителя



Рисунок 1 – Общий вид и схема пломбировки от несанкционированного доступа счетчиков
РиМ 189.11

Место установки
пломбы поверителя



Рисунок 2 – Общий вид и схема пломбировки от несанкционированного доступа счетчиков РИМ 189.12



Места установки
пломб поверителя

Рисунок 3 – Общий вид и схема пломбировки от несанкционированного доступа счетчиков РИМ 189.15 в корпусе типа 1



Места установки
пломб поверителя

Рисунок 4 – Общий вид и схема пломбировки от несанкционированного доступа счетчиков РИМ 189.16 в корпусе типа 1



Места установки
пломб поверителя

Рисунок 5 – Общий вид и схема пломбировки от несанкционированного доступа счетчиков РИМ 189.15 в корпусе типа 2



Рисунок 6 – Общий вид и схема пломбировки от несанкционированного доступа счетчиков РИМ 189.16 в корпусе типа 2

Пример записи при заказе счетчика РИМ 189.12 без комплекта монтажных частей и ДД: «Счетчик электрической энергии однофазный статический РИМ 189.12 ТУ 4228-062-11821941-2013».

Пример записи при заказе счетчика РИМ 189.15 с дистанционным дисплеем и комплектом монтажных частей в корпусе типа 1. «Счетчик электрической энергии однофазный статический РИМ 189.15 ТУ 4228-062-11821941-2013, с комплектом монтажных частей в корпусе типа 1».

Пример записи при заказе счетчика РИМ 189.16 с дистанционным дисплеем и комплектом монтажных частей в корпусе типа 2 «Счетчик электрической энергии однофазный статический РИМ 189.16 ТУ 4228-062-11821941-2013, с комплектом монтажных частей в корпусе типа 2»

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 защищен от несанкционированного доступа пломбой поверителя. Уровень защиты ПО – «высокий» в соответствии Р 50.2.077-2014.

Идентификационные данные метрологически значимой части ПО приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение			
	Наименование ПО	РиМ 189.1X программа	РиМ 189.1X-01 программа	РиМ 189.1X-02 программа
Идентификационное наименование ПО	PM18911 ВНКЛ.411152.05 1 ПО	PM18912 ВНКЛ.411152.051 -01 ПО	PM18915 ВНКЛ.411152.051 -02 ПО	PM18916 ВНКЛ.411152.051 -03 ПО
Номер версии (идентификационный номер) ПО	18911 v1.00 и выше	18912 v1.00 и выше	18915 v1.00 и выше	18916 v1.00 и выше
Цифровой идентификатор ПО	Исполняемый код защищен от считывания и модификации			
Исполнение счетчиков	РиМ 189.11 РиМ 189.13	РиМ 189.12 РиМ 189.14	РиМ 189.15 РиМ 189.17	РиМ 189.16 РиМ 189.18

Метрологические и технические характеристики

Таблица 5 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Базовый ток, А	5
Максимальный ток, А	таблица 1
Номинальное напряжение, В	230
Установленный рабочий диапазон напряжения, В	от 198 до 253
Расширенный рабочий диапазон напряжения, В	от 140 до 280
Предельный рабочий диапазон напряжения, В	от 0 до 400
Номинальная частота, Гц	50
Класс точности при измерении активной/реактивной энергии	таблица 1
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 в цепи напряжения счетчика: - полная мощность, В·А, не более - активная мощность, Вт, не более	10,0 1,5
Полная мощность, потребляемая в цепи тока, В·А, не более	0,1
Суточный ход (точность хода) ЧРВ, с/сут, не более	±0,5

Таблица 6 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Дальность обмена по интерфейсу PLC, м, не менее	100
Дальность действия интерфейса RF, м, не менее	100
Максимальное расстояние между счетчиком и ДДТ при считывании показаний и подключении нагрузки, м, не менее	25
Время сохранения данных, лет, не менее	40
Время автономности ЧРВ при отсутствии напряжения сети, ч, не менее	60

Продолжение таблицы 6

Наименование характеристики	Значение		
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, А, не более	80		
- при напряжении, В, не более	264		
Габаритные размеры, мм, не более:			
Счетчика (основного блока)	высота	ширина	длина
	170	90	130
ДДТ	высота	ширина	длина
	140	90	130
Счетчика в корпусе типа 2	высота	ширина	длина
	285	90	130
Масса, кг, не более			
- счетчика (основного блока)	65		
- ДДТ	0,30		
- счетчика в корпусе типа 2	0,75		
Установочные размеры: наружный диаметр фазного/нулевого провода, мм	от 7 до 12		
Условия эксплуатации:			
- температура окружающей среды, °С	от -45 до +70		
- относительная влажность, %	95		
- атмосферное давление, кПа	70,0 до 106,7		
Средний срок службы, лет	30		
Средняя наработка до отказа, ч	180000		

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

Таблица 7

Измеряемая величина	Основная единица	Цена единицы старшего/младшего разряда		
		При выводе на дисплей ДД	При считывании по интерфейсам	
			RF	PLC
Активная энергия	кВт·ч	$10^5 / 0,01$	$10^5 / 0,001$	$10^5 / 0,001$
Реактивная энергия	квар·ч	$10^5 / 0,01$	$10^5 / 0,001$	$10^5 / 0,001$
Активная мощность	кВт	$10^2 / 0,01$	$10^2 / 0,001$	$10^2 / 0,001$
Реактивная мощность	квар	$10^2 / 0,01$	$10^2 / 0,001$	$10^2 / 0,001$
Полная мощность	кВ·А	$10^2 / 0,01$	$10^2 / 0,001$	$10^2 / 0,001$
Ток, среднеквадратическое (действующее) значение	А	$10^2 / 0,1$	$10^2 / 0,001$	$10^2 / 0,001$
Напряжение, среднеквадратическое (действующее) значение	В	$10^2 / 0,01$	$10^2 / 0,001$	$10^2 / 0,001$

Продолжение таблицы 7

Измеряемая величина	Основная единица	Цена единицы старшего/младшего разряда		
		При выводе на дисплей ДД	При считывании по интерфейсам	
			RF	RF
Частота сети	Гц	10 / 0,01	10 / 0,001	10 / 0,001
Коэффициент мощности $\cos\varphi$	-	1 / 0,01	1 / 0,001	1 / 0,001
Температура внутри корпуса счетчика	°С	10 / 1	10 / 1	10 / 1

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 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 $P_{инт макс}$ 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.

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 8.

Таблица 8

Ток, от I_6	Пределы допускаемой относительной погрешности при измерении среднеквадратических значений фазного тока, %
0,1	$\pm 0,5$
1,0	$\pm 0,5$
$I_{макс}$	$\pm 0,5$

4.2 Допускаемая основная относительная погрешность при измерении среднеквадратических значений тока нулевого провода δI_n не превышает значений, приведенных в таблице 9

Таблица 9

Ток, от I_6	Пределы допускаемой относительной погрешности при измерении среднеквадратических значений тока нулевого провода, %
0,1	$\pm 0,5$
1,0	$\pm 0,5$
$I_{\text{макс}}$	$\pm 0,5$

5 При измерении среднеквадратических значений напряжения

5.1 Допускаемая основная относительная погрешность при измерении среднеквадратических значений фазного напряжения не превышает пределов, приведенных в таблице 10.

Таблица 10

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 $\pm 0,03$ Гц.

6.2 Диапазон измеряемых частот от 42,5 до 57,5 Гц по классу S ГОСТ 30804.4.30-2013.

7 При измерении показателей качества электроэнергии

7.1 Допускаемая относительная погрешность при измерении установившегося отклонения напряжения основной частоты не превышает пределов, приведенных в таблице 11.

Таблица 11

Диапазон измеряемых значений установившегося отклонения напряжения (от номинального или установленного), В	Пределы допускаемой основной относительной погрешности при измерении установившегося отклонения напряжения, %
от минус 90 до минус 80	$\pm 0,5$

7.2 Абсолютная погрешность при измерении отклонения частоты не превышает $\pm 0,03$ Гц.

7.3 Влияющие величины в соответствии с требованиями 6.1 ГОСТ 30804.4.3-2013, класс S.

Знак утверждения типа

наносится на корпус счетчиков методом шелкографии или другим способом, не ухудшающим качество и на титульные листы эксплуатационной документации печатным способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 12 – Комплектность счетчиков

Наименование	Обозначение	Количество
Счетчик электрической энергии однофазный статический	–	1 шт.
Паспорт	–	1 экз.
Дисплей дистанционный РИМ 040.03	–	1 шт. ⁵⁾
Руководство по эксплуатации	ВНКЛ.411152.051 РЭ	1 экз. ^{1), 2), 4)}
Методика поверки	ВНКЛ.411152.051 ДИ	1 экз. ^{1), 3), 4)}
Комплект монтажных частей	–	1 компл. ⁵⁾

Примечания:

¹⁾ поставляется по отдельному заказу;

²⁾ поставляется по требованию организаций, производящих ремонт и эксплуатацию счетчиков;

Продолжение таблицы 12

Наименование	Обозначение	Количество
³⁾ поставляется по требованию организаций, производящих поверку счетчиков; ⁴⁾ поставляется на электронном носителе; ⁵⁾ счетчики по требованию заказчика могут комплектоваться: – ДДТ РиМ 040.03-XX (исполнения ДДТ в ТУ 4200 – 039– 11821941 – 2009) – комплектом монтажных частей. В комплект монтажных частей входят: SLIW11.1-1 шт. и (или) зажим анкерный DNS123- 1 шт. или 2 шт. в зависимости от исполнения счетчика, и (или) изолированный прокалывающий зажим ENSTO SLIP12.1 - 1 шт. Допускается использовать зажимы других типов с аналогичными техническими характеристиками. Номенклатура комплекта поставки – количество поставляемых зажимов, исполнение ДДТ – по требованию заказчика		

Поверка

осуществляется по документу ВНКЛ.411152.051 ДИ «Счетчики электрической энергии однофазные статические РиМ 189.1X. Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ СНИИМ 19 декабря 2013 г.

Основные средства поверки:

– установка поверочная универсальная «УППУ-МЭЗ.1К» (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 39138-08), класс точности 0,05, с токовыми пределами до 100 А и пределами по напряжению до 480 В;

– секундомер механический типа СОСпр-2б (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 11519-01), диапазон измерений (0,2–60) мин, цена деления 0,2 с, пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений ± 1 с/ч.

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

Знак поверки наносится на пломбу, установленную поверителем и на свидетельство о поверке.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в эксплуатационном документе.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к счетчикам электрической энергии однофазным статическим РиМ 189.1X

ГОСТ 30804.4.30-2013 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 8.551-2013 Государственная система обеспечения единства измерений. Государственная поверочная схема для средств измерений электрической мощности и электрической энергии в диапазоне частот от 1 до 2500 Гц

«Счетчики электрической энергии однофазные статические РиМ 189.1X. Технические условия ТУ 4228-062-11821941-2013»

Изготовитель

Акционерное общество «Радио и Микроэлектроника» (АО «РиМ»),
ИНН 5408110390
Адрес: 630082, Новосибирская обл., г. Новосибирск, ул. Дачная 60/1, офис 307
Телефон: (383) 219-53-13, факс: (383) 219-53-13
Web-сайт: www.ao-rim.ru
E-mail: rim@zao-rim.ru

Испытательный центр

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

Адрес: 630004, Новосибирская обл., г. Новосибирск, проспект Димитрова, д.4
Телефон: (383) 210-16-18, факс: (383) 210-13-60
Web-сайт: sniim.ru
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

А.В. Кулешов

М.п. « ____ » _____ 2019 г.