ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Счетчики электрической энергии трехфазные статические РиМ 489.08, РиМ 489.09

Назначение средства измерений

Счетчики электрической энергии трехфазные статические PuM 489.08, PuM 489.09 (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 фазного и линейного напряжения, частоту, удельную энергии потерь в цепях тока, коэффициент реактивной мощности цепи (tg ϕ), коэффициент мощности (cos ϕ).

Счетчики измеряют комплексные параметры качества электрической энергии - продолжительность времени выхода напряжения и частоты за пределы нормальных (предельных) норм качества электричества по установившемуся отклонению напряжения δUu (ПКЭu) и отклонению частоты Δf (ПКЭf) по ГОСТ 13109-97, ГОСТ Р 51317.4.30-2008.

Описание средства измерений

Принцип действия счетчиков основан на цифровой обработке аналоговых входных сигналов тока и напряжения при помощи специализированных микросхем с встроенным АЦП. Остальные параметры, измеряемые счетчиком, определяются расчетным путем по измеренным значениям тока и напряжения.

Цифровой сигнал, пропорциональный мгновенной мощности (активной - по модулю, реактивной - с учетом направления), обрабатывается микроконтроллером пофазно. По полученным значениям модуля мгновенной активной мощности формируются накопленные значения количества потребленной активной электрической энергии, в том числе потарифно, учет реактивной энергии ведется с учетом направления — отдельно для 1 и 3 квадрантов (индуктивная энергия) и 2 и 4 квадрантов (емкостная энергия). Расположение квадрантов соответствует геометрическому представлению С.1 ГОСТ Р 52425-2005.

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 – AC).

• 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), при превышении максимального тока счетчика более чем на 3-7 %, 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 AC. В качестве устройств AC могут использоваться устройства разработки ЗАО «Радио и Микроэлектроника», использующие для обмена информацией протоколы обмена ВНКЛ.41152.029 ИС и ВНКЛ.411711.004 ИС, например, маршрутизатор каналов связи РиМ 099.02.

При работе счетчиков в автономном режиме для считывания информации и конфигурирования счетчиков по всем вышеназванным интерфейсам (с учетом функциональных возможностей интерфейсов, см. таблицу 3) предназначен терминал мобильный РиМ 099.01 (далее – МТ), представляющий собой персональный компьютер (ноутбук) с комплектом аппаратных средств для подключения интерфейсов счетчиков и соответствующих программных продуктов. Информация, считанная со счетчиков (значения измеряемых величин, заводские номера, параметры адресации и другие служебные параметры), отображается на мониторе МТ в рабочем окне соответствующей программы.

Считывание информации по интерфейсу RF выполняется также при помощи дисплея дистанционного PuM 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 AA 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 Р МЭК 61107-2001 (IEC 61107), интерфейсом RS-485, дискретными входами/выходами с целью для 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 потарифно, 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.

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 (в случае превышения УПМ) или дистанционно при помощи устройств АС по интерфейсам РLС или RF. Подключение абонента к сети выполняется при помощи устройств АС по интерфейсам РLС 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/ макси- мальный ток, А	Номинальное напряжение, В	Класс точности при измерении активной /реактивной энергии	Количе- ство та- рифов/ тариф- ных зон	Интер- фейсы	УКН	Штрих-код по ЕАN-13	Код типа счет- чика
РиМ 489.08	5/100	3x220;230/ 380;400	1/2	8/256	PLC, RF	Есть	4607134511233	48908
РиМ 489.09	5/100	3x220;230/ 380;400	1/2	8/256	PLC, RF	Нет	4607134511240	48909

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.).

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

Функциональные возможности счетчиков:

Перечень величин, измеряемых счетчиком, приведен в таблице 2.

Таблипа 2

Таолица Z		Tonubyyyoung
Наименование измеряемой величины		Тарификация
Энергия	4.1.1.2.2.2.2.2.2.2.2.2	77
активная (по модулю):	пофазно, суммарно	Потарифно
реактивная индуктивная (1 и 3 квадрант): суммарно	пофазно,	Не тарифицируется
реактивная емкостная (2 и 4 квадрант):	пофазно, суммарно	Не тарифицируется
Удельная энергия потерь в цепи тока*	пофазно, суммарно	
Мощность*		
активная (по модулю):	пофазно, суммарно	
реактивная индуктивная (1 и 3 квадрант):	пофазно, суммарно	
реактивная емкостная (2 и 4 квадрант):	пофазно, суммарно	
полная (по модулю)****	пофазно, суммарно	
Среднее значение активной мощности на программ интервальная мощность, Ринт)	ируемом интервале** (активная суммарно	
Максимальное значение средней активной мощно текущем отчетном периоде (текущая максимальна Ринт макс)***		
Максимальное значение средней активной мощно период (максимальная интервальная мощность на	РДЧ, Ррдч)*** суммарно	
Ток, среднеквадратическое (действующее) значен	ие * пофазно	
Фазное напряжение, среднеквадратическое (дейст	вующее) значение* пофазно	
Линейное (межфазное) напряжение, среднеквадра ние* пофазно	тическое (действующее) значе-	
Частота питающей сети*		
Коэффициент реактивной мощности цепи (tg ф)	пофазно, суммарно	

Окончание таблицы 2

Показатели качества электроэнергии (ПКЭu, ПКЭf)	
Длительность провалов/перенапряжений /отключения фаз, ****	
Напряжение прямой последовательности ****	
Коэффициенты несимметрии напряжения по обратной и нулевой последователь- ностям****	
Температура внутри корпуса счетчика****	

Примечания * Время интегрирования значений (период измерения) мощностей составляет 1 секунду (50 периодов сетевого напряжения), частоты — 20 секунд, среднеквадратического (действующего) значения напряжения с усреднением по ГОСТ 13109-97 на минутном интервале

** Длительность интервала интегрирования программируется от 1 до 60 минут.

*** С фиксацией времени максимума.

**** Для технического учета.

Активная и реактивной мощность с периодом интегрирования 1 с (далее – текущая мощность, активная Ртек или реактивная Qтек соответственно) определяются как энергия, потребленная за 1 с (активная и реактивная соответственно).

Суммарная текущая мощность (активная и реактивная) определяются как сумма соответствующих фазных значений мощности (для реактивной – отдельно индуктивная (1 и 3 квадрант) и емкостная (2 и 4 квадрант)).

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

$$P_{\text{ИНТ}} = 1/T \times \int_{0}^{T} P_{\text{ТЕК}} dt, \qquad (1)$$

где Ринт – значение суммарной средней активной мощности;

Ртек – измеренное значение текущей суммарной активной мощности, Вт;

Т – 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 прошедщий отчетный период (максимальная интервальная мощность на РДЧ - Ррдч) определяется как максимальное значение из зафиксированных значений Ринт за прошедший месяц.

Удельная энергия потерь в цепях тока определяется по формуле

Wуд=
$$(10^{-3}/3600) \times \int_{0}^{T} (I^{2}) dt$$
, (2)

І-действующее (среднеквадратичное) значение тока с интервалом интегрирования 1 с; Т – время работы счетчика, с.

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

Коэффициент реактивной мощности цепи tg ϕ определяется по формуле

$$tg \varphi = |Q|/|P|, \tag{3}$$

где $tg \phi$ – расчетное значение коэффициента реактивной мощности цепи;

Q – измеренное значение текущей реактивной мощности, вар;

 ${
m P}-$ измеренное значение текущей активной мощности, ${
m B}{
m T}.$

Коэффициент мощности соѕф определяется по формуле

$$\cos \varphi = P / SQRT (P^2 + Q^2), \tag{4}$$

где соѕ ф – расчетное значение коэффициента мощности;

- Q измеренное значение текущей реактивной мощности, вар;
- Р измеренное значение текущей активной мощности, Вт.

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

Показатели качества электроэнергии (продолжительность времени выхода за пределы нормальных (предельных) норм качества электричества) определяются по ГОСТ 13109-97, ГОСТ Р 51317.4.30-2008 по количеству минутных значений напряжения (ПКЭu) и (или) частоты (ПКЭf), лежащих за пределами нормальных (предельных) норм качества электричества в течение суток, а также на РДЧ.

Длительность провалов/перенапряжений /отключения фаз и напряжение прямой последовательности и коэффициенты несимметрии напряжения по обратной и нулевой последовательностям определяются согласно ГОСТ 13109-97 и ГОСТ 51317.4.30-2008.

Основные функциональные возможности счетчиков

- а) сохранение в энергонезависимой памяти:
- -измерительной информации (текущих значений) по всем измеряемым величинам (см таблицу 2);
- -установленных служебных параметров (тарифного расписания, параметров маршрутизации и др);
- -защиту информации –пароль доступа и аппаратная защита памяти метрологических коэффициентов;
- б) самодиагностику счетчики формируют и передают код режима работы (статус), отражающий наличие фаз сети, характеристики тарифного расписания и отображения информации, исправности ЧРВ. События, связанные с изменением статуса, регистрируются в соответствующем журнале счетчика с указанием времени наступления события;
 - в) обмен данными с ДД и устройствами АС по интерфейсам RF и PLC (см. таблицу 3);
- г) ретрансляцию данных и команд счетчики могут использоваться как независимые ретрансляторы по PLC и RF;
- д) синхронизацию ЧРВ счетчиков по интерфейсам RF и PLC с использованием устройств АС;
- е) конфигурирование счетчиков по интерфейсам RF и PLC с использованием устройств AC;
 - ж) автоматическое отключение абонента от сети по превышению УПМ (РиМ 489.08);
 - з) дистанционное управление отключением/подключением абонента (РиМ 489.08):
 - при помощи устройств AC по интерфейсу PLC;
 - при помощи устройств AC по интерфейсу RF;
- при помощи ДД по интерфейсу RF (только включение при наличии разрешения от устройств AC);
 - и) 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;
 - к) ведение журналов:
- месячного потребления 36 записей (36 месяцев) фиксация значений потребления по всем видам энергии (на РДЧ), максимальное значение средней активной мощности на программируемом интервале (Ррдч) с датой и временем фиксации, количество часов работы счетчика, продолжительность подачи некачественной энергии;

- суточного потребления 186 записей (6 месяцев) фиксация значений потребления по всем видам энергии за сутки, фиксация даты и времени выхода напряжения и частоты за допустимые нормы, количество часов работы счетчика в течение суток;
- **профилей нагрузки** 8928 записей (6 месяцев при 30 минутном интервале)- фиксация значений потребления по всем видам энергии через выбранный интервал времени. Длительность интервала времени для фиксации профилей потребления выбирается из ряда 1,2,3,4,5,6,10,12,15,20,30,60 минут;
- **событий**, в которых отражены события, связанные с отсутствием напряжения, коммутацией нагрузки абонента, перепрограммирования служебных параметров и т.д. не менее 5120 записей, в т.ч.:
 - коррекций 1024 записи, фиксация изменений служебных параметров;
- Вкл/Выкл (включений/выключений) 1024 записи, фиксация времени включения/отключения сетевого питания и включений / отключений абонента;
- *отклонений по tg \varphi* 1024 записей фиксация времени перехода через порог и возвращения в норму значения tg φ ;
- *ПКЭ* (качества сети) 1024 записей фиксация времени выхода за пределы частоты (\pm 0,2 Γ ц, \pm 0,4 Γ ц) и напряжения (\pm 5 %, \pm 10 %) согласно Γ OCT 13109-97;
- провалов/перенапряжений 1024 записей фиксация времени и длительности провалов/перенапряжений/отключений.

При фиксации счетчиком событий, к которым относятся:

- поступление сигнала на дискретные входы;
- срабатывание УКН при превышении максимального тока счетчика

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

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

Таблица 3 - Функциональные возможности интерфейсов счетчиков

Направ-	Параметр		Тиг	интерфей	ca
пение				RF	
обмена		с уст	оойст-	c	ДД
			ı AC	дисплей	оптопорт, RS-485
Передача	Тип	+	+	+	+
данных	Заводской номер	+	+	+	+
	Идентификатор ПО		+	-	-
	Показания				
	Тарифицируемые				
	- текущие по активной энергии (потарифно)		+	+	+
	- на РДЧ по активной энергии (потарифно)		+	+	+
	- текущие по активной энергии (суммарно по тарифам)	+	+	-	-
	- на РДЧ по активной энергии (суммарно по тарифам)	+	+	-	-
	Нетарифицируемые				
	текущие по активной энергии (пофазно)		+	-	-
	текущие по активной энергии (суммарно по фазам)		+	7	+
	на РДЧ по активной энергии (пофазно)		+	-	-
	на РДЧ по активной энергии (суммарно по фазам)	+	+		+
	- текущие по индуктивной реактивной энергии (пофаз- но)		+	-	•

Іередача	-текущие по индуктивной реактивной энергии (суммарно	+	+	+	+
нных.	по фазам)				
	- на РДЧ по индуктивной реактивной энергии (пофаз- но)	+	+	-	-
	-на РДЧ по индуктивной реактивной энергии (суммарно по фазам)	+	+	+	+
	- текущие по емкостной реактивной энергии (пофазно)	+	+	-	-
	-текущие по емкостной реактивной энергии (суммарно по фазам)	+	+	+	+
	- на РДЧ по емкостной реактивной энергии (пофазно)	+	+		
	-на РДЧ по емкостной реактивной энергии (суммарно по фазам)	+	+	+	+
	- текущее значение удельной энергии потерь в цепи тока (пофазно)	+	+	•	-
	-текущее значение удельной энергии потерь в цепи тока (суммарно по фазам)	+	+	-	-
	- значение удельной энергии потерь в цепи тока (пофаз- но) на РДЧ	+	+-	-	-
	- значение удельной энергии потерь в цепи тока (сум- марно по фазам) на РДЧ	+	+	La	-
	- текущая активная мощность (по модулю, пофазно)	+	+	-	4
	- текущая активная мощность (по модулю, суммарно по фазам)	+	+	+	+
	- текущая реактивная мощность (пофазно, с индикацией индуктивная /емкостная)	+	+	-	-
	- текущая реактивная мощность (суммарно по фазам, с индикацией индуктивная /емкостная)	+	+	+	+
	-текущее значение средней активной мощности на про- граммируемом интервале суммарно по фазам (Ринт макс)	+	+	+	+
	- значение активной мощности на программируемом интервале суммарно по фазам на РДЧ (Ррдч)	+	+	+	+
	- текущая полная мощность (по модулю, пофазно)	+	+		-
	- текущая полная мощность (по модулю, суммарно по фа- зам)	+	+	+	-
	 фазное напряжение, среднеквадратичное значение (по- фазно) 	+	+	+	+
	-линейное (междуфазное) напряжение, среднеквадратич- ное значение	+	+	-	-
	- ток, среднеквадратичное значение (пофазно)	+	+	+	+
	- частота сети	+	+	+	+
	- текущее значение tg φ (пофазно)	+	+	-	-
	- текущее значение tg φ (суммарно)	+	+	-	-
	 текущее значение соѕ ф (пофазно) 	+	+	-	-
	 текущее значение соѕ φ (суммарно) 	+	+	+	-
	-длительность подачи некачественной электроэнергии на РДЧ	+	+	+	-
	- показания ЧРВ	+	+	+	+
	- температура внутри корпуса счетчика	+	+	+	-
	Напряжение прямой последовательности	+	+	-	-
	Коэффициенты несимметрии напряжения по обратной и нулевой последовательностям	+	+	-	-

Окончание таблицы 3

Передача данных	Журналы счетчика	+	+	-	-
	Служебная информация				
	- параметры связи по PLC	+	+	-	-
	- параметры связи по RF	+	+	-	-
	- параметры тарификации (в.т.ч. значение УПМт)	+	+	+	+
	- параметры контроля качества сети	+	+	-	÷
Прием	Корректировка служебной информации				
пинных и	- параметров связи по PLC	+	+	-	-
команд	- параметров связи по RF	+	+	-	-
	- параметры контроля качества сети	+	+	-	-
	- параметры тарификации и управления УКН	+	+	-	-
Управле-	-подключение нагрузки	+	+	+	-
нне комму-	- отключение нагрузки	+	+	-	-
гацией нагрузки	- разрешение на подключение	+	+	+*	+
	ия данных и команд	+	+	-	

^{*} только считывание наличия или отсутствия разрешения на подключение, полученного от устройств АС.

Счетчики оснащены оптическими испытательными выходами A и R для активной и реактивной энергии соответственно, характеристики оптических испытательных выходов соответствуют

ГОСТ Р 52320-2005.

Внутренняя полость корпуса счетчиков заполнена герметиком. Степень защиты корпуса IP65 по ГОСТ 14254-96. Корпус счетчиков пломбируется пломбами поверителя. Пломбирование счетчиков осуществляется навесными пломбами на выступах основания и крышки корпуса

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 Р 52320-2005, МЭК 62053-31 (1998).

Схема общего вида счетчиков с указанием места установки пломб поверителя приведена на рисунках 1, 2.

Пример записи при заказе счетчика РиМ 489.08 без комплекта монтажных частей и ДД: «Счетчик электрической энергии трехфазный статический РиМ 489.08 ТУ 4228-056-11821941-2011».

Пример записи при заказе счетчика РиМ 489.09 с комплектом монтажных частей, ДД РиМ 040.03-XX: «Счетчик электрической энергии трехфазный статический РиМ 489.09 ТУ 4228-056-11821941-2011 с ДД РиМ 040.03-XX, и комплектом монтажных частей».



Рисунок 1 — Фотография общего вида и место установки пломб поверителя счетчиков РиМ 489.08



Рисунок 2 — Фотография общего вида и место установки пломб поверителя счетчиков РиМ 489.09

Программное обеспечение

Используется программное обеспечение (ПО), записываемое в постоянное запоминаюустройство (ПЗУ) контроллера счетчиков. ПО обеспечивает полное функционирование

При программировании используется файл с кодами, любое изменение которого приводит к полной потере работоспособности счетчиков. Считывание кода из счетчиков с целью его изменения невозможно, так как программирование происходит с установленным признаком «защита от считывания».

Уровень защиты программного обеспечения от непреднамеренных и преднамеренных и преднамеренных и маменений – A по МИ 3286-2010.

Подтверждение целостности и подлинности метрологически значимой части ПО обеспечивается методом вычисления контрольной суммы CRC16 метрологически значимой части ПО (являющейся также цифровым идентификатором метрологически значимой части ПО) с отображением ее на дисплее МТ по запросу пользователя.

Идентификационные данные программного обеспечения приведены в таблице 4. Таблица 4

	Идентификационное на- именование программно- го обеспечения	ци-онный но-	фи-катор программного обеспе-	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения
РиМ 489.08 программа	РМ489Ø8 ВНКЛ.411152.044 ПО	48908	22358	CRC16
РиМ 489.09 программа	РМ489Ø9 ВНКЛ.411152.044-01 ПО	48909	38807	CRC16

Метрологические и технические характеристики		
Базовый ток, А		5
Максимальный ток, А	100	
Номинальное напряжение, В	3x220;230	
/380;400		
Установленный рабочий диапазон фазного напряжени	ия. В	от 198 до 253
Расширенный рабочий диапазон фазного напряжения		от 140 до 264
Время, в течение которого счетчик выдерживает возд		
1.7 U ном (400 B) без последующего ухудшения хараг		
Номинальная частота, Гц		50
Класс точности при измерении активной/реактивной	энергии	1 /2
Стартовый ток, актив/реактив, мА,		20/25
Постоянная счетчика, имп./(кВт·ч), имп./(квар·ч)		4000
Полная мощность, потребляемая каждой цепью тока,	ВА, не более	0,1
Полная мощность, потребляемая каждой цепью напря		8
Активная мощность, потребляемая каждой цепью нап		1,5
Мощность, дополнительно потребляемая встроенным	7.	
модулями связи, ВА, не более		3,0
Максимальная дальность обмена по интерфейсу PLC,	м, не менее	100
Максимальная дальность действия интерфейса RF, м,	не менее	100
Максимальное расстояние между счетчиком и ДД		
при считывании показаний, м, не менее		25
Суточный ход ЧРВ, с/сутки, не более		0,5
Время автономности ЧРВ при отсутствии напряжения	я сети, час, не менее	60
Количество тарифов		8
Количество тарифных зон, не более		256
Характеристики УКН счетчиков РиМ 489.08	коммутируемый тог	к не более 100 А
7,11	при напряжении не	е более 264 В
Время сохранения данных, лет, не менее		40
Масса, кг, не более	1,5	
Габаритные размеры, мм, не более		160;165;90
Средняя наработка на отказ, ч, не менее		180 000
Средний срок службы Тсл, лет, не менее		30
Vancous augustions VI no FOOT	15150 60	I DOOTING HOU TOLL

Условия эксплуатации счетчиков: У1 по ГОСТ 15150 69 – на открытом воздухе при температуре окружающего воздуха от минус 40 до 70 °C, верхнем значении относительной влажности окружающего воздуха 100 % при температуре 25 °C.

Условия эксплуатации устройства «Электрический испытательный выход» ВНКЛ.426476.022: У4* по ГОСТ 15150 69 – в помещении при температуре окружающего воздуха от 10 до 40 °C, верхнем значении относительной влажности окружающего воздуха 80 % при температуре 25 °C.

Счетчики соответствуют требованиям безопасности и электромагнитной совместимости, установленным ГОСТ Р 52320-2005. Соответствие счетчиков требованиям безопасности и электромагнитной совместимости подтверждено сертификатом соответствия РОСС RU.AЯ79.В15910.

Основные единицы для измеряемых и расчетных значений величин и цена единицы старшего и младшего разряда счетного механизма приведены в таблице 5.

Таблица 5

Измеряемая величина	Основная	Цена единицы с	старшего/младшего разряда
	единица	При выводе на дисплей ДД	При считывании при помощи устройств АС по интерфейсам
		RF	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	A	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	кА² •ч		104 / 0,001
Коэффициент реактивной мощности цепи tg ф	безразм.	$10^3 / 0,0001$	10 ³ / 0,0001
Коэффициент мощности cos ф	безразм.	$10^{0} / 0,001$	100 / 0,001
Показатели качества электроэнергии ПКЭu, ПКЭf	ч мин	10 ²	10 ²
Длительность провалов/	ч	10 ²	10 2
перенапряжений /отключения фаз	мин	1	1
Температура внутри корпуса счетчика	° C	10 / 1	10 / 1
Напряжение прямой последовательности	В	-	10 2 / 0,001
Коэффициенты несимметрии напряжения по обратной и нулевой послеловательностям	%	-	10 2 / 0,01

Показатели точности

1 При измерении энергии (активной и реактивной)

Счетчики соответствуют требованиям точности ГОСТ Р 52322-2005 при измерении активной энергии, и ГОСТ Р 52425-2005 при измерении реактивной энергии.

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

- 2.1 Пределы допускаемой основной относительной погрешности бр при измерении Ртек приведены в таблице 6.
- 2.2 Пределы допускаемой основной относительной погрешности бо при измерении Qтек приведены в таблице 7.
- 2.3 Дополнительная погрешность, вызываемая изменением влияющих величин по отношению к нормальным условиям, приведенным в 8.5 ГОСТ Р 52322 и 8.5 ГОСТ Р 52425, не превышает пределов для счетчиков соответствующего класса точности в соответствии с таблицей 6 ГОСТ Р 52322 при измерении Ртек, и ГОСТ Р 52422 при измерении Отек.

Таблица 6

Ток, от Іб	cos φ	Пределы допускаемой основной погрешности при измерении Ртек. Ринт макс, Ррдч %
0,10	1	±1,4
1,00	1	±1,0
3,00	1	±1,0
I макс	1	±1,0
0,20	инд 0,5	±1,4
1,00	инд 0,5	±1,0
3,00	инд 0,5	±1,0
I макс	инд 0,5	±1,0
0,20	емк 0,8	±1,2
1,00	емк 0,8	±1,0
3,00	емк 0,8	±1,0
I макс	емк 0,8	±1,0

Таблица 7

Ток, от I б	sin φ	Пределы допускаемой основной погрешности, при измерении Отек, %
0,10	1	±2,2
1,00	1	±2,0
3,00	1	±2,0
I макс	1	±2,0
0,20	инд 0,5	±2,2
1,00	инд 0,5	±2,0
3,00	инд 0,5	±2,0
I макс	инд 0,5	±2,0
0,20	инд 0,5	±2,2
1,00	емк 0,5	±2,0
3,00	емк 0,5	±2,0
I макс	емк 0,5	±2,0
0,20	инд 0,25	±3,1
1,00	инд 0,25	±2,6
3,00	инд 0,25	±2,5
I макс	инд 0,25	±2,5
0,20	емк 0,25	±3,1
1,00	емк 0,25	±2,6
3,0	емк 0,25	±2,5
I макс	емк 0,25	±2,5

3 При измерении средней активной мощности на программируемом интервале (Ринт), максимального значения средней активной мощности на программируемом интервале в текущем отчетном периоде (Ринт макс) и средней активной мощности на РДЧ (Ррдч)

- 3.1 Пределы допускаемой основной относительной погрешности при измерении Ринт, Ринт **и** Ррдч приведены в таблице 6.
- 3.2 Дополнительная погрешность, вызываемая изменением влияющих величин по **отношени**ю к нормальным условиям, приведенным в 8.5 ГОСТ Р 52322-2005, не превышает **тределов** для счетчиков соответствующего класса точности в соответствии с таблицей 6 ГОСТ Р 52322-2005.

4 При измерении среднеквадратических значений тока

4.1 Пределы допускаемой основной относительной погрешности при измерении **средне**квадратических значений тока δ_1 приведены в таблице 8.

Таблица 8

Tok, ot	Пределы допускаемой относительной погрешности при измерении среднеквадратических
16	значений тока, %
0.1	±0,54
0.2	±0,51
0.2 1.0	±0,50
3.0	±0,50

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

5.1 Пределы допускаемой относительной погрешности при измерении **средн**еквадратических значений напряжения приведены в таблице 9.

Таблица 9

Диапазон измеряемых среднеквадратических	Пределы допускаемой основной относительной по-	
значений фазного напряжения, В	грешности при измерении напряжения, %	
От 140 до 264	± 0,5	

6 При измерении частоты напряжения сети

- 6.1 Пределы абсолютной погрешности при измерении частоты напряжения сети ± 0.03 Ги.
 - 6.2 Диапазон измеряемых частот от 45 до 55 Гц.

7 При измерении удельной энергии потерь в цепи тока

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

Таблица 10

Ток, от	Пределы допускаемой относительной погрешности при измерении удельной энергии	
ló	потерь в цепях тока, %	
0.1	±1,5	
0.2	±1,0	
1,0	$\pm 1,0$	
3.0	±1,0	
1 макс	$\pm 1,0$	

8 При измерении коэффициента реактивной мощности цепи (tg ф)

8.1 Пределы допускаемой основной относительной погрешности при измерении tg ф **опр**еделяются по формуле

$$\delta t g = \pm SQRT(\delta p^2 + \delta q^2), \tag{5}$$

где δ tg – расчетное значение пределов допускаемой относительной погрешности при измерении tg ϕ , %;

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

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

Пределы допускаемой основной погрешности указаны в таблице 11.

Таблица 11

Ток, от	Пределы допускаемой основной погрешности, при измерении tg ф, %, при считыва-		
16	нии показаний		
0.2 1.0	±3,5		
1.0	±3,0		
3.0	±3,0		
1 макс	±3,0		

8.2 Пределы дополнительных погрешностей при измерении **tg** φ определяются по **форму**ле:

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

где δtgi – расчетное значение пределов допускаемой дополнительной погрешности при измерении tg φ, вызываемой i – влияющей величиной, %

- δ рі пределы допускаемой дополнительной погрешности при измерении активной **эне**ргии, вызываемой і влияющей величиной в соответствии с 8.2 ГОСТ Р 52322-2005,%;
- δ qi пределы допускаемой основной относительной погрешности при измерении **реак**тивной энергии, вызываемой і влияющей величиной, в соответствии с 8.2 ГОСТ Р 52425-2005, %.
 - 8.3 Диапазон измеряемых значений tg ϕ от 0,25 до 0,75.

9 При измерении показателей качества электроэнергии

Погрешность определения времени подачи некачественной электроэнергии (ПКЭ u u ПКЭ f) не более ± 1 минуты.

Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится на корпус счетчиков методом шелкографии.

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

Комплектность средства измерений

Комплект поставки счетчиков приведен в таблице 12.

Таблина 12

Обозначение и наименование	РиМ 489.08	РиМ 489.09
Счетчик электрической энергии трехфазный статический РиМ 489 .08 (РиМ 489.09)	1	1
Паспорт	1	1
Дисп лей дистанционный РиМ 040.03-XX 5)	5)	5)
Комплект монтажных частей	5)	5)
Электрический испытательный выход ВНКЛ.426476.022	5)	5)
Терм инал мобильный РиМ 099.01 ⁶⁾	*	*
Ръководство по эксплуатации ВНКЛ.411152.045 РЭ	*, **, ****	*, **, ****
Мето дика поверки ВНКЛ.411152.045 ДИ	* *** ****	*,***,***

- поставляется по отдельному заказу.
- •• поставляется по требованию организаций, производящих ремонт и эксплуатацию счетчи-
- *** поставляется по требованию организаций, производящих поверку счетчиков.
- •••• поставляется на дискете.
 - 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 DNS123-1 шт., и (или) изолированный прокалывающий зажим ENSTO SLIW15.1- 4 шт, и (или) изолированный прокалывающий зажим ENSTO SLIW11.1- 1 шт. Допускается исполь-

зовать зажимы других типов с аналогичными техническими характеристиками. Номенклатура комплекта поставки - количество поставляемых зажимов, исполнение ДД — по требованию заказчика;

- устройством «Электрический испытательный выход» ВНКЛ.426476.022.
- 6) программы Crowd_Pk.exe, Setting_Rm_489.exe, Optoport.exe в составе Терминала мобильного PuM 099.01.

Поверка

осуществляется в соответствии с документом «Счетчики электрической энергии трехфазные статические РиМ 489.01, РиМ 489.02, РиМ 489.08, РиМ 489.09. Методика поверки ВНКЛ.411152.045 ДИ», утвержденному ГЦИ СИ СНИИМ 31 октября 2011 года с изменением № 3 16.10.2012 г. Перечень основных средств поверки приведен в таблице 13.

Таблица 13

a worming a 15				
№ п/п	Наименование	Метрологические характеристики		
1	Установка УППУ-МЭЗ.1, класс точности 0,05	220/380 B, $(0.01-100)$ A, $\Pi\Gamma \pm (0.3-0.6)$ %.		
2	Секундомер СО-СПР	$(0,2-60)$ м.; цена деления $0,2$ с; ПГ ± 1 с/ч.		
3	Универсальная пробойная установка УПУ-1М.	Испытательное напряжение до 10 кВ, погрешность установки напряжения не более ±10%;		
4	Модем технологический РМ 056.01-01	Считывание информации со счетчиков		
5	Терминал мобильный РиМ 099.01	Визуализация информации		

Сведения о методиках (методах) измерений

Метод измерений приведен в документе «Счетчики электрической энергии трехфазные статические РиМ 489.01, РиМ 489.02, РиМ 489.08, РиМ 489.09. Руководство по эксплуатации ВНКЛ.411152.045 РЭ».

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к счетчикам электрической энергии трехфазным статическим РиМ 489.08, РиМ 489.09

- 1 «Счетчики электрической энергии трехфазные статические PuM 489.01. **Ри**М 489.02, PuM 489.08, PuM 489.09. Технические условия ТУ-4228-056-11821941-2011».
- 2 ГОСТ Р 52320-2005 Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. **Об**щие требования. Испытания и условия испытаний. Часть 11. Счетчики электрической энергии.
- 3 ГОСТ Р 52322-2005 Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 21. Статические счетчики активной энергии классов точности 1 № 2.
- 4 ГОСТ Р 52425-2005 Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. **Частные** требования. Часть 23. Статические счетчики реактивной энергии.
- 5 ГОСТ 8.551-86 Метрология Государственный специальный эталон Государственная воверочная схема - Средства измерений — Коэффициент мощности — Электрическая .
- **6** «Счетчики электрической энергии однофазные статические РиМ 489.01, РиМ 489.02, **РиМ** 489.08, РиМ 489.09. Методика поверки. ВНКЛ.411152.045 ДИ».

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

Осуществление торговли и товарообменных операций.

Изготовитель

Закрытое акционерное общество «Радио и Микроэлектроника» (ЗАО «Радио и Микроэлектроника»)

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

Тел: (383) 2-26-83-13

факс: (383) 2-26-83-13, e-mail:rim@zao-rim.ru

Испытательный центр

ГЦИ СИ ФГУП «Сибирский государственный научно-исследовательский институт метрологии», регистрационный номер 30007-09

Адрес: 630004 г.Новосибирск, пр.Димитрова, 4 **Тел.**8(383) 210-16-18 e-mail: evgrafov@sniim.nsk.ru

Заместитель

Руководителя Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии

Булыгин Ф.В.

М.п.

2012 г.