

КОД ОКП 42 2860

УТВЕРЖДАЮ

Технический директор
ЗАО «Радио и Микроэлектроника»


С.П. Порватов
«11» нояб 2015 г.

**Счетчики электрической энергии
трехфазные статические
РиМ 489.30, РиМ 489.32, РиМ 489.34, РиМ 489.36, РиМ 489.38**

Паспорт ВНКЛ.411152.077-01 ПС



Новосибирск

Име № подл	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата

1 НАЗНАЧЕНИЕ

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

1.2 Счетчики соответствуют требованиям ГОСТ 31818.11-2012, ГОСТ 31819.22-2012, ГОСТ 31819.23-2012.

1.3 Основные характеристики счетчиков приведены в таблице 1.

Таблица 1.1

Условное обозначение исполнения счетчика	Номинальный / максимальный ток, А	Номинальное напряжение, В ²⁾	Класс точности при измерении активной / реактивной энергии	Включение ¹⁾	Постоянная счетчика имп./ (кВт·ч) [имп./ (квар·ч)]	РУ	Штрих-код по EAN-13	Код типа счетчика
РИМ 489.30	5/10	3x230 / 400	0,5S / 1	С использованием ТТ	36000	РУ	4607134511776	48930
РИМ 489.32	5/10	3x57,7 / 100	0,5S / 1	С использованием ТТ и ТН	180000		4607134511783	48932
РИМ 489.34			0,2S / 0,5S ³⁾			4607134511790	48934	
РИМ 489.36	1 / 2	3x57,7 / 100	0,5S / 1			4607134511806	48936	
РИМ 489.38			0,2S / 0,5S ³⁾			4607134511813	48938	

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

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

³⁾ Для счетчиков реактивной энергии класса точности 0,5S требования точности ГОСТ 31819.23-2012 не установлены. Для этих счетчиков установлены следующие требования: диапазоны токов и значения влияющих величин соответствуют требованиям, предусмотренным ГОСТ 31819.23-2012 для счетчиков класса точности 1,0, включаемых с использованием ТТ. При этом характеристики точности соответствуют приведенным в таблицах 4, 5 ГОСТ 31819.22-2012 для счетчиков класса точности 0,5S, 8.3 ГОСТ 31819.22-2012 для счетчиков класса точности 0,5S, пределы дополнительных погрешностей по таблице 6 ГОСТ 31819.22-2012 для счетчиков класса точности 0,5S.

1.4 Счетчики имеют тарификатор с встроенными часами реального времени (ЧРВ) и реализуют многотарифный учет активной электрической энергии.

РИМ 489.30, РИМ 489.32, РИМ 489.34, РИМ 489.36, РИМ 489.38



Подп. и дата
Име. № дубл.
Взам. инв. №
Подп. и дата
Име. № подл.

Изм	Колич.	Лист	№ док.	Подп.	Дата.
1	30М	2672	- 2016	Кучер	05.02.16
Разработал	Уточкина				19.01.16
Проверил	Лапчук				20.01.16
Гл констр	Кашков				21.1.16
Н. контроль	Черепушкин				23.02.16
Утвердил	Порватов				24.02.16

ВНКЛ.411152.077-01 ПС

**Счетчики электрической энергии трехфазные статические см выше
Паспорт**

Литера	Лист	Листов
О	2	22
ЗАО «Радио и Микроэлектроника»		

1.5 Счетчики измеряют среднеквадратические (действующие) значения фазных токов, среднеквадратические значения фазных напряжений, частоту, значения активной, реактивной и полной мощностей (пофазно и суммарно), удельную энергию потерь в цепях тока, удельную энергию потерь холостого хода в силовых трансформаторах, коэффициент реактивной мощности цепи $\text{tg } \varphi$, коэффициент мощности $\text{cos } \varphi$, а также тока нулевого провода.

1.6 Счетчики выполняют измерение энергии:

- активной импорт (прием) по 1 и 4 квадрантам потарифно;
- 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.

1.7 Счетчики измеряют показатели качества электроэнергии согласно ГОСТ 32144-2013, ГОСТ 30804.4.30-2013 (класс S):

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

1.8 Счетчики определяют параметры показателей качества электрической энергии по ГОСТ 32144-2013, ГОСТ 30804.4.30-2013 (только для технического учета):

- напряжение прямой последовательности;
- коэффициенты несимметрии напряжения по обратной и нулевой последовательностям.

1.9 Счетчики оснащены гальванически развязанными резидентными интерфейсами: двумя интерфейсами RS-485, оптопортом и служебным интерфейсом связи (далее - ИСК).

К интерфейсам RS-485 счетчиков возможно подключение дополнительного оборудования, например, адаптера MYP 1001.9 EU 100 (RS-485 – EtherNet, для организации удаленного доступа к счетчику).

1.10 Резидентные интерфейсы счетчиков предназначены для подключения к информационным сетям автоматизированных систем контроля и учета электроэнергии (далее – АС) по интерфейсам GSM, Ethernet и др. При применении соответствующих внешних конверторов интерфейсов резидентные интерфейсы счетчика могут быть совместимы с нестандартными протоколами обмена производителей устройств АС.

Информационные протоколы обмена резидентных интерфейсов счетчиков соответствуют IEC 62056-46 (DLMS COSEM, профиль HDLC).

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

Питание встраиваемого коммуникатора осуществляется подключением его к разъему, расположенному в отсеке. Номинальная полная мощность, потребляемая коммуникатором, должна быть не более 7,5 В·А, активная - не более 3 Вт.

1.12 Для конфигурирования, параметрирования и локального обмена данными в счетчике используются:

- оптопорт, соответствующий ГОСТ IEC 61107-2011;
- интерфейсы RS-485-1, RS-485-2,
- интерфейс ИСК.

Конфигурирование счетчиков выполняется при помощи программы Setting dlms.exe с использованием терминала мобильного РИМ 099.01 соответствующего исполнения (далее – МТ), который представляет собой персональный компьютер, оснащенный набором необходимых устройств и программных продуктов для локального или дистанционного обмена данными со счетчиками.



Подп. и дата
Инв. № дубл.
Взам. инв. №
Подп. и дата
Инв. № подл.

Изм	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата.	Лист
1	30М	2672	- 2016	Кеф	05.02.16	3

ВНКЛ.411152.077-01 ПС

1.13 Счетчики оснащены электронным дисплеем. Вывод данных на электронный дисплей выполняется в автоматическом режиме и ручном режиме при помощи кнопок управления (далее – КнУ), в том числе при отсутствии сетевого напряжения. При включении счетчика на дисплее отображаются все сегменты индикатора, что позволяет проверить работоспособность дисплея (см. рисунок 3). Предусмотрена подсветка индикации.

1.14 Перечень измеряемых и служебных величин, выводимых на дисплей счетчика, доступен для установки и корректировки дистанционно или непосредственно на месте эксплуатации счетчиков по всем интерфейсам счетчиков.

ВНИМАНИЕ! Использовать индикацию показаний при отсутствии сетевого напряжения на счетчике следует в исключительных случаях во избежание преждевременного разряда батареи питания ЧРВ.

1.15 Информация на дисплее счетчиков отображается на языке, определяемом в договоре на поставку. По умолчанию – на русском языке.

1.16 Счетчики оснащены датчиком постоянного магнитного поля (далее – ДПМП). Состояние ДПМП считывается по интерфейсам при помощи устройств АС, а также записывается в журнал с привязкой по времени. В случае срабатывания ДПМП счетчики выполняют отключение нагрузки абонента (если это установлено при конфигурировании, см. раздел 9).

1.17 Счетчики оснащены электронными пломбами корпуса (далее – ЭПл) и клеммной крышки (далее – ЭПлК). Состояние ЭПл и ЭПлК отображается на дисплее счетчика, а также считывается по интерфейсам при помощи устройств АС с указанием даты и времени фиксации нарушения.

1.18 Для поддержания работоспособного состояния ЧРВ в счетчиках применен литиевый источник питания сроком службы не менее 16 лет. Корректировка ЧРВ счетчика выполняется автоматически при каждом считывании данных со счетчика при помощи устройств АС при несовпадении времени ЧРВ счетчика с текущим временем АС. Источник питания ЧРВ размещен в отсеке коммуникатора и снабжен отдельной крышкой.

1.19 Счетчики начинают нормально функционировать не более чем через 5 с после подачи номинального напряжения. Самоход счетчиков соответствует требованиям ГОСТ 31819.22-2012, ГОСТ 31819.23-2012.

1.20 Управление нагрузкой

1.20.1 Счетчики оснащены встроенным реле управления нагрузкой (РУ). Счетчики отключают абонента от сети в следующих случаях:

а) **удаленное отключение** (дистанционное) посредством подачи команды по интерфейсам счетчиков из центра управления АС (например, в случае плановых работ на сетях, при неуплате абонентом за потребленную электроэнергию и др.);

б) **локальные отключения:**

- **в ручном режиме** - отключение непосредственно абонентом при помощи кнопки управления (далее – КнУ1), расположенной на лицевой поверхности счетчика (см. рисунок 4);

- **автоматическое отключение** (если функция активирована при конфигурировании счетчика):

- при обнаружении внешнего воздействия, нарушающего нормальную работу счетчика (например, при срабатывании ДПМП при воздействии внешнего магнитного поля и др.);
- при превышении установленного порога мощности (далее – УПМк);
- при превышении напряжения на 15 % от номинального (согласованного);
- при превышении максимального тока на 3-5 %.

1.20.2 Подключение абонента к сети выполняется в двух режимах:

- **удаленно** (дистанционно) посредством подачи команды на подключение или разрешения на локальное подключение по интерфейсам счетчика из центра управления АС;

- **локально** (в ручном режиме при помощи КнУ1 или автоматически).

Подключение абонента в **локальном режиме** выполняется в зависимости от установок, заданных при конфигурировании счетчиков (подробнее - см. 7.4):



Подп. и дата
Име. № дубл.
Взам. име. №
Подп. и дата
Име. № подл.

Изм	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата.	Лист
1	301	2672	- 2016	Кучк	05.02.16	4

ВНКЛ.411152.077-01 ПС

ВНИМАНИЕ! В целях обеспечения безопасности абонента рекомендуется выполнять подключение абонента к сети только в ручном режиме. Удаленное (дистанционное) подключение абонента к сети следует использовать в исключительных случаях с соблюдением строгих мер разграничения прав доступа к управлению функцией автоматического подключения к сети.

1.21 Счетчики оснащены четырьмя конфигурируемыми электрическими испытательными выходами, которые используются при поверке счетчиков или для реализации функций телеуправления и телесигнализации. Характеристики электрических испытательных выходов соответствуют ГОСТ 31818.11-2012.

Конфигурирование испытательных выходов выполняется программно согласно указаний, приведенных в руководстве по эксплуатации.

1.22 Счетчики оснащены двумя изолированными дискретными входами с внутренним питанием 24 В, которые предназначены для подсчета количества импульсов, поступающих от внешних устройств или для обеспечения функций телесигнализации.

1.23 Счетчики оснащены оптическим индикатором функционирования ТМ. Оптический индикатор служит для визуальной оценки работоспособного состояния счетчика и не предназначен для проведения поверки счетчиков.

1.24 Счетчики выполняют измерение температуры внутри корпуса в диапазоне от минус 40 до плюс 85 °С (справочный параметр).

1.25 Счетчики оснащены клеммами для подключения источника резервного электропитания от 100 до 264 В, постоянного или переменного (см. таблицу 1).

1.26 Счетчики диагностируют и отображают в статусной информации и на дисплее события, связанные с автоматическим отключением нагрузки (при превышении УПМк, при превышении мощности нагрузки (тока нагрузки) относительно предельно допустимого значения, или дистанционно по командам АС), текущее состояние реле РУ, состояние ЧРВ (корректность даты в таймере реального времени счетчика), события, связанные со срабатыванием электронных пломб.

Все перечисленные события и их сочетания фиксируются в журналах счетчика с привязкой к реальному времени в виде числового значения статуса.

1.27 Счетчики обеспечивают контроль правильности подключения измерительных цепей – при неправильном порядке следования (подключения) фаз статусная информация считывается по интерфейсам счетчиков и выводится на дисплей счетчика.

1.28 При фиксации счетчиком событий (например, срабатывание электронных пломб, поступление сигнала на дискретные входы и др.) счетчик выступает в качестве инициатора связи с устройствами АС, посылая по интерфейсам информацию о наступлении данного события. Подробнее – см. руководство по эксплуатации.

1.29 Счетчики ведут журналы, в которых накапливается измерительная и служебная информация. В журналах отражены также события, связанные с отсутствием напряжения, включением/отключением нагрузки, перепрограммированием служебных параметров, воздействием магнитного поля, отражены результаты самодиагностики, а также аварийной ситуации. События в журналах сгруппированы в отдельные разделы по группам событий, с привязкой ко времени.

Подробное описание журналов приведено в руководстве по эксплуатации.

Все журналы недоступны корректировке при помощи внешних программ, в том числе при помощи программы – конфигуратора.

1.30 Количество тарифов и тарифное расписание счетчиков задаются встроенным тарификатором, имеющим ЧРВ. Количество тарифов и тарифное расписание доступны для установки и корректировки дистанционно или непосредственно на месте эксплуатации счетчиков по всем интерфейсам.

1.31 Измерительная информация недоступна корректировке, служебная информация счетчиков защищена системой паролей.

Изм	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата.
1	30М	2672	- 2016	ИИИ	05.02.16

Изм. № инв. №

Изм. № дубл.

Подп. и дата

Подп. и дата

Изм. № инв. №

Изм. № дубл.

Подп. и дата

Подп. и дата

Изм. № инв. №

Изм. № дубл.

Подп. и дата

Подп. и дата

Изм. № инв. №

Изм. № дубл.

Подп. и дата

Подп. и дата

Изм. № инв. №

Изм. № дубл.

Подп. и дата

Подп. и дата

Изм. № инв. №

Изм. № дубл.

Подп. и дата

Подп. и дата

Изм. № инв. №

Изм. № дубл.

Подп. и дата

Подп. и дата

Изм. № инв. №

Изм. № дубл.

Подп. и дата

Подп. и дата

Изм. № инв. №

Изм. № дубл.

Подп. и дата

Подп. и дата

Изм. № инв. №

Изм. № дубл.

Подп. и дата

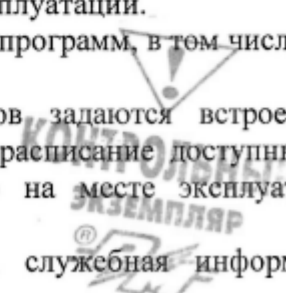
Подп. и дата

Изм. № инв. №

Изм. № дубл.

Подп. и дата

Подп. и дата



2 МЕТРОЛОГИЧЕСКИЕ И ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Номинальный ток, А,	см. таблицу 1
Максимальный ток, А	см. таблицу 1
Номинальное напряжение, В	см. таблицу 1
Установленный рабочий диапазон фазного напряжения, В	
Для счетчиков РиМ 489.30	от 198 до 253
Для счетчиков РиМ 489.32, РиМ 489.34 РиМ 489.36 РиМ 489.38	от 51 до 67
Расширенный рабочий диапазон фазного напряжения, В	
Для счетчиков РиМ 489.30	от 140 до 264
Для счетчиков РиМ 489.32, РиМ 489.34 РиМ 489.36 РиМ 489.38	от 46 до 75
Предельный рабочий диапазон напряжений	
Для счетчиков РиМ 489.30	от 0 до 264
Для счетчиков РиМ 489.32, РиМ 489.34 РиМ 489.36 РиМ 489.38	от 0 до 75
Номинальная частота, Гц	50
Класс точности при измерении активной/реактивной энергии	см. таблицу 1
Класс точности при измерении активной/реактивной мощности	
соответствует классу точности при измерении активной/реактивной энергии	
Стартовый ток, актив/реактив, мА	
РиМ 489.30, РиМ 489.32	5 / 10
РиМ 489.34	5/5
РиМ 489.36	1 / 2
РиМ 489.38	1 / 1
Постоянная счетчика, имп./кВт·ч [имп./квар·ч]	см. таблицу 1
Погрешность измерения напряжений (фазных, межфазных) в расширенном диапазоне фазных напряжений, %, не более	± 0,5
Погрешность измерения токов в диапазоне от 0,02 Iном до Iмакс, %, не более	± 0,5
Погрешность измерения тока нулевого провода в диапазоне токов от 0,5Iном до Iмакс, %, не более	± 5,0
Погрешность измерения тока от 0,1 Iном до 0,5 Iном, %, не более	± 15,0
Погрешность измерения частоты в диапазоне частот от 42,5 до 57,5, Гц, не более	0,01
Полная мощность, потребляемая каждой цепью тока, В·А, не более	0,1
Полная мощность, потребляемая каждой цепью напряжения, В·А, не более	2,5*
Активная мощность, потребляемая каждой цепью напряжения, Вт, не более	1,5*
*без учета мощности, потребляемой встраиваемым коммуникатором	
Суточный ход ЧРВ, с/сут, не более	0,5
Время автономности ЧРВ при отсутствии напряжения сети, лет, не менее	10
Количество тарифов	8
Количество тарифных зон, не более	256
Характеристики РУ	коммутируемый ток не более 2 А при напряжении не более 253 В и активной нагрузке
Время сохранения данных, лет, не менее	40
Масса, кг, не более	1,6
Габаритные размеры, мм, не более	180; 290; 95
Установочные размеры, мм,	155; (205 – 214)
Средняя наработка до отказа, ч, не менее	180 000
Средний срок службы Тсл, лет, не менее	30



Подп. и дата	
Име. № дубл.	
Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Име. № инв.	

Изм	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата.
1	3 шт	2672-	2016	ИИИ	05.02.16

ВНКЛ.411152.077-01 ПС

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

КнУ счетчиков функционируют при температуре от минус 25 до плюс 70 °С.

При температуре ниже минус 35 °С возможно резкое снижение или полная потеря контрастности дисплея счетчиков, при этом метрологические и функциональные характеристики счетчиков сохраняются.

Перечень величин, измеряемых счетчиками, приведен в таблице 2

Таблица 2

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



Изм	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата.	ВНКЛ.411152.077-01 ПС	Лист
1	30М	2672	-2016	ИщЧ	05.02.16		7

Окончание таблицы 2

Наименование измеряемой величины	Тарификация
Длительность провалов/длительность перенапряжений ⁵⁾	
Глубина провала напряжения ⁵⁾	
Величина перенапряжения ⁵⁾	
Напряжение прямой последовательности ⁴⁾	
Коэффициенты несимметрии напряжения по обратной и нулевой последовательностям ⁴⁾	
Температура внутри корпуса счетчика ⁴⁾	
Количество импульсов, поступивших на дискретный вход ⁴⁾	

¹⁾ Время интегрирования значений (период измерения) токов, мощностей составляет 1 с (50 периодов сетевого напряжения).

²⁾ Длительность интервала интегрирования программируется от 1 до 60 мин.

³⁾ Длительность интервала интегрирования при измерении частоты 10 с, в соответствии с требованиями класса S по ГОСТ 30804.4.30-2013. Время интегрирования значений (период измерения) среднеквадратического (действующего) значения напряжения 10 периодов напряжения в соответствии с требованиями S по ГОСТ 30804.4.30-2013.

⁴⁾ Для технического учета.

⁵⁾ Усреднение согласно с требованиями класса S по ГОСТ 30804.4.30-2013.

⁶⁾ Импорт - прием, экспорт - отдача. Расположение квадрантов согласно геометрическому представлению С.1 ГОСТ 31819.23-2012.

Основные единицы для измеряемых и расчетных значений величин и цена единицы старшего и младшего разряда счетного механизма при выводе на дисплей, по интерфейсам RS-485, оптопорту приведены в таблице 3.

Таблица 3

Измеряемая величина	Основная единица	Цена единицы старшего/младшего разряда		
		При выводе на дисплей, по интерфейсам RS-485, оптопорту		
		РиМ 489.30	РиМ 489.32, РиМ 489.34	РиМ 489.36, РиМ 489.38
Активная энергия	кВт•ч	$10^4 / 10^{-3}$	$10^4 / 10^{-3}$	$10^4 / 10^{-4}$
Реактивная энергия	квар•ч	$10^4 / 10^{-3}$	$10^4 / 10^{-3}$	$10^4 / 10^{-4}$
Активная мощность **	кВт	$10^1 / 10^{-5}$	$10^1 / 10^{-6}$	$10^0 / 10^{-7}$
**при выводе на дисплей	Вт	$10^4 / 10^{-2}$	$10^4 / 10^{-3}$	$10^2 / 10^{-4}$
Реактивная мощность **	квар	$10^1 / 10^{-5}$	$10^1 / 10^{-6}$	$10^0 / 10^{-7}$
** при выводе на дисплей	вар	$10^4 / 10^{-2}$	$10^4 / 10^{-3}$	$10^2 / 10^{-4}$
Полная мощность **	кВ•А	$10^1 / 10^{-5}$	$10^1 / 10^{-6}$	$10^0 / 10^{-7}$
**при выводе на дисплей	В•А	$10^4 / 10^{-2}$	$10^4 / 10^{-3}$	$10^2 / 10^{-4}$
Ток, среднеквадратическое (действующее) значение	А	$10^1 / 10^{-4}$	$10^1 / 10^{-4}$	$10^0 / 10^{-4}$
Напряжение, среднеквадратическое (действующее) значение	В	$10^2 / 10^{-2}$	$10^2 / 10^{-2}$	$10^2 / 10^{-2}$
Частота сети	Гц	$10^1 / 10^{-3}$	$10^1 / 10^{-3}$	$10^1 / 10^{-3}$
Удельная энергия потерь в цепях тока	кА ² •ч	$10^4 / 10^{-3}$	$10^4 / 10^{-3}$	$10^4 / 10^{-3}$
Удельная энергия потерь холостого хода в силовых трансформаторах*	кВ ² •ч	$10^7 / 10^{-2}$	$10^7 / 10^{-2}$	$10^7 / 10^{-2}$

Подп. и дата
Изм. № дубл.
Взам. инв. №
Подп. и дата
Изм. № инв.

Изм	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата.
1	30М	2672	-2016	Ильч	05.06.16

ВНКЛ.411152.077-01 ПС

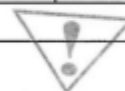
Лист

8

Окончание таблицы 3

Измеряемая величина	Основная единица	Цена единицы старшего/младшего разряда		
		При выводе на дисплей, по интерфейсам RS-485, оптопорту		
		РиМ 489.30	РиМ 489.32, РиМ 489.34	РиМ 489.36, РиМ 489.38
Коэффициент реактивной мощности цепи $\text{tg } \varphi^*$	безразм.	$10^3 / 10^{-3}$	$10^3 / 10^{-3}$	$10^3 / 10^{-3}$
Коэффициент мощности $\cos \varphi$	безразм.	$10^0 / 10^{-3}$	$10^0 / 10^{-3}$	$10^0 / 10^{-3}$
Длительность провалов/перенапряжений*	с	$10^1 / 10^{-2}$	$10^1 / 10^{-2}$	$10^1 / 10^{-2}$
Глубина провалов напряжения*	%	$10^2 / 10^{-2}$	$10^2 / 10^{-2}$	$10^2 / 10^{-2}$
Величина перенапряжения*	В	$10^2 / 10^{-2}$	$10^2 / 10^{-2}$	$10^2 / 10^{-2}$
Температура внутри корпуса счетчика*	°С	$10^1 / 10^{-2}$	$10^1 / 10^{-2}$	$10^1 / 10^{-2}$
Напряжение прямой последовательности *	В	$10^2 / 10^{-2}$	$10^2 / 10^{-2}$	$10^2 / 10^{-2}$
Коэффициенты несимметрии напряжения по обратной и нулевой последовательностям*	%	$10^2 / 10^{-2}$	$10^2 / 10^{-2}$	$10^2 / 10^{-2}$
Количество импульсов на дискретном входе *	имп.	$10^9 / 10^0$	$10^9 / 10^0$	$10^9 / 10^0$

*На дисплей счетчиков не выводится



3 КОМПЛЕКТНОСТЬ

Комплект поставки счетчиков приведен в таблице 4.
Таблица 4

**КОНТРОЛЬНЫЙ
ЭКЗЕМПЛЯР**

Обозначение	Наименование	Количество
	Счетчик электрической энергии трехфазный статический РиМ 489.30 (РиМ 489.32, РиМ 489.34, РиМ 489.36, РиМ 489.38) в упаковке	1 шт.
	Паспорт	1 экз.
ВНКЛ.411152.077 РЭ	Руководство по эксплуатации	1) 2) 4)
ВНКЛ.411152.077 ДИ	Методика поверки	1) 3) 4)
ВНКЛ.426487.030	Терминал мобильный РиМ 099.01	1 компл. 1)
ВНКЛ.426477.041	Коммуникатор GSM РиМ 071.21	1)
ВНКЛ.426477.042	Коммуникатор RFPLC РиМ 090.01	1)
ВНКЛ.411724.281	Устройство проверки ИСК	1), 3)
	Программа –конфигуратор Setting_dlms.exe	1) 4)
СТО ВНКЛ.1 4-2015	Руководство по обмену данными в счетчиках электроэнергии. Сопроводительная документация по чтению, тарификации и управлению нагрузкой	5)

1) поставляется по отдельному заказу.

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

3) поставляется по требованию организаций, производящих поверку счетчиков.

4) - поставляется на CD.

Примечание – Программа - конфигуратор Setting_dlms.exe в составе Терминала мобильного РиМ 099.01

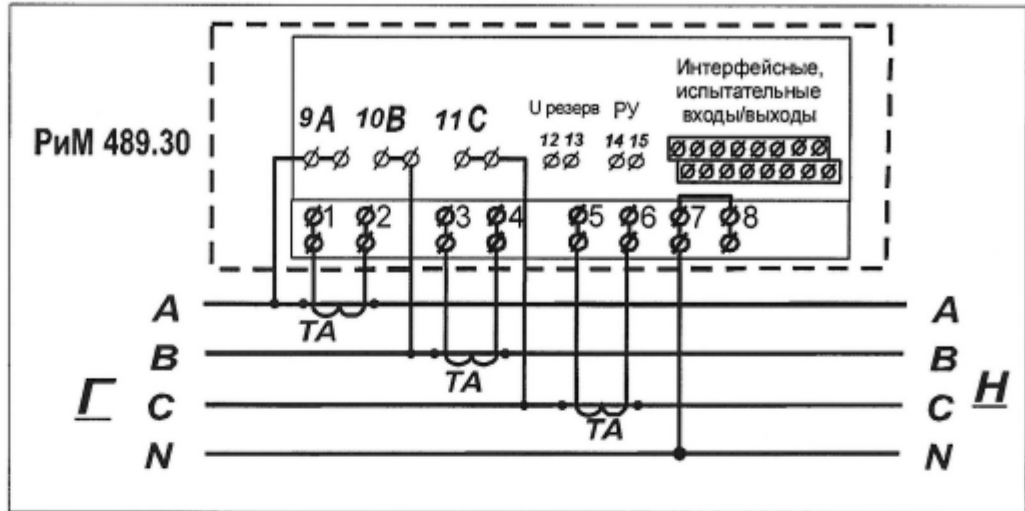
5) Поставляется по требованию организаций, производящих эксплуатацию счетчиков в составе АС и системных интеграторов

Изм	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата.	Лист
1	301	2672	- 2016	Клиф	05.02.16	9

ВНКЛ.411152.077-01 ПС

4 ПОРЯДОК УСТАНОВКИ

4.1 Включение счетчиков в сеть должен производить квалифицированный электромонтер согласно схеме, приведенной на рисунке 1.



На схеме подключения обозначено:

Г – сторона генератора;

Н – сторона нагрузки;

А, В, С, N – фазы А, В, С, и нуль трехфазной четырехпроводной сети соответственно

ТА – трансформаторы тока. Одноименные выводы трансформаторов тока могут быть объединены и заземлены.

1, 2, 3, 4, 5, 6 – контакты для подключения сетевого напряжения при эксплуатации, цепей тока измерительной установки при поверке (фазы А, В, С соответственно).

7, 8 – контакты для подключения нуля (N).

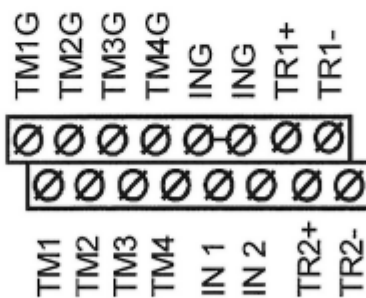
9 (А), 10 (В), 11(С) – контакты для подключения цепей напряжения, фазы А, В, С соответственно

12, 13(Урезерв) - контакты для подключения резервного источника питания;

14, 15 (PУ) – контакты реле управления;

Интерфейсные, испытательные входы/выходы – см. рисунок 2.

Рисунок 1 – Схема подключения счетчиков РИМ 489.30



На схеме обозначено:

TM1, TM2, TM3, TM4, – электрические испытательные выходы и соответствующие им выводы TM1G, TM2G, TM3G, TM4G.

IN1, IN2 - дискретные входы и соответствующие им контакты IN1, IN2;

TR1+, TR1-, TR2+, TR2- - выводы интерфейсов RS-485-1 RS-485-2 соответственно.

Рисунок 2 – Схема расположения контактов интерфейсных, испытательных входов/выходов (разъем ДВВ/ТМ)

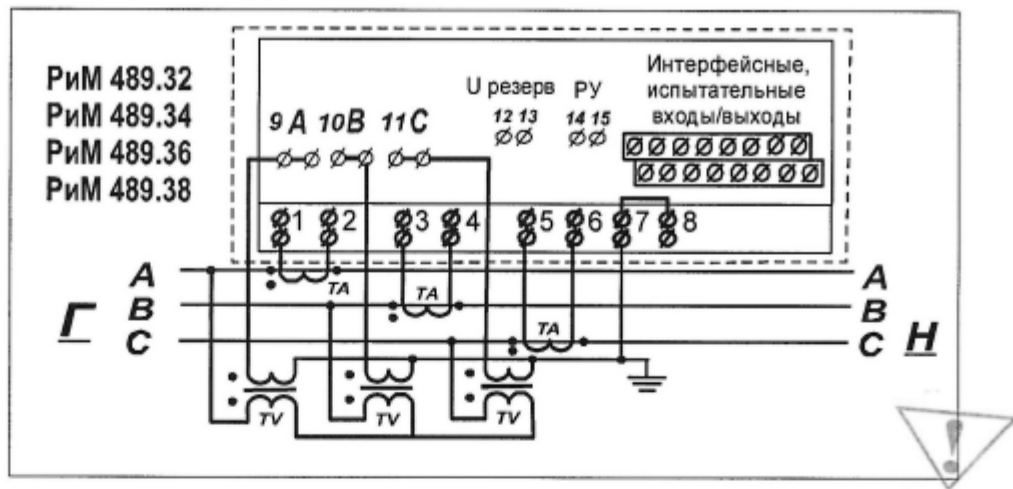


Изм. №	Подп. и дата
Взам. инв. №	Ивл. № дубл.
Ивл. № инв.	Подп. и дата
Ивл. № инв.	Подп. и дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата.
1	Зам	2672-	2016	Исхл	05.02.16

ВНКЛ.411152.077-01 ПС

Лист
10



**КОНТРОЛЬНЫЙ
ЭКЗЕМПЛЯР**

На схеме подключения обозначено:
 Г – сторона генератора;
 Н – сторона нагрузки;
 А, В, С, N – фазы А, В, С, и нуль трехфазной четырехпроводной сети соответственно
 ТА – трансформаторы тока. Одноименные выводы трансформаторов тока могут быть объединены и заземлены;
 ТВ – трансформатор напряжения;
 1, 2, 3, 4, 5, 6 – контакты для подключения сетевого напряжения при эксплуатации, цепей тока измерительной установки при проверке (фазы А, В, С соответственно).
 7, 8 – контакты для подключения нуля (N).
 9 (А), 10 (В), 11(С) – контакты для подключения цепей напряжения, фазы А, В, С соответственно
 12, 13(Uрезерв) - контакты для подключения резервного источника питания;
 14, 15 (РУ) – контакты реле управления;
 Интерфейсные, испытательные входы/выходы – см. рисунок 2

Рисунок 3 – Схема подключения счетчиков РИМ 489.32, РИМ 489.34, РИМ 489.36, РИМ 489.38 (трехфазная трехпроводная схема подключения). Одна любая цепь напряжения счетчика (9, 10, или 11) может быть заземлена.

4.2 Установка счетчиков производится в последовательности, приведенной в руководстве по эксплуатации.

ВНИМАНИЕ! Установку счетчика следует выполнять при отключенном сетевом напряжении.

4.3 После установки следует проверить правильность функционирования счетчика согласно указаниям, приведенным в руководстве по эксплуатации, после чего занести данные в раздел 11 настоящего паспорта, а также в другие документы, предусмотренные требованиями организации, проводящей установку счетчика.

ВНИМАНИЕ! Монтаж, демонтаж, вскрытие, установку служебной информации, поверку и клеймение должны проводить специально уполномоченные организации и лица согласно действующим правилам по монтажу и запуску электроустановок. В противном случае за неправильную работу счетчика изготовитель ответственности не несет.

Подп. и дата	
Инв. № дубл.	
Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата.	Лист
1	30M	2672	- 2016	ИИП	05.02.16	11

ВНКЛ.411152.077-01 ПС

5 ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ

5.1 Счетчики специальных мер по техническому обслуживанию не требуют. При появлении на дисплее знака разряда элемента питания ЧРВ следует заменить элемент питания.

5.2 Проверка счетчиков проводится по методике поверки ВНКЛ.411152.077 ДИ. Межповерочный интервал 16 лет.

6 ТРЕБОВАНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ

6.1 Установку, монтаж и техническое обслуживание счетчиков должны производить только специально уполномоченные лица с группой допуска по электробезопасности не ниже 3 после ознакомления с руководством по эксплуатации.

6.2 Потребителю электрической энергии, эксплуатирующему счетчик (абоненту), категорически запрещается проводить любые работы по установке, монтажу или техническому обслуживанию счетчиков.

6.3 Перед выполнением дистанционного подключения абонента к сети обслуживающий персонал, который уполномочен на это действие, должен убедиться в отсутствии факторов, которые могут привести к аварийным ситуациям и несчастным случаям.

6.4 В целях обеспечения безопасности абонента рекомендуется выполнять подключение абонента к сети только в ручном режиме. Удаленное (дистанционное) подключение абонента к сети следует использовать в исключительных случаях с соблюдением строгих мер разграничения прав доступа к управлению функцией автоматического подключения к сети.



Име № индл	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата

Изм	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата.	Лист
1	30М	2672	-2016	Ищч	05.02.16	12
ВНКЛ.411152.077-01 ПС						

7 КРАТКИЕ СВЕДЕНИЯ ПО ЭКСПЛУАТАЦИИ

7.1 Показания счетчиков отображаются на электронном дисплее. Расход активной электрической энергии учитывается в киловатт-часах (реактивной - в киловар-часах) по **пяти цифрам** показаний счетчика, расположенным слева от запятой. Количество потребленной электрической энергии выводится на дисплей счетчиков с точностью до 0,001 кВт · ч (квар · ч).

7.2 Значения активной мощности (текущей, установленного порога мощности) выводятся на дисплей счетчиков

- РиМ 489.30 с точностью до 0,01 Вт;
- РиМ 489.32, РиМ 489.34 с точностью до 0,001 Вт;
- РиМ 489.36, РиМ 489.38 с точностью до 0,0001 Вт;

7.3 Считывание показаний счетчиков дистанционно при помощи специализированных устройств АС - см. руководство по эксплуатации на соответствующее устройство.

7.4 Счетчики выполняют коммутацию нагрузки (отключение/подключение абонента) при помощи встроенного РУ.

Отключение абонента выполняется удаленно (дистанционно) по интерфейсам счетчика при помощи специализированных средств АС (в случае несвоевременной уплаты за потребленную электроэнергию и др.) или локально (автоматически или при помощи КнУ1) (если это задано при вводе счетчика в эксплуатацию, см. раздел 9) в следующих случаях: при нарушении установленного режима потребления электроэнергии или при фиксации счетчиком событий, нарушающих нормальный режим работы (см. 1.20).

7.5 Подключение абонента к сети выполняется в трех режимах:

- удаленно (дистанционно) при помощи устройств АС;
- локально в **ручном режиме** при помощи кнопки управления (далее – КнУ1), расположенной на лицевой поверхности счетчика (см. рисунок 4) при всех вариантах локального отключения (см. 1.20);
- локально в **автоматическом режиме**, только если отключение произошло по превышению напряжения (если опция автоматического подключения выбрана при вводе счетчика в эксплуатацию, см. раздел 9). Интервал времени между отключением нагрузки и повторным автоматическим включением задается программно (см. раздел 9).

ВНИМАНИЕ! В целях обеспечения безопасности абонента рекомендуется выполнять подключение абонента к сети только в ручном режиме. Удаленное (дистанционное) подключение абонента к сети следует использовать в исключительных случаях с соблюдением строгих мер разграничения прав доступа к управлению функцией автоматического подключения к сети.

При отключении УКН на дисплей счетчика выводится знак отключения нагрузки (см. рисунок 5).

Если **над знаком видна стрелка**, возможно подключение сети при помощи КнУ1. Перед нажатием КнУ1 следует устранить возможные нарушения потребления электроэнергии (превышение потребляемой мощности сверх установленного УПМк, см. раздел 9, или тока по каждой фазе), устранить возможные внешние воздействия, приведшие к отключению, после чего нажать КнУ1 (см. рисунок 4) и удерживать ее в нажатом состоянии 2 с.

Если **над знаком не видна стрелка**, необходимо обратиться к поставщику электроэнергии, выяснить причину отключения, устранить ее и получить разрешение на подключение. После получения разрешения на подключение (передается дистанционно по интерфейсу с использованием специализированных устройств АС) **над знаком появляется стрелка** и подключение нагрузки выполняется при помощи КнУ1 аналогично описанному выше. Возможно также дистанционное подключение нагрузки с использованием специализированных устройств АС.



Име № подл	Подп. и дата	Име. № дубл.	Взам. инв. №
------------	--------------	--------------	--------------

Изм	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата.	Лист
1	30М	2672	-2016	Ивф	05.02.16	13

ВНКЛ.411152.077-01 ПС

7.6 Показателями работоспособности счетчиков в процессе эксплуатации являются:

а) мигание индикатора ТМ (см. рисунок 4) пропорционально активной мощности подключенной нагрузки.

При подаче номинального тока по каждой фазе индикатор ТМ должен мигать с частотой приблизительно:

- 30 раз в секунду для счетчиков РИМ 489.30 (при визуальном контроле индикатор светится при подаче номинального тока, не светится при отсутствии тока);

- 8 раз в секунду для счетчиков РИМ 489.32, РИМ 489.34, РИМ 489.36, РИМ 489.38;

б) наличие показаний на дисплее;

в) стабильное считывание показаний счетчика при помощи устройств АС.

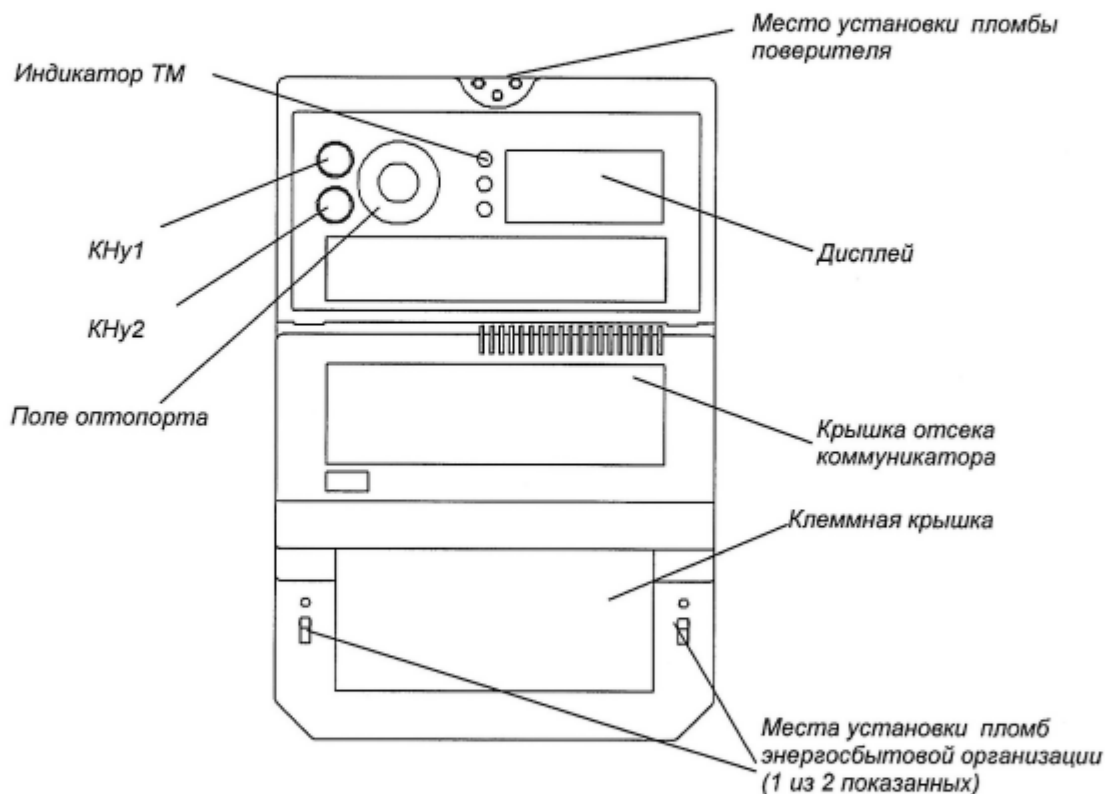


Рисунок 4 – Схема расположения индикаторов и органов управления счетчиков



Име № подл	Подп. и дата	Взам. инв. №	Име. № дубл.	Подп. и дата

Изм	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата.
1	30М	2672-	0016	Умр.	05.02.16

ВНКЛ.411152.077-01 ПС

Лист
14

7.7 Описание индикации

Непосредственно после включения счетчика на индикаторе дисплея одновременно отображаются все сегменты индикатора, затем заводской номер счетчика, после чего счетчик переходит в основной режим индикации.



Рисунок 5 – Расположение полей дисплея счетчика

В поле «**Значение параметра/Дата**» выводятся следующие данные:

- номер версии ПО и тип счетчика;
- параметры связи по интерфейсам RS-485 (адрес в магистрали RS-485 и скорость обмена);
- заводской номер счетчика;
- значения измеренных параметров;
- дата в формате «ДД ММ ГГГГ»;

В поле «**Текущий тариф**» выводится шеврон с указанием номера текущего тарифа (слева – 1 тариф, справа – 8 тариф).

В поле «**Состояние УКН (РУ)**» пиктограмма показывает состояние РУ (замкнуто или разомкнуто).

В поле «**ИЧС**» - расположены индикаторы чувствительности/самохода: появляются при протекании токов (активного – P и реактивного Q соответственно), превышающих стартовый ток, с указанием квадранта положения вектора полной мощности.



Подп. и дата
Име. № дубл.
Взам. инв. №
Подп. и дата
Име. № инв.

Изм	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата.
1	50М	2672-	2016	ИИИИ	05.02.16

ВНКЛ.411152.077-01 ПС

В поле «Единица измерения» при индикации значений параметров формируются соответствующие комбинации символов:

- $kB_T (B_T)$ - при выводе значения активной мощности;
- $kB_{T\ \varphi}$ - при выводе потребления активной энергии;
- $kBA_{\varphi} (BA_{\varphi})$ - при выводе значения реактивной мощности;
- $kBA_{\varphi\ \varphi}$ - при выводе потребления реактивной энергии;
- $kBA (BA)$ - при выводе значения полной мощности
- Г - при выводе даты;
- Гц - при выводе частоты питающей сети;
- $\cos \varphi$ - при выводе коэффициента мощности;
- А - при выводе значений тока;
- В - при выводе значений напряжения;
- $k A^2 \varphi$ - при выводе удельной энергии потерь в цепях тока.

В поле «Статус фаз» индицируется наличие напряжения по каждой фазе.

В поле «OBIS-коды» выводятся значение OBIS-кода параметра, значение которого выведено на индикацию в по «Значение параметра / дата» (подробнее см. таблицу Д.1 руководства по эксплуатации)

Служебные символы на дисплее означают:

- «Суммарно по всем тарифам» - появляется во время индикации суммарных значений энергии;
- «Время не установлено» - появление символа означает сбой или остановку ЧРВ;
- «Заряд ЧРВ» - показывает уровень заряда батареи питания ЧРВ;
- «Внимание!» - появление символа означает, что на счетчик происходит воздействие магнитного поля, либо сработала как минимум одна электронная пломба – ЭПл или ЭПЛК. История срабатываний электронных пломб и воздействий магнитного поля на счетчик сохраняется в журнале «Внешних воздействий».

Перечень параметров, которые могут быть выведены на дисплей счетчика, приведен в таблице Ж.1 руководства по эксплуатации. Конкретный перечень параметров, которые выводятся на дисплей счетчика в автоматическом режиме, определяется конфигурированием счетчиков при вводе в эксплуатацию (см. раздел 9).

Примеры индикации приведены на рисунках 6- 10 . На всех рисунках показаны примеры отображения служебного кода OBIS (см. рисунок 5).

0096.10
10000030



Рисунок 6 – Пример индикации заводского номера счетчика (в примере – 10000030)

Име. № табл.	Взам. инв. №	Име. № дубл.	Подп. и дата
--------------	--------------	--------------	--------------

Изм	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата.	ВНКЛ.411152.077-01 ПС	Лист
1	30М	2672-	2016	Андр	05.02.16		16

0.096.11
489.30

Рисунок 7 – Пример индикации типа счетчика (в примере – РИМ 489.30)

0.096.12
1.03

Рисунок 8 – Версии ПО счетчика (в примере – версия 1.03)

ФАЗА ① ② ③
18.1
80.348 кВт·ч



Рисунок 9 – Пример индикации значения потребления активной энергии по 1 тарифу

ФАЗА ① ② ③
71.70
3.5003 А



Рисунок 10 - Пример индикации текущего значения тока по фазе С



Име № инв. №	Подп. и дата
Взам. инв. №	Име. № дубл.
Подп. и дата	Подп. и дата

Изм	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата.
1	30М	2672	2016	Иван	05.02.16

ВНКЛ.411152.077-01 ПС

6 СВЕДЕНИЯ О ХРАНЕНИИ

8.1 Счетчики до введения в эксплуатацию следует хранить в транспортной или потребительской таре (упаковке).

8.2 Счетчики хранят в закрытых помещениях при температуре от минус 40 до плюс 60 °С и верхнем значении относительной влажности воздуха не более 80 % при температуре 35 °С при отсутствии агрессивных паров и газов.

8.3 При хранении на стеллажах и полках (только в потребительской таре) счетчики должны быть уложены не более чем в 10 рядов по высоте с применением прокладочных материалов через 5 рядов и не ближе 0,5 м от отопительной системы.

8.4 Хранение счетчиков без упаковки допустимо только в ремонтных мастерских с укладкой не более 5 рядов по высоте с прокладками из картона или фанеры.

7 ТРАНСПОРТИРОВАНИЕ

9.1 Счетчики транспортируют в крытых железнодорожных вагонах, в герметизированных отапливаемых отсеках самолетов, автомобильным или водным транспортом с защитой от дождя и снега.

9.2 Условия транспортирования: в транспортной и потребительской таре при условиях тряски с ускорением не более 30 м/с² при частоте ударов от 80 до 120 в минуту, при температуре окружающего воздуха от минус 50 до плюс 70 °С, верхнем значении относительной влажности воздуха 95 % при температуре 30 °С.

8 ГАРАНТИИ ИЗГОТОВИТЕЛЯ

10.1 Изготовитель гарантирует соответствие счетчиков требованиям технических условий ТУ 4228-076-11821941-2015 и ГОСТ 31818.11-2012, ГОСТ 31819.22-2012, ГОСТ 31819.23-2012 при соблюдении правил хранения, транспортирования и эксплуатации, а также при сохранности поверочной пломбы.

10.2 Гарантийный срок эксплуатации счетчиков – 5 лет.

10.3 Гарантийный срок эксплуатации исчисляется с даты ввода счетчиков в эксплуатацию. При отсутствии отметки о вводе в эксплуатацию гарантийный срок эксплуатации исчисляется с даты передачи (отгрузки) счетчиков покупателю. Если дату передачи (отгрузки) установить невозможно, гарантийный срок эксплуатации исчисляется с даты изготовления счетчиков.

10.4 Гарантийные обязательства не распространяются на счетчики:

- а) с нарушенной пломбой поверителя;
- б) со следами взлома, самостоятельного ремонта;
- в) с механическими повреждениями элементов конструкции счетчика или оплавлением корпуса, вызванными внешними воздействиями или плохой затяжкой винтов клеммной колодки;
- г) с повреждениями, вызванными воздействиями перенапряжений на линии, если линия не оборудована ограничителями перенапряжений.

Примечание – При представлении счетчиков для ремонта или замены в течение гарантийного срока обязательно предъявление настоящего паспорта с отметками о дате выпуска и дате ввода в эксплуатацию.



КОНТРОЛЬНЫЙ

ЭКЗЕМПЛЯР



Подп. и дата
Име. № дубл.
Взам. инв. №
Подп. и дата
Име. № подл.

Изм	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата.	Лист
1	30М	2672-	2016	Хим	05.02.16	18

ВНКЛ.411152.077-01 ПС

9 СВИДЕТЕЛЬСТВО О ВВОДЕ В ЭКСПЛУАТАЦИЮ

Счетчик электрической энергии трехфазный статический

РиМ 489, _____ заводской № _____

введен в эксплуатацию представителем организации

(Название организации, должность представителя, Фамилия, И.О.)

Подпись _____ Дата ввода _____

УСТАНОВЛЕНЫ ПАРАМЕТРЫ

- Пароль счетчика Считыватель показаний (MR) – _____.

Параметры связи по интерфейсам RS-485:

- адрес в магистрали RS-485-1: - _____; адрес в магистрали RS-485-2: _____;
- скорость обмена- _____; скорость обмена- _____

Параметры тарификации

- однотарифное / _____ тарифов
(документ, устанавливающий тарифное расписание _____);
- расчетный день и час: день= _____, час= _____;
- автоматический переход на летнее/зимнее время: не активирован / не активирован;
- таблица переносов выходных и праздничных дней:
пустая / установлена (документ _____);
- текущее время: UTC + _____ (г. _____).

Функция автоматического ограничения потребляемой мощности:

Отключение абонента

- при превышении напряжения 15 % - не установлено / установлено;
- при превышении максимальной мощности:
не установлено / установлено _____ кВт (документ _____)
- при превышении максимального тока: не установлено / установлено.

Автоматическое отключение при воздействии магнитного поля

- не установлено / установлено

Автоматическое включение при снижении напряжения ниже 1,15 Уном

- не установлено / установлено : время включения _____

Состояние РУ

- включено.

Параметры настройки профилей:

- период фиксации профиля №1: 3 мин / установлено _____ мин.
- период фиксации профиля №2: 30 мин / установлено _____ мин.
- период фиксации профиля №3: 60 мин / установлено _____ мин.

Параметры для определения показателей качества электроэнергии:

- опорное напряжение: номинальное напряжение 230 В (57,7)/ согласованное напряжение _____ В;
- порог по tgφ: 1, 73 / установлено _____;
- порог провала: 20 % / установлено _____ %;
- порог перенапряжения: 10 % / установлено _____ %..

документ устанавливающий требования _____

Функция автоматического отслеживания событий:

- Не активирована / активирована



Имя № подл	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата
------------	--------------	--------------	--------------	--------------

Изм	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата.	Лист
1	30М	2672-	2016	УИИ	05.02.16	19

ВНКЛ.411152.077-01 ПС

10 ЗАМЕЧАНИЯ ПО ЭКСПЛУАТАЦИИ

Дата	Содержание замечания	Причина возникновения	Принятые меры	ФИО, дата и подпись ответственного лица



11 14 ДАННЫЕ О ПЕРИОДИЧЕСКОЙ, ВНЕОЧЕРЕДНОЙ ПОВЕРКЕ

Дата	Причина проведения поверки	Результат поверки	Наименование органа, проводившего поверку, ФИО поверителя, должность	Подпись поверителя, место оттиска поверительного клейма

Име № вкл/дл	Подп. и дата	Взам. инв. №	Име. № дубл.	Подп. и дата
--------------	--------------	--------------	--------------	--------------

Изм	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата.
1	30М	2672-	2016	ХШ	05.02.16

ВНКЛ.411152.077-01 ПС

12 СВЕДЕНИЯ О ПРИЕМКЕ

Счетчик электрической энергии трехфазный статический

РиМ 489. _____ заводской № _____

соответствует требованиям ГОСТ 31818.11-2012, ГОСТ 31819.22-2012, ГОСТ 31819.23-2012, ТУ 4228-076-11821941-2015, поверен, имеет клеймо органов государственного метрологического контроля и признан годным к эксплуатации

Штамп ОТК

Дата выпуска _____

Штамп Поверителя

Поверитель _____

Дата поверки _____

13 СВЕДЕНИЯ О КОМПЛЕКТОВАНИИ И УПАКОВЫВАНИИ

Счетчик электрической энергии трехфазный статический

РиМ 489. _____ заводской № _____

Упаковщик _____

Дата упаковывания _____



Име № инвдн	Подп. и дата	Взам. инв. №	Име. № дубл.	Подп. и дата
-------------	--------------	--------------	--------------	--------------

Изм	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата.		Лист
1	30 М	2672-	2016	Хиш	05.02.16	ВНКЛ.411152.077-01 ПС	21

