


КОД ОКП 42 2860

«УТВЕРЖДАЮ»

Технический директор  
ЗАО «Радио и Микроэлектроника»

  
С.П. Порватов  
« 11 » ноября 2015 г.

**Счетчики электрической энергии  
трехфазные статические**

**РиМ 489.23, РиМ 489.24, РиМ 489.25,  
РиМ 489.30, РиМ 489.32, РиМ 489.34,  
РиМ 489.36, РиМ 489.38**

**РУКОВОДСТВО ПО ЭКСПЛУАТАЦИИ  
ВНКЛ.411152.077 РЭ**



Новосибирск

Име № п/дл	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата

## Содержание

1	ТРЕБОВАНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ.....	4
2	ОПИСАНИЕ И РАБОТА СЧЕТЧИКОВ .....	4
2.1	Назначение счетчиков.....	4
2.2	Основные метрологические и технические характеристики .....	11
2.3	Перечень величин, измеряемых счетчиком.....	12
2.4	Основные функциональные возможности счетчиков.....	15
2.5	Программное обеспечение .....	17
2.6	Показатели точности счетчиков .....	18
2.7	Система паролей счетчиков .....	26
2.8	Считывание измерительной информации со счетчиков.....	26
2.9	Конфигурирование счетчиков.....	27
2.10	Комплект поставки счетчиков .....	28
2.11	Устройство и работа .....	28
2.11.1	Конструктивное исполнение.....	28
2.11.2	Принцип работы счетчика.....	29
2.11.3	Устройство и работа основных узлов счетчика .....	29
2.12	Средства измерения, инструмент и принадлежности.....	31
2.13	Маркировка и пломбирование .....	31
3	ИСПОЛЬЗОВАНИЕ СЧЕТЧИКОВ .....	32
3.1	Эксплуатационные ограничения .....	32
3.2	Подготовка счетчиков к использованию .....	32
3.3	Контроль работоспособности счетчика в процессе эксплуатации .....	33
4	ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ .....	34
5	ТЕКУЩИЙ РЕМОНТ .....	34
6	ТРАНСПОРТИРОВАНИЕ И ХРАНЕНИЕ .....	34
7	УКАЗАНИЯ ПО ЭКСПЛУАТАЦИИ .....	34
8	ГАРАНТИИ ИЗГОТОВИТЕЛЯ .....	35
	ПРИЛОЖЕНИЕ А (обязательное) Схемы подключения счетчиков при эксплуатации .....	36
	ПРИЛОЖЕНИЕ Б (обязательное) Габаритные, установочные размеры и места установки пломб.....	39
	ПРИЛОЖЕНИЕ В (обязательное) Описание индикации .....	40
	ПРИЛОЖЕНИЕ Г (обязательное) Схемы расположения контактов, органов управления и индикаторов счетчиков .....	44
	ПРИЛОЖЕНИЕ Д (обязательное) Описание функциональных возможностей интерфейсов счетчиков.....	48
	ПРИЛОЖЕНИЕ Е (обязательное) Описание журналов и профилей счетчиков.....	52
	ПРИЛОЖЕНИЕ Ж (обязательное) Начальные установки счетчиков .....	59
	ПРИЛОЖЕНИЕ З (обязательное) Методика замены элемента питания ЧРВ .....	61
	ПРИЛОЖЕНИЕ И (обязательное) Управление нагрузкой.....	62



**КОНТРОЛЬНЫЙ  
ЭКЗЕМПЛЯР**

**РиМ 489.23, РиМ 489.24, РиМ 489.25,  
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. № инв.

1	Зам	2-63	2672-2016	ИИЧ	05.04.16	<b>ВНКЛ.411152.077 РЭ</b>			
Изм	Колич.	Лист	№ док.	Подп.	Дата.				
Разработал	Уточкина				15.01.16	Счетчики электрической энергии трехфазные статические см. выше Руководство по эксплуатации	Литера	Лист	Листов
Проверил	Лапчук				10.01.16		0	2	64
Т. контр	Кашков				24.1.16		ЗАО «Радио и Микроэлектроника»		
Н. контроль	Черепушкин				02.02.16				
Утвердил	Порватов				04.02.16				

**Перечень сокращений, используемых в документе:**

АС	Автоматизированная система контроля и учета энергопотребления
АЦП	Аналого-цифровой преобразователь
ВУ	Внешнее устройство
БД	База данных
ДВ	Дискретные входы
ДПМП	Датчик постоянного магнитного поля
ИСК	Служебный интерфейс связи с коммуникатором
МКС	Маршрутизатор каналов связи РиМ 099.03
МТ	Терминал мобильный РиМ 099.01
Н, N	«Нуль», нейтраль, «нулевой» провод
ВЛ	Воздушная линия
ПК	Персональный компьютер
ПКЭ	Показатели качества электроэнергии
ПО	Программное обеспечение
РДЧ	Расчетный день и час; по умолчанию – 0 ч 00 мин 1 числа каждого месяца
СИП	Самонесущий изолированный провод
ТМ	Индикатор функционирования счетчика
ТН	Трансформатор напряжения
ТТ	Трансформатор тока
УКН	Устройство коммутации нагрузки счетчиков непосредственного включения
РУ	Реле управления коммутацией нагрузки счетчиков, подключаемых с использованием трансформаторов тока
УПМк	Установленный порог мощности для отключения абонента
Ф, L	Фаза (фазный провод) сетевого напряжения
ЧРВ	Часы реального времени счетчика, обеспечивающие хранение времени
PLC	Интерфейс для обмена данными по силовой сети
RF	Радиочастотный интерфейс (для обмена данными по радиоканалу)
USB-RS	Конвертер USB-RS232/RS485 РиМ 093.01 ВНКЛ.426487.033, предназначен для считывания информации со счетчиков по интерфейсу RS-485
УСО	Устройство сопряжения оптическое УСО-2
КнУ	Кнопка управления
ЭПл	Электронная пломба крышки корпуса
ЭПлК	Электронная пломба клеммной крышки



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

Изм	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата.	<b>ВНКЛ.411152.077 РЭ</b>	Лист
							3

Настоящее руководство по эксплуатации позволяет ознакомиться со структурой и основными принципами работы счетчиков электрической энергии трехфазных статических РИМ 489.23, РИМ 489.24, РИМ 489.25, РИМ 489.30, РИМ 489.32, РИМ 489.34, РИМ 489.36, РИМ 489.38 (далее – счетчики) и устанавливает правила эксплуатации, соблюдение которых обеспечивает поддержание счетчиков в исправном состоянии.

При изучении и эксплуатации необходимо дополнительно руководствоваться следующими документами:

Счетчики электрической энергии трехфазные статические РИМ 489.23, РИМ 489.24, РИМ 489.25, РИМ 489.30, РИМ 489.32, РИМ 489.34, РИМ 489.36, РИМ 489.38. Методика поверки ВНКЛ.411152.077 ДИ.

Терминал мобильный РИМ 099.01. Руководство по эксплуатации ВНКЛ.426487.030 РЭ.

## 1 ТРЕБОВАНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ

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

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

1.3 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.

## 2 ОПИСАНИЕ И РАБОТА СЧЕТЧИКОВ

### 2.1 Назначение счетчиков

2.1.1 Счетчики РИМ 489.23, РИМ 489.24, РИМ 489.25, РИМ 489.30, РИМ 489.32, РИМ 489.34, РИМ 489.36, РИМ 489.38 являются многофункциональными приборами и предназначены для измерения активной и реактивной электрической энергии и мощности в трехфазных четырехпроводных и трехпроводных электрических цепях переменного тока промышленной частоты, а также для дистанционного отключения / подключения абонента (в зависимости от исполнения, см. таблицу 1). Метрологические и технические характеристики обеспечиваются в течение всего срока службы.

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

2.1.3 Счетчики соответствуют требованиям ГОСТ 31818.11-2012, ГОСТ 31819.21-2012, ГОСТ 31819.22-2012, ГОСТ 31819.23-2012.

Основные характеристики счетчиков приведены в таблице 1.

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



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

Изм	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата.	ВНКЛ.411152.077 РЭ	Лист
							4



Таблица 1

Условное обозначение исполнения счетчика	Базовый (номинальный) / максимальный ток, А	Номинальное напряжение, В <sup>2)</sup>	Класс точности при измерении активной / реактивной энергии	Включение <sup>1)</sup>	Постоянная счетчика имп./ (кВт·ч) [имп./	УКН (РУ)	Штрих-код по EAN-13	Код типа счетчика
РиМ 489.23	5/100	3x230 / 400	1 / 2	Непосредственное	4000	Нет	4607134511745	48923
РиМ 489.24	5/80					УКН	4607134511752	48924
РиМ 489.25	10/100		0,5 <sup>3)</sup> / 1			Нет	4607134511769	48925
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			4607134511783	48932
РиМ 489.34			0,2S / 0,5S <sup>4)</sup>			4607134511790	48934	
РиМ 489.36	1 / 2	3x57,7 / 100	0,5S / 1		180000		4607134511806	48936
РиМ 489.38			0,2S / 0,5S <sup>4)</sup>				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 активной энергии непосредственного включения класса точности 0,5 требования ГОСТ 31819.21-2012 не установлены. Для этих счетчиков установлены следующие требования: диапазоны токов и значения влияющих величин соответствуют требованиям, предусмотренным ГОСТ 31819.21-2012, при этом характеристики точности соответствуют требованиям, предусмотренным ГОСТ 31819.21-2012 для счетчиков класса точности 1 с коэффициентом 0,5, допускаемые значения дополнительных погрешностей, вызываемых влияющими величинами, устанавливаются согласно требованиям ГОСТ 31819.21-2012 для счетчиков класса точности 1,0 с коэффициентом 0,5.

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

2.1.5 Счетчики измеряют активную, реактивную и полную мощность, среднеквадратические значения фазных токов, фазных и линейных (межфазных) напряжений, частоту, удельную энергию потерь в цепях тока, удельную энергию потерь холостого хода в силовых трансформаторах, коэффициент реактивной мощности цепи tg φ, коэффициент мощности cos φ, напряжение прямой последовательности и коэффициенты несимметрии напряжения по обратной и нулевой последовательностям, а также ток нулевого провода.

2.1.6 Счетчики выполняют измерение энергии

- активной импорт (прием) по 1 и 4 квадрантам по тарифно;
- активной экспорт (отдача) по 2 и 3 квадрантам без тарификации;
- реактивной импорт (прием) по 1 и 2 квадрантам без тарификации;
- реактивной экспорт (отдача) по 3 и 4 квадрантам без тарификации.

Расположение квадрантов соответствует геометрическому представлению ГОСТ 31819.23-2012.



C.1

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

Изм	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата.

**ВНКЛ.411152.077 РЭ**

Лист  
5

2.1.7 Счетчики измеряют параметры показателей качества электрической энергии по ГОСТ 32144-2013, ГОСТ 30804.4.30-2013, класс S:

- установившееся отклонение напряжения  $\delta U_y$ ;
- отклонение частоты  $\delta f$ .
- длительность провала напряжения  $\Delta t_{п*}$ ;
- длительность перенапряжения  $\Delta t_{пер*}$ ;
- глубина провала перенапряжения  $\delta U_{п*}$ ;
- величину перенапряжения  $\Delta U^*$ .

\* Для счетчиков РиМ 489.23, РиМ 489.24, РиМ 489.25 – только для технического учета.

2.1.8 Счетчики определяют параметры показателей качества электрической энергии по ГОСТ 32144-2013, ГОСТ 30804.4.30-2013:

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

2.1.9 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 МУР 1001.9 EU 100 (RS-485 – EtherNet, для организации удаленного доступа к счетчику).

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.

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

2.1.11 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.

2.1.12 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.

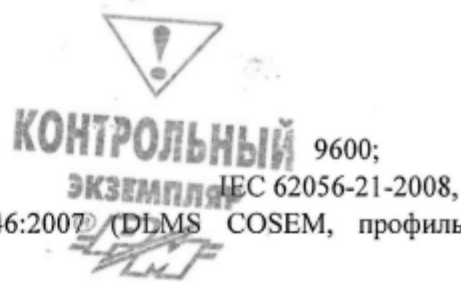
Конфигурирование счетчиков выполняется при помощи программы Setting\_dlms.exe с использованием терминала мобильного РиМ 099.01 соответствующего исполнения (далее – МТ), который представляет собой персональный компьютер, оснащенный набором необходимых устройств и программных продуктов для локального или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

Подробное описание функциональных возможностей резидентных интерфейсов счетчиков приведено в приложении Ж.



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

Изм	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата.	<b>ВНКЛ.411152.077 РЭ</b>	Лист
							6



2.1.13 Характеристики интерфейсов:

**Характеристики Оптопорта**

- а) Скорость обмена данными, Бод,
- б) Конструкция, магнитные и оптические характеристики
- в) Информационный протокол обмена IEC 62056-46:2007 (DLMS COSEM, профиль HDLC).

**Характеристики интерфейсов RS-485**

- а) Скорость обмена данными, Бод от 9600 до 115200;
- б) Питание от встроенного источника питания;
- в) Информационный протокол обмена IEC 62056-46:2007 (DLMS COSEM, профиль HDLC).

**Характеристики ИСК**

- а) Скорость обмена данными, Бод, не менее 9600;.
- б) Информационный протокол обмена IEC 62056-46 :2007 (DLMS COSEM, профиль HDLC)

2.1.14 Счетчики оснащены электронным дисплеем. Вывод данных на электронный дисплей выполняется в автоматическом режиме.

Вывод информации на дисплей выполняется также в ручном режиме при нажатии КнУ1, в том числе при отсутствии сетевого напряжения и резервного питания.

Предусмотрена подсветка индикации.

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

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

2.1.15 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.

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

2.1.17 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.

Срабатывание ЭПл происходит как при вскрытии крышки отсека ЧРВ, так и при вскрытии крышки корпуса.

2.1.18 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 (например, маршрутизатора каналов связи, далее – МКС) при несовпадении времени ЧРВ счетчика с текущим временем АС. Источник питания ЧРВ размещен в отсеке коммутатора и снабжен отдельной крышкой.

2.1.19 Счетчики начинают нормально функционировать не более чем через 5 с после подачи номинального напряжения. Самоход счетчиков соответствует требованиям ГОСТ 31819.21-2012, ГОСТ 31819.22-2012, ГОСТ 31819.23-2012.

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

Изм	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата.	Лист

**ВНКЛ.411152.077 РЭ**

2.1.20 Управление нагрузкой

2.1.20.1 Счетчики (в зависимости от исполнения, см. таблицу 1.1) оснащены встроенным устройством коммутации нагрузки (УКН) или реле управления коммутацией нагрузки (РУ). РУ счетчиков предназначено для управления внешним устройством, выполняющим коммутацию нагрузки (отключение/подключение абонента). Счетчики отключают абонента от сети в следующих случаях (см. также приложение И):

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 Г.1);

-**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 %.

2.1.20.2 Подключение абонента к сети в 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. приложение Ж).

**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.**

Характеристики УКН - по группе 7 ГОСТ IEC 61038-2011 (см. 2.2)

Характеристики РУ - по группе 1 ГОСТ IEC 61038-2011 (см. 2.2).

2.1.21 Счетчики оснащены четырьмя конфигурируемыми изолированными выходами для использования их в качестве электрических испытательных выходов при измерении активной и реактивной энергии или для использования их в качестве сигналов телеуправления и служебных испытательных выходов для проверки хода ЧРВ, состояния УКН (РУ) и др. Испытательные выходы соответствуют требованиям ГОСТ 31819.21-2012, ГОСТ 31819.22-2012, ГОСТ 31819.23-2012.

Конфигурирование испытательных выходов выполняется программно согласно таблице 2 (испытательные выходы ТМ1, ТМ2, группа I), таблице 3 (испытательные выходы ТМ3, ТМ4, группа II). Группы испытательных выходов I и II конфигурируются независимо.

Таблица 2

Обозначение испытательного выхода	Допустимое сочетание функций испытательных выходов		
	1	2	3
ТМ1	ТМ ЧРВ	ТМ  А	ТМ ЧРВ
ТМ2	ТМ  А	УКН (РУ)	УКН (РУ)

ТМ ЧРВ – технологический испытательный выход для проверки ЧРВ  
 УКН (РУ) – статический сигнал состояния УКН (РУ): 1 –замкнуто, 0 - разомкнуто  
 ТМ |А| - испытательный выход активной энергии, по модулю



**КОНТРОЛЬНЫЙ  
ЭКЗЕМПЛЯР**

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

Изм	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата.	<b>ВНКЛ.411152.077 РЭ</b>	Лист
							8





2.1.28 При фиксации счетчиком событий (функция автоматического отслеживания событий – опция), к которым относятся:

- срабатывание ЭПл и (или) ЭПлК;
- срабатывание ДПМП;
- срабатывание УКН (РУ);
- изменение состояния дискретных входов / выходов;
- включение счетчика

счетчик выступает в качестве инициатора связи с устройствами АС. Сброс фиксации данного события в счетчике произойдет после принятия данного события устройствами АС.

2.1.29 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, результатами самодиагностики, а также аварийной ситуации. События в журналах сгруппированы в отдельные разделы по группам событий, с привязкой ко времени.

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

Подробное описание журналов - в приложении Е.

2.1.30 Количество тарифов и тарифное расписание счетчиков задаются встроенным тарификатором, имеющим ЧРВ. Количество тарифов и тарифное расписание, а также перечень значений измеряемых и служебных величин, выводимых на дисплей счетчика или для считывания по интерфейсам, доступны для установки и корректировки дистанционно или непосредственно на месте эксплуатации счетчиков по всем интерфейсам счетчиков.

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

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



Изм	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата.	<b>ВНКЛ.411152.077 РЭ</b>	Лист
							10

## 2.2 Основные метрологические и технические характеристики

Базовый (номинальный) ток, А,	см. таблицу 1
Максимальный ток, А	см. таблицу 1
Номинальное напряжение, В	см. таблицу 1
Установленный рабочий диапазон фазного напряжения, В	
Для счетчиков РИМ 489.23, РИМ 489.24, РИМ 489.25, РИМ 489.30	от 198 до 253
Для счетчиков РИМ 489.32, РИМ 489.34 РИМ 489.36 РИМ 489.38	от 51 до 67
Расширенный рабочий диапазон фазного напряжения, В	
Для счетчиков РИМ 489.23, РИМ 489.24, РИМ 489.25, РИМ 489.30	от 140 до 264
Для счетчиков РИМ 489.32, РИМ 489.34 РИМ 489.36 РИМ 489.38	от 46 до 75
Предельный рабочий диапазон напряжений	
Для счетчиков РИМ 489.23, РИМ 489.24, РИМ 489.25, РИМ 489.30	от 0 до 264
Для счетчиков РИМ 489.32, РИМ 489.34 РИМ 489.36 РИМ 489.38	от 0 до 75
Номинальная частота, Гц	50
Класс точности при измерении активной/реактивной энергии	см. таблицу 1
Стартовый ток, актив/реактив, мА	
РИМ 489.23, РИМ 489.24	20 / 25
РИМ 489.25	10 / 40
РИМ 489.30, РИМ 489.32	5 / 10
РИМ 489.34	5/5
РИМ 489.36	1 / 2
РИМ 489.38	1 / 1
Постоянная счетчика, имп./кВт·ч [имп./квар·ч]	см. таблицу 1
Полная мощность, потребляемая каждой цепью тока, В·А, не более	0,1
Полная мощность, потребляемая каждой цепью напряжения, В·А, не более	2,5*
Активная мощность, потребляемая каждой цепью напряжения, Вт, не более	1,5*
*без учета мощности, потребляемой 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 УКН	коммутируемый ток не более 80 А при напряжении не более 253 В коммутируемый ток не более 2А при напряжении не более 253 В

### Характеристики РУ

Время сохранения данных, лет, не менее	40
Масса, кг, не более	1,6
Габаритные размеры, мм, не более	180; 290; 95
Установочные размеры, мм,	155; (205 – 214)
Средняя наработка до отказа, ч, не менее	180 000
Средний срок службы Тсл, лет, не менее	30

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



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

Изм	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата.	Лист

**ВНКЛ.411152.077 РЭ**



### 2.3 Перечень величин, измеряемых счетчиком

2.3.1 Перечень величин, измеряемых счетчиком, приведен в таблице 5.

Таблица 5

Наименование измеряемой величины		Тарификация
Энергия <sup>6)</sup>		
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 <sup>4)</sup>		суммарно по фазам
Удельная энергия потерь холостого хода в силовых трансформаторах <sup>4)</sup>		суммарно по фазам
Мощность (с указанием положения вектора полной мощности) <sup>1)</sup>		
активная:	пофазно, суммарно	
реактивная	пофазно, суммарно	
полная <sup>4)</sup>	пофазно, суммарно	
Максимальное значение средней активной мощности на программируемом интервале <sup>2)</sup> (активная пиковая мощность, Ринт макс)		суммарно
Максимальное значение средней активной мощности на месячном интервале (максимальная пиковая на Ррдч)		суммарно
Ток, среднеквадратическое (действующее) значение <sup>1)</sup>		пофазно
Ток нулевого провода, среднеквадратическое значение <sup>4)</sup>		
Фазное напряжение, среднеквадратическое (действующее) значение <sup>3)</sup>		пофазно
Межфазное (линейное) напряжение, среднеквадратическое (действующее) значение <sup>3)</sup>		
Среднее значение напряжения на программируемом интервале <sup>4)</sup>		пофазно
Установившееся отклонение напряжения основной частоты <sup>5)</sup>		
Частота питающей сети <sup>3)</sup>		
Коэффициент реактивной мощности цепи $\text{tg } \varphi$		пофазно, суммарно
Отклонение частоты <sup>5)</sup>		
Коэффициент мощности $\cos \varphi$ <sup>4)</sup>		пофазно, суммарно
Длительность провалов/длительность перенапряжений <sup>5)</sup>		
Глубина вала напряжения <sup>5)</sup>		про
Величина перенапряжения <sup>5)</sup>		
Напряжение прямой последовательности <sup>4)</sup>		
Коэффициенты несимметрии напряжения по обратной и нулевой последовательностям <sup>4)</sup>		
Температура внутри корпуса счетчика <sup>4)</sup>		
Количество импульсов, поступивших на дискретный вход <sup>4)</sup>		

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

<sup>2)</sup> Длительность интервала интегрирования программируется от 1 до 60 мин.

<sup>3)</sup> 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.

<sup>4)</sup> Для технического учета.

<sup>5)</sup> Усреднение согласно с требованиями класса S по ГОСТ 30804.4.30-2013.

<sup>6)</sup> Импорт - прием, экспорт – отдача. Расположение квадрантов согласно геометрическому представлению С.1 ГОСТ 31819.23-2012



Подп. и дата

Име. № дубл.

Взам. име. №

Подп. и дата

Име № подл

Изм	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата.

**ВНКЛ.411152.077 РЭ**

Активная и реактивная мощность с периодом интегрирования  $T$  с (далее – текущая мощность, активная  $P_{тек}$  или реактивная  $Q_{тек}$  соответственно), определяются как активная (реактивная) энергия, потребленная за  $T$  с.

Полная мощность с периодом интегрирования  $T$  с (далее – полная мощность) определяется по формуле

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

где  $U$  – среднеквадратическое значение напряжения, В;

$I$  – среднеквадратическое значение тока, А;

$S$  – текущее значение полной мощности, В·А.

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

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

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

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

$P_{тек}$  – измеренное значение текущей активной мощности, Вт;

$T$  – длительность программируемого интервала.

Максимальное значение средней активной мощности на программируемом интервале в текущем отчетном периоде (текущая максимальная интервальная -  $P_{инт макс}$ ) определяется как максимальное значение из зафиксированных значений  $P_{инт}$  за текущий месяц.

Максимальное значение средней активной мощности за прошедший отчетный период (максимальная интервальная мощность на РДЧ -  $P_{рдч}$ ) определяется как максимальное значение из зафиксированных значений  $P_{инт}$  за прошедший месяц.

Коэффициент мощности  $\cos \varphi$  определяется по формуле

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

где  $P$  – текущее значение активной мощности, Вт;

$S$  – текущее значение полной мощности, В·А.

Коэффициент реактивной мощности цепи  $\tan \varphi$  определяется по формуле

$$\tan \varphi = |Q| / |P|, \quad (4)$$

где  $\tan \varphi$  – расчетное значение коэффициента реактивной мощности цепи;

$Q$  – измеренное значение текущей реактивной мощности, вар;

$P$  – измеренное значение текущей активной мощности, Вт.

Суммарное значение  $\tan \varphi$  определяется как среднее геометрическое фазных значений

Установившееся отклонение напряжения основной частоты  $\delta U_y$  определяют по 5.13 ГОСТ 30804.4.30-2013 относительно номинального фазного (230 В) или заданного (согласованного) напряжения (задается программно 220 В).

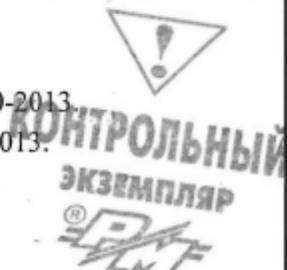
Отклонение частоты  $\delta f$  определяют по 4.2.1 ГОСТ 32144-2013.

Длительность провала напряжения  $\Delta t_n$  определяют по 5.4 ГОСТ 30804.4.30-2013.

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

Глубину провала напряжения  $\delta U_n$  определяют по 5.4 ГОСТ 30804.4.30-2013.

Величину перенапряжения  $\Delta U$  определяют по 5.4 ГОСТ 30804.4.30-2013.



Имя № подл	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инд. № дубл.	Подп. и дата

Изм	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата.	<b>ВНКЛ.411152.077 РЭ</b>	Лист
							13

Удельная энергия потерь в цепях тока определяется по формуле

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

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

$I$  - действующее (среднеквадратическое) значение тока, А;

$T$  - время работы счетчика, с.

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

Удельная энергия потерь холостого хода в силовых трансформаторах определяется по формуле

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

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

$U$  - действующее (среднеквадратическое) значение напряжения, В;

$T$  - время работы силового трансформатора, с.

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

Среднее значение напряжения на программируемом интервале определяется по формуле

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

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

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

$N$  - количество секунд отсчетов на программируемом интервале.

Ток нейтрали  $I_N$  определяется как векторная сумма фазных токов



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

Изм	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата.	<b>ВНКЛ.411152.077 РЭ</b>	Лист
							14

2.3.2 Основные единицы для измеряемых и расчетных значений величин и цена единицы старшего и младшего разряда счетного механизма приведены в таблице 6.

Таблица 6

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

\*На дисплей счетчиков не выводится

#### 2.4 Основные функциональные возможности счетчиков

Основные функциональные возможности счетчиков:

а) сохранение в энергонезависимой памяти:

- измерительной информации по всем измеряемым величинам;

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

б) защита информации – 2 уровня паролей доступа и аппаратная защита памяти



Изм	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата.	Лист
<b>ВНКЛ.411152.077 РЭ</b>						15

метрологических коэффициентов;

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

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

д) самодиагностика – счетчики формируют и передают код режима работы (статус), отражающий наличие фаз сети, характеристики тарифного расписания и отображения информации, исправности ЧРВ. События, связанные с изменением статуса, регистрируются в соответствующем журнале счетчика с привязкой ко времени;

е) обмен данными с устройствами АС по интерфейсам RS-485 и оптопорту (см. таблицу Д.1);

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

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

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

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

- при помощи устройств АС по оптопорту;

- при помощи устройств АС по ИСК;

- при помощи устройств АС по интерфейсам RS-485;

- при помощи КнУ;

л) тарификатор поддерживает:

- до 8 тарифов;

- до 256 тарифных зон;

- переключение по временным тарифным зонам;

- автопереход на летнее/зимнее время;

- календарь выходных и праздничных дней;

- перенос рабочих и выходных дней;

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

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

о) ведение журнала **Событий**, в котором отражены события, связанные с отсутствием напряжения, коммутацией нагрузки, перепрограммированием служебных параметров, внешних воздействий (постоянного магнитного поля), фактов связи со счетчиком, нарушения электронных пломб, поступлением сигналов на дискретные входы и т.д.

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

Подробное описание журналов и профилей счетчиков приведено в приложении Е.



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

Изм	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата.	ВНКЛ.411152.077 РЭ	Лист
							16

## 2.5 Программное обеспечение

Интегрированное программное обеспечение (ПО) счетчика сохраняется в постоянном запоминающем устройстве контроллера счетчика. Считывание исполняемого кода из счетчика и его модификация с использованием интерфейсов счетчика невозможны. Защита выполнена аппаратно, корпус счетчика опломбирован пломбой поверителя.

Идентификационные данные метрологически значимой части ПО приведены в таблице 7.

Таблица 7

Наименование программного обеспечения	Идентификационное наименование программного обеспечения	Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода)	Идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения	Исполнения счетчиков
РиМ 489.23 программа	PM48923 ВНКЛ.411152.077 ПО	48923 v1.00 и выше	Исполняемый код защищен от считывания и модификации	код от	Не используется	РиМ 489.23
РиМ 489.24 программа	PM48924 ВНКЛ.411152.077-01 ПО	48924 v1.00 и выше				РиМ 489.24
РиМ 489.25 программа	PM48925 ВНКЛ.411152.077-02 ПО	48925 v1.00 и выше				РиМ 489.25
РиМ 489.30 программа	PM48930 ВНКЛ.411152.077-03 ПО	48930 v1.00 и выше				РиМ 489.30
РиМ 489.32 программа	PM48932 ВНКЛ.411152.077-04 ПО	48932 v1.00 и выше				РиМ 489.32
РиМ 489.34 программа	PM48934 ВНКЛ.411152.077-05 ПО	48934 v1.00 и выше				РиМ 489.34
РиМ 489.36 программа	PM48936 ВНКЛ.411152.077-06 ПО	48936 v1.00 и выше				РиМ 489.36
РиМ 489.38 программа	PM48938 ВНКЛ.411152.077-07 ПО	48938 v1.00 и выше				РиМ 489.38

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



Изм	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата.

ВНКЛ.411152.077 РЭ

Лист

17

Изм	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата.



## 2.6 Показатели точности счетчиков

### 2.6.1 При измерении энергии (активной и реактивной)

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

Значения стартового тока счетчиков (в зависимости от исполнения) приведены в таблице 8.

Таблица 8

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

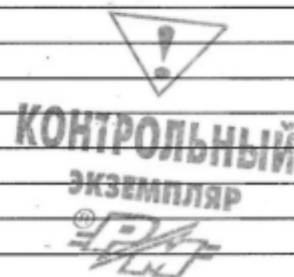
Значения пределов допускаемой основной погрешности счетчиков (в зависимости от исполнения) при измерении активной энергии приведены в таблицах 9,10.

Таблица 9

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

Таблица 10

Ток, от I <sub>ном</sub>	cos φ	Пределы допускаемой основной погрешности при измерении активной энергии, %	
		РиМ 489.30, РиМ 489.32, РиМ 489.36 / РиМ 489.34, РиМ 489.38	
0,01	1	± 1,0 / ± 0,4	
0,05	1	± 0,5 / ± 0,2	
1,00	1	± 0,5 / ± 0,2	
I <sub>макс</sub>	1	± 0,5 / ± 0,2	
0,02	0,5 инд.	± 1,0 / ± 0,5	
0,10	0,5 инд.	± 0,6 / ± 0,3	
1,00	0,5 инд.	± 0,6 / ± 0,3	
I <sub>макс</sub>	0,5 инд.	± 0,6 / ± 0,3	
0,02	0,8 емк.	± 1,0 / ± 0,5	
0,10	0,8 емк.	± 0,6 / ± 0,3	
1,00	0,8 емк.	± 0,6 / ± 0,3	
I <sub>макс</sub>	0,8 емк.	± 0,6 / ± 0,3	



Подп. и дата

Име. № дубл.

Взам. инв. №

Подп. и дата

Име. № подл

Изм	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата.

**ВНКЛ.411152.077 РЭ**

Лист

18



Значения пределов допускаемой основной погрешности счетчиков (в зависимости от исполнения) при измерении реактивной энергии приведены в таблицах 11,12.

Таблица 11

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

Таблица 12

Ток, от Iном	sin φ	Пределы допускаемой основной погрешности при измерении реактивной энергии, %	
		РiМ 489.30, РiМ 489.32, РiМ 489.36 / РiМ 489.34, РiМ 489.38	
0,02	1	± 1,5 / ± 1,0	
0,05	1	± 1,0 / ± 0,5	
1,00	1	± 1,0 / ± 0,5	
Iмакс	1	± 1,0 / ± 0,5	
0,05	0,5 инд.	± 1,5 / ± 1,0	
0,10	0,5 инд.	± 1,0 / ± 0,6	
1,00	0,5 инд.	± 1,0 / ± 0,6	
Iмакс	0,5 инд.	± 1,0 / ± 0,6	
0,05	0,5 емк.	± 1,5 / ± 1,0	
0,10	0,5 емк.	± 1,0 / ± 0,6	
Iмакс	0,5 емк.	± 1,0 / ± 0,6	
0,10	0,25 инд.	± 1,5 / ± 1,0	
Iмакс	0,25 инд.	± 1,5 / ± 1,0	
0,10	0,25 емк.	± 1,5 / ± 1,0	
Iмакс	0,25 емк.	± 1,5 / ± 1,0	



Допускаемая основная погрешность с однофазной нагрузкой не превышает пределов в соответствии с 8.1 ГОСТ 31819.21-2012, 8.1 ГОСТ 31819.22-2012 при измерении активной энергии и 8.1 ГОСТ 31819.23-2012 при измерении реактивной энергии (с учетом примечаний 3, 4 к таблице 1.1).

Значения пределов допускаемой основной погрешности с однофазной нагрузкой при измерении активной энергии приведены в таблицах 13,14.

Таблица 13

Ток от Iб	cos φ	Пределы допускаемой основной погрешности при измерении активной энергии, %, с однофазной нагрузкой	
		РiМ 489.23, РiМ 489.24 / РiМ 489.25	
0,1	1	± 2,0 / ± 1,0	
Iмакс	1	± 2,0 / ± 1,0	
0,2	0,5 инд.	± 2,0 / ± 1,0	
Iмакс	0,5 инд.	± 2,0 / ± 1,0	

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

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

Таблица 14

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

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

Значения пределов допускаемой основной погрешности с однофазной нагрузкой при измерении реактивной энергии приведены в таблицах 15, 16.

Таблица 15

Ток от $I_b$	$\sin \varphi$	Пределы допускаемой основной погрешности при измерении реактивной энергии %, с однофазной нагрузкой
		РиМ 489.23, РиМ 489.24 / РиМ 489.25
0,1	1	$\pm 3,0 / \pm 1,5$
Имакс	1	$\pm 3,0 / \pm 1,5$
0,2	0,5 инд.	$\pm 3,0 / \pm 1,5$
Имакс	0,5 инд.	$\pm 3,0 / \pm 1,5$

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

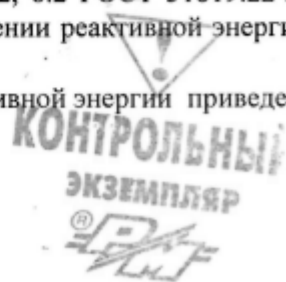
Таблица 16

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

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

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

Значения пределов дополнительной погрешности при измерении активной энергии приведены в таблицах 17, 18



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

Изм	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата.	<b>ВНКЛ.411152.077 РЭ</b>	Лист
							20

Таблица 17

Напряже- ние, В	cos φ	Пределы дополнительной погрешности при измерении активной энергии, %		Угол φ, °
		Для счетчиков РИМ 489.23, РИМ 489.24 / РИМ 489.25		
198	1	± 0,7 / ± 0,4		0
253	1	± 0,7 / ± 0,4		0
198	0,5 инд.	± 1,0 / ± 0,5		60
253	0,5 инд.	± 1,0 / ± 0,5		60

Таблица 18

Напряже- ние, В*	cos φ	Пределы дополнительной погрешности при измерении активной энергии, %		Угол φ, °
		Для счетчиков РИМ 489.30, РИМ 489.32, РИМ 489.36 / РИМ 489.34, РИМ 489.38		
51 (198)	1	± 0,2 / ± 0,1		0
67 (253)	1	± 0,2 / ± 0,1		0
51 (198)	0,5 инд.	± 0,4 / ± 0,2		60
67 (253)	0,5 инд.	± 0,4 / ± 0,2		60

\*В скобках – испытательное напряжение для счетчиков РИМ 489.30

Значения пределов дополнительной погрешности при измерении реактивной энергии приведены в таблицах 19,20.

Таблица 19

Напряже- ние, В	sin φ	Пределы дополнительной погрешности при измерении реактивной энергии, %		Угол φ, °
		Для счетчиков РИМ 489.23, РИМ 489.24 / РИМ 489.25		
198	1	± 1,0 / ± 0,7		90
253	1	± 1,0 / ± 0,7		90
198	0,5 инд.	± 1,5 / ± 1,0		30
253	0,5 инд.	± 1,5 / ± 1,0		30

Таблица 20

Напряже- ние, В*	sin φ	Пределы дополнительной погрешности при измерении реактивной энергии, %		Угол φ, °
		Для счетчиков РИМ 489.30, РИМ 489.32, РИМ 489.36 / РИМ 489.34, РИМ 489.38		
51 (198)	1	± 0,7 / ± 0,2		90
67 (253)	1	± 0,7 / ± 0,2		90
51 (198)	0,5 инд.	± 1,0 / ± 0,4		30
67 (253)	0,5 инд.	± 1,0 / ± 0,4		30

\*В скобках – испытательное напряжение для счетчиков РИМ 489.30

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

Значения пределов дополнительных погрешностей при измерении активной энергии приведены в таблицах 21,22.

Таблица 21

Напряже- ние, В	cos φ	Пределы дополнительной погрешности при измерении активной энергии, %		Угол φ, °
		Для счетчиков РИМ 489.23, РИМ 489.24 / РИМ 489.25		
140	1	± 2,1 / ± 1,1		0
264	1	± 2,1 / ± 1,1		0
140	0,5 инд.	± 3,0 / ± 1,5		60
264	0,5 инд.	± 3,0 / ± 1,5		60



Изм	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата.	Лист 21

**ВНКЛ.411152.077 РЭ**

Подп. и дата

Инв. № дубл.

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Таблица 22

Напряже- ние, В*	cos φ	Пределы дополнительной погрешности при измерении активной энергии, %		Угол φ, °
		Для счетчиков РИМ 489.30, РИМ 489.32, РИМ 489.36 / РИМ 489.34, РИМ 489.38		
46 (140)	1	± 0,6 / ± 0,3		0
75 (264)	1	± 0,6 / ± 0,3		0
46 (140)	0,5 инд.	± 1,2 / ± 0,6		60
75 (264)	0,5 инд.	± 1,2 / ± 0,6		60

\*В скобках – испытательное напряжение для счетчиков РИМ 489.30

Значения пределов дополнительных погрешностей при измерении реактивной энергии приведены в таблицах 23,24.

Таблица 23

Напряже- ние, В	sin φ	Пределы дополнительной погрешности при измерении реактивной энергии, %		Угол φ, °
		Для счетчиков РИМ 489.23, РИМ 489.24 / РИМ 489.25		
140	1	± 3,0 / ± 2,1		90
264	1	± 3,0 / ± 2,1		90
140	0,5 инд.	± 4,5 / ± 3,0		30
264	0,5 инд.	± 4,5 / ± 3,0		30

Таблица 24

Напряже- ние, В*	sin φ	Пределы дополнительной погрешности при измерении реактивной энергии, %		Угол φ, °
		Для счетчиков РИМ 489.30, РИМ 489.32, РИМ 489.36 / РИМ 489.34, РИМ 489.38		
46 (140)	1	± 2,1 / ± 0,6		90
75 (264)	1	± 2,1 / ± 0,6		90
46 (140)	0,5 инд.	± 3,0 / ± 1,2		30
75 (264)	0,5 инд.	± 3,0 / ± 1,2		30

\*В скобках – испытательное напряжение для счетчиков Рим 489.30

### 2.6.2 При измерении мощности (активной и реактивной) с периодом интегрирования 1 с

2.6.2.1 Допускаемая основная погрешность  $\delta p$  при измерении  $P_{тек}$  не превышает пределов допускаемой основной погрешности измерения активной энергии счетчиков соответствующего класса точности (см. таблицы 9, 10).

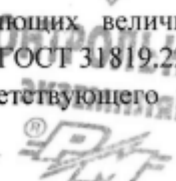
2.6.2.2 Допускаемая основная погрешность  $\delta q$  при измерении  $Q_{тек}$  не превышает пределов допускаемой основной погрешности измерения реактивной энергии счетчиков соответствующего класса точности (см. таблицы 11,12).

2.6.2.3 Дополнительные погрешности, вызываемые изменением влияющих величин по отношению к нормальным условиям, приведенным в 8.2 ГОСТ 31819.21-2012, 8.2 ГОСТ 31819.22-2012 и 8.2 ГОСТ 31819.23-2012, не превышают пределов дополнительных погрешностей для счетчиков соответствующего класса точности (см. таблицы 13-24).

2.6.3 При измерении средней активной мощности на программируемом интервале ( $P_{инт}$ ), максимальной средней активной мощности на программируемом интервале ( $P_{инт макс}$ ), максимальной средней активной мощности на РДЧ ( $P_{рдч}$ )

2.6.3.1 Допускаемая основная погрешность при измерении  $P_{инт}$ ,  $P_{инт макс}$  и  $P_{рдч}$  не превышает пределов допускаемой основной погрешности измерения активной энергии для счетчиков соответствующего класса точности (см. таблицы 9, 10).

2.6.3.2 Дополнительные погрешности, вызываемые изменением влияющих величин по отношению к нормальным условиям, приведенным в 8.2 ГОСТ 31819.21-2012, 8.2 ГОСТ 31819.22-2012 не превышают пределов дополнительных погрешностей для счетчиков соответствующего класса точности (см. таблицы 13,14, 17,18, 21,22).



Подп. и дата

Изм. № дубл.

Взам. инв. №

Подп. и дата

Изм. № подл.

Изм	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата.

ВНКЛ.411152.077 РЭ

Лист

22

#### 2.6.4 При измерении среднеквадратических значений тока

2.6.4.1 Допускаемая относительная погрешность при измерении среднеквадратических значений тока  $\delta I$  не превышает пределов, указанных в таблицах 25,26.

Таблица 25

Ток, от $I_b$	$\cos \varphi$	Пределы допускаемой относительной погрешности, %, при измерении среднеквадратических значений тока	Угол $\varphi$ , °
		РиМ 489.23, РиМ 489.24, РиМ 489.25	
0,05	1	$\pm 0,5$	0
1,0	1	$\pm 0,5$	0
$I_{\max}$	1	$\pm 0,5$	0

Таблица 26

Ток, от $I_{ном}$	$\cos \varphi$	Пределы допускаемой относительной погрешности, %, при измерении среднеквадратических значений тока	Угол $\varphi$ , °
		РиМ 489.30, РиМ 489.32, РиМ 489.36, РиМ 489.34, РиМ 489.38	
0,02	1	$\pm 0,5$	0
1,0	1	$\pm 0,5$	0
$I_{\max}$	1	$\pm 0,5$	0

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

#### 2.6.5 При измерении среднеквадратических значений напряжения (фазных и межфазных)

2.6.5.1 Допускаемая относительная погрешность при измерении среднеквадратических значений напряжения (фазных и межфазных) не превышает пределов, указанных в таблице 27.

Таблица 27

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

2.6.5.2 Допускаемая относительная погрешность при измерении средних значений фазных напряжений на программируемом интервале не превышает значений, приведенных в таблице 27.

#### 2.6.6 При измерении частоты напряжения сети

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

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

#### 2.6.7 При измерении показателей качества электроэнергии

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

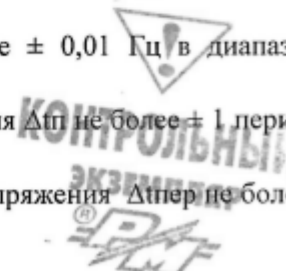
Требования к точности при измерении показателей качества электроэнергии соответствуют классу S по ГОСТ 30804.4.30-2013.

2.6.7.1 Погрешность измерения установившегося отклонения напряжения основной частоты  $\delta U_y$  не более  $\pm 0,5\%$  в диапазоне значений от минус 30 до 50 %.

2.6.7.2 Погрешность измерения отклонения частоты  $\delta f$  не более  $\pm 0,01$  Гц в диапазоне значений от минус 7,5 до 7,5 Гц.

2.6.7.3 \*Погрешность измерения длительности провала напряжения  $\Delta t_{пр}$  не более  $\pm 1$  периода сетевого напряжения в диапазоне значений от 0,04 до 60 с.

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



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

Изм	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата.	Лист

**ВНКЛ.411152.077 РЭ**



2.6.7.5 \*Погрешность измерения глубины провала перенапряжения  $\delta U_p$  не более  $\pm 1\%$  в диапазоне значений от минус 10 до минус 70 % .

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

\* Погрешность при измерении параметров качества электроэнергии для счетчиков классов точности 1 / 2 - для технического учета.

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

2.6.7.8 Допускаемая абсолютная погрешность при измерении коэффициентов несимметрии напряжения по обратной К 2(U) и по нулевой последовательностям  $K_0(U)$  не превышает  $\pm 0,3\%$  в диапазоне значений коэффициентов несимметрии от 0 до 10 %.

**2.6.8 При измерении удельной энергии потерь в цепях тока**

2.6.8.1 Допускаемая относительная погрешность при измерении удельной энергии потерь в цепях тока не превышает пределов, приведенных в таблицах 28 и 29.

Таблица 28

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

Таблица 29

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

**2.6.9 При измерении удельной энергии потерь холостого хода в силовых трансформаторах**

2.6.9.1 Допускаемая относительная погрешность при измерении удельной энергии потерь холостого хода в силовых трансформаторах не превышает пределов, приведенных в таблице 30.

Таблица 30

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

\* $U_{макс}$  – значение напряжения, соответствующее верхней границе расширенного рабочего диапазона напряжений.

\* $U_{мин}$  – значение напряжения, соответствующее нижней границе расширенного рабочего диапазона напряжений



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

Изм	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата.	Лист

**ВНКЛ.411152.077 РЭ**

**2.6.10 При измерении коэффициента реактивной мощности цепи tg φ**

2.6.10.1 Пределы допускаемой основной относительной погрешности при измерении tg φ определяются по формуле

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

где  $\delta tg$  – расчетное значение пределов допускаемой относительной погрешности при измерении tg φ, %;

$\delta p$  – пределы допускаемой относительной погрешности при измерении активной энергии, %;

$\delta q$  – пределы допускаемой относительной погрешности при измерении реактивной энергии, %.

Допускаемая основная погрешность при измерении tg φ не превышает пределов, приведенных в таблицах 31-33.

Таблица 31

Ток, от Ib	Пределы допускаемой основной погрешности, при измерении tg φ, %,
	РiМ 489.23, РiМ 489.24, РiМ 489.25
0,2	±3,5
1,0	±3,0
Имакс	±3,0

Таблица 32

Ток, от Iном	Пределы допускаемой основной погрешности, при измерении tg φ, %,
	РiМ 489.30, РiМ 489.32, РiМ 489.34
0,1	±4,1
0,2	±2,5
1,0	±1,7
Имакс	±1,7

Таблица 33

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

2.6.10.2 Пределы дополнительных погрешностей при измерении tg φ определяются по формуле:

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

где  $\delta tgi$  – расчетное значение пределов допускаемой дополнительной погрешности при измерении tg φ, вызываемой  $i$  – влияющей величиной, %

$\delta pi$  – пределы допускаемой дополнительной погрешности при измерении активной энергии, вызываемой  $i$  – влияющей величиной для счетчика соответствующего класса точности;

$\delta qi$  – пределы допускаемой основной относительной погрешности при измерении реактивной энергии, вызываемой  $i$  – влияющей величиной для счетчика соответствующего класса точности.

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

**2.6.11 При измерении коэффициента мощности cos φ**

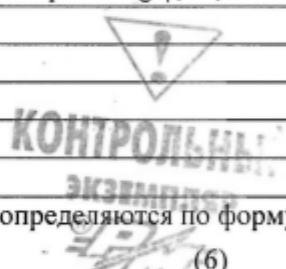
Допускаемая основная относительная погрешность при измерении cos φ не превышает ± 4 %.

**2.6.12 Требования к точности при измерении полной мощности**

Допускаемая основная относительная погрешность при измерении полной мощности не превышает ± 3,0 %.

**2.6.13 Требования к точности при измерении температуры внутри корпуса счетчика**

Абсолютная погрешность при измерении температуры внутри корпуса счетчика не превышает ± 5 °С в диапазоне температур от минус 40 до плюс 85 °С.



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

Изм	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата.	<b>ВНКЛ.411152.077 РЭ</b>	Лист
							25



## 2.7 Система паролей счетчиков

Доступ к информации в счетчиках регламентирован несколькими уровнями секретности (см. приложение Д).

**Публичный клиент (PC)** не требует ввода пароля. Для считывания доступны:

-логическое имя устройства (расшифровку см. в приложении Д);

-текущее время ЧРВ счетчиков.

**Считыватель показаний (MR)** требует ввода пароля. Параметры для считывания описаны в приложении Д

**Конфигуратор (US)** требует ввода пароля. Параметры для считывания и конфигурирования описаны в приложении Д.

Подробнее – см. Стандарт организации СТО ВНКЛ.1 4-2015 - «Руководство по обмену данными в счетчиках электроэнергии. Сопроводительная документация по чтению, тарификации и управлению нагрузкой».

**ВНИМАНИЕ!** В целях обеспечения информационной безопасности при вводе в эксплуатацию счетчиков рекомендуется изменить заводские установки паролей.

Подробнее – см. приложение Ж.

## 2.8 Считывание измерительной информации со счетчиков

Считывание информации со счетчиков выполняется локально по оптопорту или интерфейсам RS-485.

Считывание измерительной информации выполняется с обязательным вводом пароля уровня «Считыватель показаний (MR)» устанавливаемого соединения (см. выше).

Считывание измерительной информации возможно выполнять также с использованием коммуникаторов различных типов, встраиваемых в специально предназначенных для этого отсеке в корпусе счетчика. Питание коммуникаторов осуществляется через разъем, расположенный в отсеке коммуникатора счетчиков, обмен данными между счетчиком и коммуникатором происходит через интерфейс ИСК, расположенный в отсеке коммуникаторов счетчиков.

**Считывание информации по интерфейсам RS-485-1, RS-485-2** выполняют при помощи специализированных устройств АС, например МТ с использованием конвертора USB-RS, МКС и др. Обмен данными выполняется по запросу устройств АС.

При использовании МТ используется программа Setting\_dlms.exe (см. руководство по эксплуатации МТ). При использовании других устройств АС считывание данных выполняют в соответствии с указаниями, приведенными в эксплуатационной документации на соответствующее устройство.

**Внимание!** Адрес интерфейса RS-485 должен находиться в диапазоне от 16 до 255 включительно.

**Считывание информации по оптопорту** выполняется при помощи программы Setting\_dlms.exe (см. руководство пользователя на программу, электронный документ) с использованием устройства сопряжения оптического УСО-2 или аналогичного (далее - УСО).

Перечень данных, доступных для считывания со счетчиков, приведен в таблице Д.1.



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

Изм	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата.	ВНКЛ.411152.077 РЭ	Лист
							26

## 2.9 Конфигурирование счетчиков

Конфигурирование счетчиков по любому из резидентных интерфейсов возможно только при вводе пароля уровня «Конфигуратор (US)» (см. выше).

Конфигурирование счетчиков можно выполнить перед установкой на место эксплуатации или непосредственно в процессе эксплуатации.

Конфигурирование счетчиков через интерфейсы RS-485-1 RS-485-2 выполняется при помощи программы Setting\_dlms.exe при помощи конвертора USB-RS, входящего в состав МТ.

Конфигурирование счетчиков через оптопорт выполняется при помощи программы Setting\_dlms.exe при помощи УСО, входящего в состав МТ.

Порядок работы с программой – конфигуратором Setting\_dlms.exe описан в руководстве по эксплуатации МТ.

Конфигурирование счетчиков через ИСК выполняется при помощи устройств АС в зависимости от типа встраиваемого коммуникатора, установленного в отсек коммуникатора счетчика. При использовании встраиваемого коммуникатора GSM конфигурирование счетчиков выполняется при помощи программы Setting\_dlms.exe. При использовании коммуникатора RFPLC конфигурирование выполняется при помощи маршрутизатора каналов связи РИМ 099.03 или иных устройств АС.

Порядок работы с программой – конфигуратором Setting\_dlms.exe описан в руководстве по эксплуатации МТ.

При использовании для конфигурирования иных устройств АС следует руководствоваться указаниями, приведенными в эксплуатационной документации на используемое устройство.

Начальные установки при выпуске счетчиков из производства приведены в приложении Е.

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



Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата.	ВНКЛ.411152.077 РЭ	Лист
							27

## 2.10 Комплект поставки счетчиков

Комплект поставки счетчиков приведен в таблице 32.

Таблица 32

Обозначение, наименование	Комплект поставки		
	ВК1	ВК2	ВК3
Счетчик электрической энергии трехфазный статический РиМ 489.23 ( РиМ 489.24, РиМ 489.25, РиМ 489.30, РиМ 489.32, РиМ 489.34, РиМ 489.36, РиМ 489.38 ) в упаковке	1 шт.	1 шт.	1 шт.
Паспорт	1 экз.	1 экз.	1 экз.
Коммуникатор GSM РиМ 071.21 ВНКЛ.426477.041	-	1 шт.	-
Коммуникатор RFPLC РиМ 090.01 ВНКЛ.426477.042	-	-	1 шт.
Руководство по эксплуатации ВНКЛ.411152.077 РЭ	1) 2) 4)		
Методика поверки ВНКЛ.411152.077 ДИ	1) 3) 4)		
Терминал мобильный РиМ 099.01 ВНКЛ.426487.030	1)		
Устройство проверки ИСК ВНКЛ.411724.281	1) 3)		
Программа –конфигуратор Setting_dlms.exe	1) 4)		
Руководство по обмену данными в счетчиках электроэнергии. Сопроводительная документация по чтению, тарификации и управлению нагрузкой СТО ВНКЛ.1 4-2015	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

## 2.11 Устройство и работа

### 2.11.1 Конструктивное исполнение

Основой конструкции счетчиков является электронный блок, состоящий из платы контроллера, на которой закреплен источник питания счетчика и кассета клеммной колодки, образующая цоколь счетчика. Электронный блок покрыт влагозащитным покрытием и закреплен в основание корпуса.

Электронный блок закрыт прозрачной крышкой, на которой нанесен шильдик с нанесенными на нем обозначениями. Крышка крепится к основанию корпуса в нижней части – винтами, в верхней части – пломбировочным винтом с отверстием для установки свинцовой пломбы. Крышка содержит отсек, предназначенный для установки коммуникатора (отсек коммуникатора), который закрывается отдельной крышкой. В отсеке коммуникатора расположен батарейный отсек элемента питания ЧРВ с отдельной пломбируемой крышкой.

На плате контроллера расположены клеммы (разъем ДВВ/ТМ), на которые выведены конфигурируемые импульсные выходные устройства (ТМ1, ТМ2, ТМ3, ТМ4) и контакты для подключения интерфейсов RS-485-1, RS-485-2, клеммы дискретных входов (IN1, IN2), а также клеммы для подключения цепей напряжения пофазно (А,В,С), клеммы для подключения резервного источника питания (контакты 12, 13), сенсоры электронных пломб и клеммы РУ (см. приложение Е).

Клеммная колодка счетчика имеет клеммные зажимы для подключения каждой фазы и для подключения нулевого провода.

Клеммная колодка и клеммники в процессе эксплуатации закрыты клеммной крышкой, снабженной местами для установки пломбы энергосбытовой организации.

Для установки счетчика на месте эксплуатации в нижней части основания имеется 2 отверстия под крепежные винты, а в верхней части основания – петля.

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

Изм	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата.	Лист

**ВНКЛ.411152.077 РЭ**

### 2.11.2 Принцип работы счетчика

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

Цифровой сигнал, пропорциональный мгновенной мощности (активной и реактивной), обрабатывается микроконтроллером пофазно. По полученным значениям мгновенной мощности формируются накопленные значения количества активной и реактивной электрической энергии:

- активной импорт (прием) по 1 и 4 квадрантам по тарифно;
- активной экспорт (отдача) по 2 и 3 квадрантам без тарификации;
- реактивной импорт (прием) по 1 и 2 квадрантам без тарификации;
- реактивной экспорт (отдача) по 3 и 4 квадрантам без тарификации.

Расположение квадрантов соответствует геометрическому представлению С.1 ГОСТ 31819.23-2012.

### 2.11.3 Устройство и работа основных узлов счетчика

Основными узлами счетчиков являются:

- электронный блок;
- клеммная колодка, предназначенная для подключения к цепям тока и напряжения;
- измерительный преобразователь тока – токовые трансформаторы, преобразующие величину тока в напряжения, необходимые для обработки контроллером;

Электронный блок состоит из следующих функциональных узлов:

- измерительный преобразователь напряжения;
- источник питания;
- измеритель;
- контроллер
- часы реального времени (ЧРВ);
- энергонезависимая память;
- блок светодиодной индикации;
- устройство индикации;
- узел электронных пломб;
- блок дискретных входов;
- интерфейсный узел оптопорта;
- УКН или РУ.
- блок ДПМП.

В качестве измерительного преобразователя тока используются трансформаторы тока с подавлением влияния постоянной составляющей.

В качестве измерительных преобразователей напряжения используются резистивные делители.

**Источник питания** – выполнен по схеме импульсного источника питания и вырабатывает основные напряжения питания всех узлов счетчика. На плату выведены клеммы 12 и 13 для подключения резервного источника питания переменного или постоянного тока (см. таблицу 1), при использовании источника постоянного тока полярность подключения не имеет значения.

**Измеритель** - выполнен на специализированной измерительной микросхеме, которая включает в себя усилители каналов тока и напряжения, шесть АЦП. Имеет внутренний источник опорного напряжения. Измеритель-контроллер включает также защитные и помехоснижающие элементы. Осуществляет обработку результатов измерения измерительных каналов.

**Контроллер** - осуществляет обработку результатов измерителя, управление интерфейсами счетчика, а также осуществляет обмен информацией с энергонезависимой памятью.



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

Изм	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата.	ВНKL.411152.077 PЭ	Лист
							29

**ЧРВ** счетчика входит в состав **контроллера**, обеспечивающего низкое потребление и высокую стабильность суточного хода часов за счет температурной коррекции частоты кварцевого резонатора, в том числе при отсутствии сетевого напряжения. ЧРВ имеет резервное питание от литиевого источника, обеспечивающего ход ЧРВ при отсутствии сетевого питания в течение 10 лет. Литиевый источник расположен в отдельном отсеке, который позволяет выполнять его замену без нарушения пломбы поверителя.

**Энергонезависимая память** предназначена для хранения показаний и настроек счетчика при отключении напряжения сети, а также для хранения журналов счетчика. Время сохранения данных в энергонезависимой памяти более 40 лет. Энергонезависимая память имеет емкость 1 МБайт (RAM). Счетчик каждую секунду выполняет перезапись измерительной информации с проверкой контрольной суммы всего блока данных.

**Блок светодиодной индикации** – одноцветный индикатор ТМ (см. рисунок Е.1), работающий синхронно с испытательным выходом ТМ1.

**Дискретные входы** предназначены для реализации функции телесигнализации и телеуправления. Дискретные входы имеют внутренний источник питания 24 В, гальванически развязанный от цепей счетчика. Входы предназначены для обработки сигналов типа «сухой контакт» и имеют ток короткого замыкания не более 8 мА. Изменения состояний дискретных входов и выходов записываются в журнал вместе с меткой времени.

**Устройство индикации.** Дисплей устройства индикации выполнен на основе многофункционального жидкокристаллического индикатора. На дисплее отображаются показания счетчика в соответствии с заданным режимом отображения (по всем индицируемым величинам, перечень которых задается при конфигурировании счетчика - текущие, потарифно, на РДЧ, показания ЧРВ счетчика и др.). При включении счетчика на дисплее отображаются все сегменты индикатора, что позволяет проверить работоспособность дисплея.

Показания счетчика на дисплее можно быстро просмотреть с помощью КнУ1 и КнУ2. Дисплей счетчиков снабжен подсветкой. Подсветка включается при помощи кнопки КнУ1 и КнУ2 (краткое нажатие), отключается через 30 с после последнего нажатия на КнУ.

Устройство индикации может работать без сетевого напряжения. Для включения необходимо в течение двух секунд удерживать КнУ (любую из кнопок). Набор выводимых параметров при работе без сетевого напряжения ограничен (см. таблицу Ж.1). Подсветка дисплея без сетевого напряжения не включается.

**Узел электронных пломб** предназначен для обнаружения и фиксации вскрытия корпуса счетчика (ЭПл) и клеммной крышки (ЭПлК). Питание модуля при отсутствии сетевого напряжения осуществляется от элемента питания ЧРВ, поэтому узел электронных пломб фиксирует все моменты вскрытия с занесением соответствующих данных в журналы счетчика.

**Блок ДПМП** состоит из трех датчиков, фиксирующих магнитное поле силой более 2,5 мТл.

**Интерфейс ИСК** - интерфейс связи с коммуникатором, скорость не менее 9600 Бод.

**Интерфейсы RS-485**

Счетчики имеют 2 независимых интерфейса. Каждый интерфейс RS-485 является адресным, двунаправленным и позволяет получить всю информацию, имеющуюся в счётчике, а также запрограммировать различные параметры и режимы работы.

Скорость обмена по интерфейсу RS-485 от 9600 до 115200 Бод.

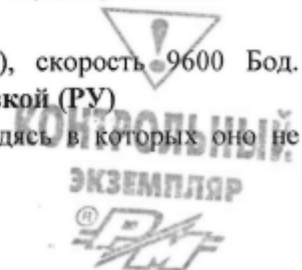
Питание интерфейсов RS-485 – внутреннее с гальванической развязкой от цепей счетчика.

Выводы интерфейсов RS-485 выведены на плату электронного блока.

**Оптический порт** соответствует ГОСТ IEC 61107-2011 (режим E), скорость 9600 Бод.

**Устройство коммутации нагрузки (УКН) или реле управления нагрузкой (РУ)**

УКН имеет два устойчивых состояния (включено и отключено), находясь в которых оно не потребляет энергии. Энергия потребляется только в момент переключения.



Подп. и дата
Имя, № дубл.
Взам. инв. №
Подп. и дата
Имя № подл.

Изм	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата.	Лист

**ВНКЛ.411152.077 РЭ**

## 2.12 Средства измерения, инструмент и принадлежности

Перечень средств измерения, инструментов и принадлежностей, необходимых для проведения монтажа и эксплуатации счетчиков, приведен в таблице 33.

Таблица 33

Обозначение	Наименование	Количество	Назначение
ВНКЛ.426487.030	Терминал мобильный РиМ 099.01	1	Считывание показаний, управление УКН (РУ), наладка АС

Перечень средств измерения, инструментов и принадлежностей, необходимых для проведения поверки, приведен в методике поверки ВНКЛ.411152.077 ДИ. Конфигурирование счетчика осуществляется при помощи МТ или специализированных АС.

## 2.13 Маркировка и пломбирование

2.12.1 Маркировка счетчика, содержащая тип счетчика, фирменный знак производителя, заводской номер, штриховой код счетчика, год выпуска и другие символы, предусмотренные ГОСТ 31818.11-2012, нанесены на корпусе счетчика.

2.12.2 Корпус счетчика пломбируется пломбой Поверителя. Пломба устанавливается в отверстия на приливах основания и крышки счетчика (см. приложение Б).

**Внимание!** Пломбу на счетчик следует навешивать только с использованием мононити полиэфирной термофиксированной диаметром 0,4-0,5 мм ТУ 6-13-05018335-57-96 или аналогичной по техническим характеристикам. Использование пломбировочной проволоки или комбинированной лески пломбировочной недопустимо.

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



Изм	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата.	ВНКЛ.411152.077 РЭ	Лист
							31



### 3 ИСПОЛЬЗОВАНИЕ СЧЕТЧИКОВ

#### 3.1 Эксплуатационные ограничения

3.1.1 Подача на счетчики напряжения более предельного рабочего напряжения (см. раздел 2.2) в течение длительного времени может привести к выходу счетчика из строя.

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

3.1.3 Запрещается подключать к клеммам напряжения А, В, С счетчиков любые виды электрических нагрузок, включая внешние коммуникаторы (исключая специализированные встроенные коммуникаторы). Такого рода нагрузки следует подключать к внешнему по отношению к счетчику оборудованию.

#### 3.2 Подготовка счетчиков к использованию

##### 3.2.1 Меры безопасности

По защите обслуживающего персонала счетчики относятся к классу защиты II по ГОСТ 12.2.007.0-75.

Монтаж и эксплуатация счетчиков должны проводиться в соответствии с действующими правилами технической эксплуатации электроустановок.

Монтаж, демонтаж, вскрытие, поверку и клеймение должны производить специально уполномоченные организации и лица согласно действующим правилам по монтажу электроустановок.

##### 3.2.2 Порядок внешнего осмотра счетчика перед установкой

Перед установкой счетчика следует проверить внешним осмотром:

- целостность корпуса счетчика, элементов конструкции, клемм для подключения к сети;
- наличие пломбы службы поверки.

##### 3.2.3 Порядок установки счетчика

3.2.3.1 Включение счетчика в сеть должно производиться квалифицированным электромонтером.

##### 3.2.3.2 Установка счетчика производится в следующем порядке:

- а) обесточить сеть для установки счетчика;
- б) разметить по установочным размерам счетчика и просверлить крепежные отверстия (в случае замены подобрать выдвиганием кронштейна расстояние между верхней и нижними крепежными точками);
- в) затянуть винты крепления кронштейна к основанию корпуса счетчика;
- г) установить счетчик на крепежные отверстия;
- д) подсоединить провода от ввода электрической энергии и нагрузки к счетчику в соответствии со схемой подключения, имеющейся на клеммной крышке (см. приложение А);
- е) затянуть все контактные винты клеммников на клеммной колодке.

*При установке счетчиков непосредственного включения рекомендуется применять монтажный компаунд или проводящую пасту при подключении алюминиевых проводов к зажимам счетчика. После нанесения пасты на место контакта затянуть соединение, подождать несколько минут, а затем подтянуть еще раз. Это ослабит влияние текучести алюминия в холодном состоянии;*

ж) установить в отсек коммуникаторов счетчика необходимый тип коммуникатора, руководствуясь указаниями, приведенными в эксплуатационной документации на коммуникатор;

з) подать напряжение сети на счетчик;



КОНТРОЛЬНЫЙ  
ЭКЗЕМПЛЯР  
РА

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

Изм	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата.	ВНКЛ.411152.077 РЭ	Лист
							32



и) убедиться, что на дисплее счетчика последовательно отображаются данные: номер версии, заводской номер счетчика и далее показания счетчика (подробнее – см. приложение Д);

к) провести конфигурирование счетчика по любому из интерфейсов (см. приложение И) при помощи МТ (см. руководство по эксплуатации МТ, электронный документ) или других устройств АС (см. руководство по эксплуатации соответствующего устройств АС);

Примечание – Рекомендуется выполнять конфигурирование счетчиков до установки на место эксплуатации.

**Внимание! Подключение интерфейсов RS-485 выполнять при отключенном сетевом напряжении**

л) Проверить работоспособность счетчика. После подачи напряжения на счетчик и при наличии тока нагрузки индикатор ТМ должен периодически мигать с частотой, пропорциональной мощности.

Частота мигания индикатора ТМА:

-для счетчиков непосредственного включения индикатор приблизительно 3 раза в секунду при подключении мощности нагрузки 1 кВт по каждой фазе.

-для счетчиков, подключаемых с использованием трансформаторов тока приблизительно 3 раза в секунду при подключении мощности нагрузки 0,1 кВт по каждой фазе (по вторичной цепи, с учетом коэффициента трансформации трансформаторов тока)

-для счетчиков, подключаемых с использование трансформаторов тока и напряжения приблизительно 1 раз в 3 секунды при подключении нагрузки мощностью 0,1 кВт по каждой фазе (по вторичным цепям, с учетом коэффициентов трансформации).

Убедиться, что все знаки на дисплее отображаются без искажений (см. приложениеД).

Проверить возможность перебора величин на дисплее при помощи КнУ.

м) проверить работоспособность интерфейсов счетчика при помощи МТ или других устройств АС.

н) проверить работоспособность коммуникатора (при наличии)

о) занести данные трансформаторов тока и напряжения в таблицу на клеммной крышке счетчиков, подключаемых с использованием трансформаторов тока и напряжения, закрыть таблицу прилагаемой прозрачной крышкой, оплавить два выступа фиксации крышки.

п) заполнить раздел «Свидетельство о вводе в эксплуатацию» паспорта счетчика.

р) занести данные в документы, предусмотренные организацией, проводящей установку счетчика у абонента;

с) закрыть клеммную крышку и опломбировать пломбой эксплуатирующей организации.

### 3.3 Контроль работоспособности счетчика в процессе эксплуатации

Показателями работоспособности счетчика в процессе эксплуатации являются:

- Наличие показаний на дисплее;
- Возможность перебора данных при помощи КнУ;
- Мигание индикатора ТМ с частотой, пропорциональной мощности, подаваемой на счетчик;
- Передача данных по имеющимся интерфейсам;
- На дисплее не должно быть символов, свидетельствующих о неисправности ЧРВ, нарушении электронных пломб, о разряде батареи ЧРВ (см. приложение Д);
- На дисплее должны быть все символы, показывающие наличие фазного напряжения.



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

Изм	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата.	ВНКЛ.411152.077 РЭ	Лист
							33

#### 4 ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ

4.1 Счетчики являются автоматическими приборами и специальных мер по техническому обслуживанию не требуют.

4.2 При появлении на дисплее счетчика символов, свидетельствующих о разряде элемента питания ЧРВ, или при появлении соответствующего статусного сообщения, необходимо заменить батарею. Методика приведена в приложении К.

4.3 Проверка счетчиков проводится по ВНКЛ.411152.077 ДИ. Межповерочный интервал 16 лет.

#### 5 ТЕКУЩИЙ РЕМОНТ

Счетчики не подлежат ремонту на месте эксплуатации.

#### 6 ТРАНСПОРТИРОВАНИЕ И ХРАНЕНИЕ

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

6.2 Условия транспортирования: в транспортной и потребительской таре при условии тряски с ускорением не более 30 м/с<sup>2</sup> 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.

6.3 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.

#### 7 УКАЗАНИЯ ПО ЭКСПЛУАТАЦИИ

7.1 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.

7.2 Установка, монтаж и эксплуатация счетчиков должны производиться в соответствии с руководством по эксплуатации и паспортом. Схемы подключения счетчиков приведены в приложении А.

7.3 При установке счетчиков рекомендуется использовать ограничители перенапряжений нелинейные ОПН-П-0,4/(0,38-0,5) УХЛ1 или аналогичные.

7.4 Потребителю электрической энергии, эксплуатирующему счетчик, **запрещается** проводить любые работы по установке, монтажу и техническому обслуживанию счетчиков.

КОНТРОЛЬНЫЙ  
ЭКЗЕМПЛЯР

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

Изм	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата.	ВНКЛ.411152.077 РЭ	Лист
							34

## 8 ГАРАНТИИ ИЗГОТОВИТЕЛЯ

8.1 Изготовитель гарантирует соответствие счетчиков требованиям ТУ 4228-076-11821941-2015, ГОСТ 31818.11-2012, ГОСТ 31819.21-2012, ГОСТ 31819.22-2012, ГОСТ 31819.23-2012 при соблюдении условий эксплуатации, хранения и транспортирования.

8.2 Гарантийный срок эксплуатации счетчиков – 5 лет.

Гарантийный срок исчисляется с даты ввода счетчиков в эксплуатацию.

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

8.3 Гарантийные обязательства не распространяются на счетчики:

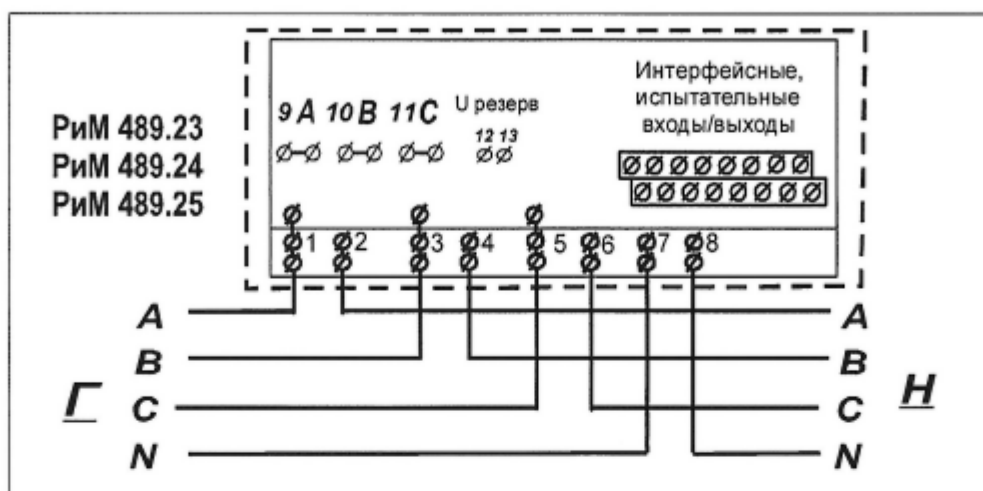
- а) с нарушенной пломбой поверителя;
- б) со следами взлома, самостоятельного ремонта;
- в) с механическими повреждениями элементов конструкции счетчиков или оплавлением корпуса, вызванными внешними воздействиями или плохой затяжкой винтов клеммной колодки;
- г) с повреждениями, вызванными воздействиями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



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

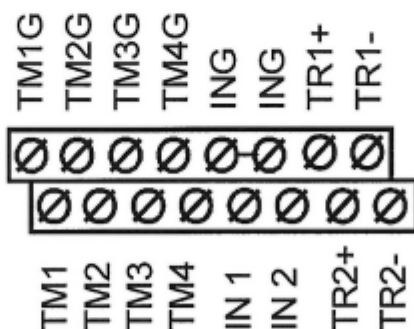
Изм	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата.	<b>ВНКЛ.411152.077 РЭ</b>	Лист
							35

**ПРИЛОЖЕНИЕ А**  
**(обязательное)**  
**Схемы подключения счетчиков при эксплуатации**



На схеме подключения обозначено:  
 Г – сторона генератора;  
 Н – сторона нагрузки;  
 А, В, С, N – фазы А, В, С, и нуль трехфазной четырехпроводной сети соответственно  
 1, 2, 3, 4, 5, 6 – контакты для подключения сетевого напряжения при эксплуатации (фазы А, В, С соответственно).  
 7, 8 – контакты для подключения нуля (N).  
 9 (А), 10 (В), 11(С) – контакты для подключения цепей напряжения измерительной установки при проведении поверки, фазы А, В, С соответственно  
 Узерев (12, 13) - контакты для подключения резервного источника питания  
 Интерфейсные, испытательные входы/выходы – см. рисунок А.2

Рисунок А.1 – Схема подключения счетчиков РИМ 489.23, РИМ 489.24, РИМ 489.25



На схеме обозначено:  
 TM1, TM2, TM3, TM4, – электрические испытательные выходы и соответствующие им выводы TM1G, TM2G, TM3G, TM4G, программно конфигурируемые согласно таблицам 1.4, 1.5, 1.6;  
 IN1, IN2 - дискретные входы и соответствующие им контакты ING;  
 TR1+, TR1-, TR2+, TR2- - выводы интерфейсов RS-485-1 RS-485-2 соответственно.

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

Изм	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата.	ВНКЛ.411152.077 РЭ	Лист
							36

Изм	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата.
Изм	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата.

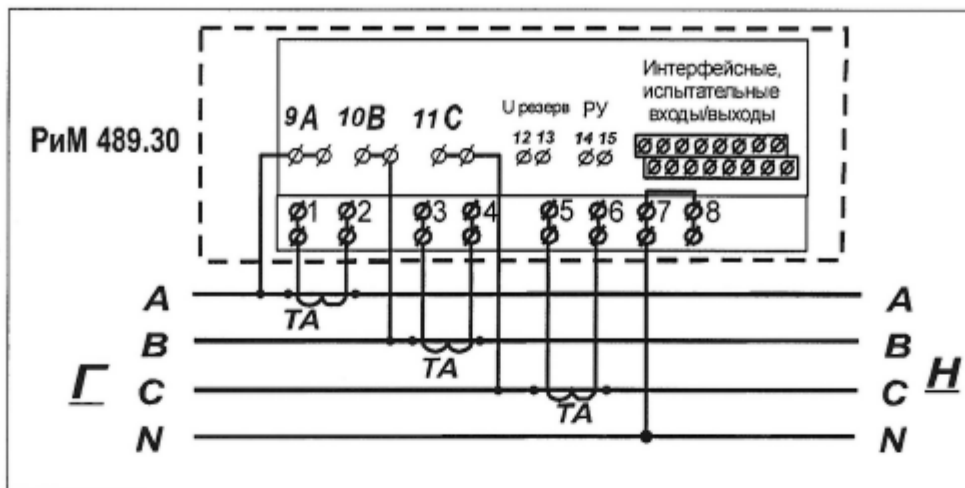
Подп. и дата

Изм. № дубл.

Взам. инв. №

Подп. и дата

Изм. № подл.



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 (U резерв) - контакты для подключения резервного источника питания;

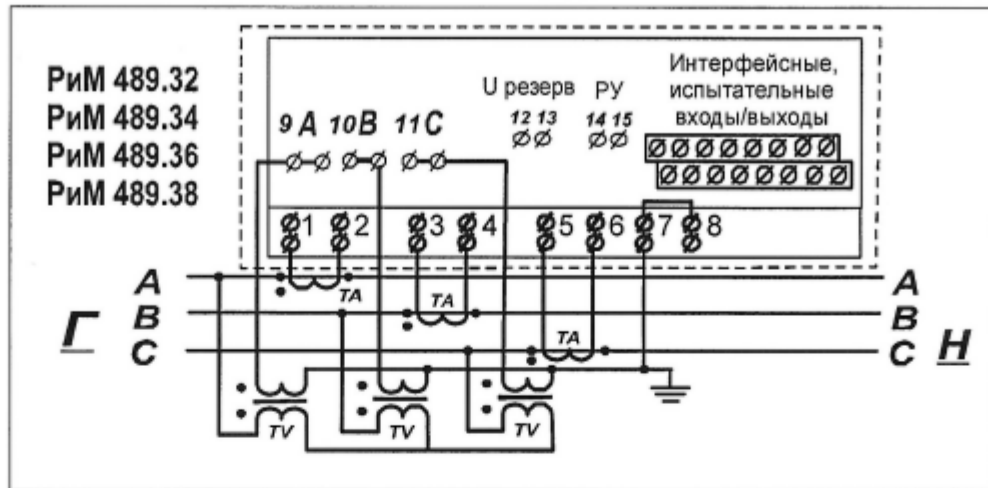
14, 15 (РУ) – контакты реле управления;

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

Рисунок А.3 – Схема подключения счетчиков РиМ 489.30

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата.





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.

TV – трансформатор напряжения

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 (Uрезерв) - контакты для подключения резервного источника питания;

14, 15 (РУ) – контакты реле управления;

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

Рисунок А.4 – 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.



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

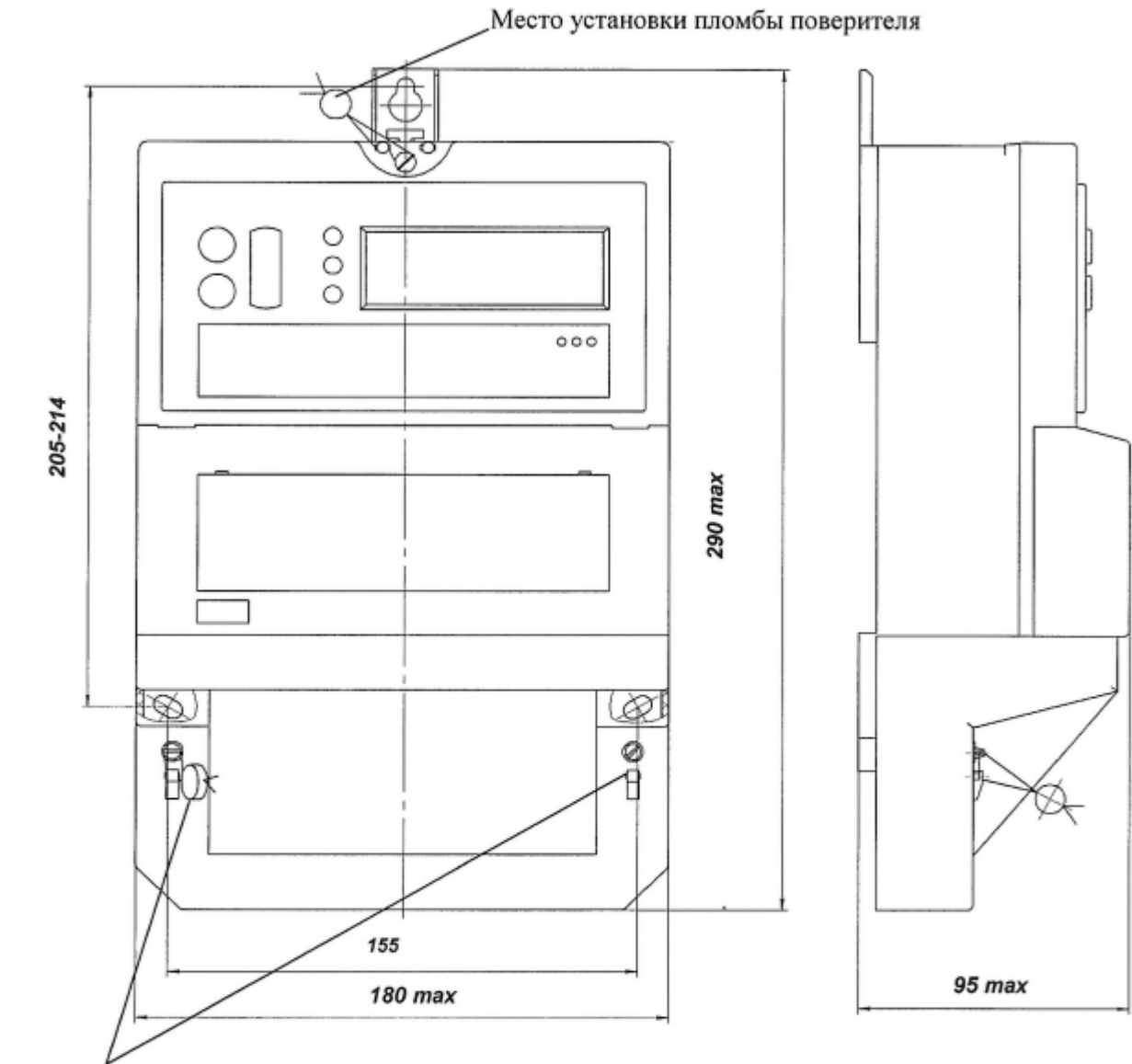
Изм	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата.

ВНКЛ.411152.077 РЭ

Лист  
38



**ПРИЛОЖЕНИЕ Б**  
**(обязательное)**  
**Габаритные, установочные размеры и места установки пломб**



Места установки пломб эксплуатирующей организации (одно из двух показанных)

Рисунок Б.1



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

Изм	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата.

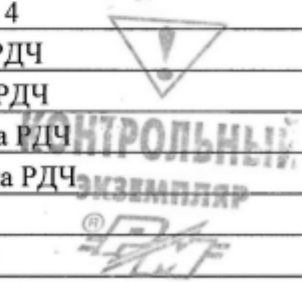
**ВНКЛ.411152.077 РЭ**





Таблица В.1 Коды OBIS

№п/п	OBIS -код	Параметр
Группа 1		
1	1.0.1.8.1.255	активная энергия по 1 тарифу
2	1.0.1.8.2.255	активная энергия по 2 тарифу
3	1.0.1.8.3.255	активная энергия по 3 тарифу
4	1.0.1.8.4.255	активная энергия по 4 тарифу
5	1.0.1.8.5.255	активная энергия по 5 тарифу
6	1.0.1.8.6.255	активная энергия по 6 тарифу
7	1.0.1.8.7.255	активная энергия по 7 тарифу
8	1.0.1.8.8.255	активная энергия по 8 тарифу
9	0.0.0.9.2.255	Дата
10	0.0.0.9.1.255	Время
Группа 2		
11	1.0.1.17.1.255	активная энергия по 1 тарифу на РДЧ
12	1.0.1.17.2.255	активная энергия по 2 тарифу на РДЧ
13	1.0.1.17.3.255	активная энергия по 3 тарифу на РДЧ
14	1.0.1.17.4.255	активная энергия по 4 тарифу на РДЧ
15	1.0.1.17.5.255	активная энергия по 5 тарифу на РДЧ
16	1.0.1.17.6.255	активная энергия по 6 тарифу на РДЧ
17	1.0.1.17.7.255	активная энергия по 7 тарифу на РДЧ
18	1.0.1.17.8.255	активная энергия по 8 тарифу на РДЧ
Группа 3		
19	1.0.1.8.0.255	активная энергия импорт
20	1.0.2.8.0.255	активная энергия экспорт
21	1.0.3.8.0.255	реактивная энергия импорт
22	1.0.4.8.0.255	реактивная энергия экспорт
23	1.0.88.8.0.255	энергия потерь А2•ч
24	1.0.89.8.0.255	энергия потерь U2•ч*
Группа 4		
25	1.0.1.17.0.255	активная энергия импорт на РДЧ
26	1.0.2.17.0.255	активная энергия экспорт на РДЧ
27	1.0.3.17.0.255	реактивная энергия импорт на РДЧ
28	1.0.4.17.0.255	реактивная энергия экспорт на РДЧ
29	1.0.88.17.0.255	энергия потерь А2•ч на РДЧ
30	1.0.89.17.0.255	энергия потерь U2•ч на РДЧ*



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

Изм	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата.

**ВНКЛ.411152.077 РЭ**

Продолжение таблицы В.1

№п/п	OBIS -код	Параметр
Группа 5		
31	1.0.21.7.0.255	фаза А текущая активная мощность
32	1.0.41.7.0.255	фаза В текущая активная мощность
33	1.0.61.7.0.255	фаза С текущая активная мощность
34	1.0.1.7.0.255	суммарная текущая активная мощность
35	1.0.23.7.0.255	фаза А текущая реактивная мощность
36	1.0.43.7.0.255	фаза В текущая реактивная мощность
37	1.0.63.7.0.255	фаза С текущая реактивная мощность
38	1.0.3.7.0.255	суммарная текущая реактивная мощность
39	1.0.29.7.0.255	фаза А текущая полная мощность
40	1.0.49.7.0.255	фаза В текущая полная мощность
41	1.0.69.7.0.255	фаза С текущая полная мощность
42	1.0.9.7.0.255	суммарная текущая полная мощность
Группа 6		
43	1.0.32.7.0.255	напряжение по фазе А
44	1.0.52.7.0.255	напряжение по фазе В
45	1.0.72.7.0.255	напряжение по фазе С
46	1.0.138.7.0.255	напряжение между фазами А и В*
47	1.0.139.7.0.255	напряжение между фазами В и С*
48	1.0.140.7.0.255	напряжение между фазами С и А*
49	1.0.31.7.0.255	ток по фазе А
50	1.0.51.7.0.255	ток по фазе В
51	1.0.71.7.0.255	ток по фазе С
52	1.0.91.7.0.255	ток по нейтрали
53	1.0.33.7.0.255	коэффициент мощности cos φ по фазе А
54	1.0.53.7.0.255	коэффициент мощности cos φ по фазе В
55	1.0.73.7.0.255	коэффициент мощности cos φ по фазе С
56	1.0.13.7.0.255	суммарный коэффициент мощности cos φ
57	1.0.14.7.0.255	частота питающей сети
Группа 7		
58	0.0.96.1.0	Серийный номер
59	0.0.96.1.1	Тип
60	0.0.96.1.2	Версия ПО
61	0.1.22.0.0-2	Скорость RS-485-1
62	0.1.22.0.0-9	Адрес RS-485-1
63	0.2.22.0.0-2	Скорость RS-485-2
64	0.2.22.0.0-9	Адрес RS-485-2
<p>Примечание - Последнее число OBIS кода (255) на дисплей не выводится. При отображении измерительной информации первые два числа (1.0.) на дисплей также не выводятся</p> <p>* на дисплей не выводится</p>		



**КОНТРОЛЬНЫЙ**  
ЭКЗЕМПЛЯР

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

**ПРИЛОЖЕНИЕ Г  
(обязательное)**

**Схемы расположения контактов, органов управления и индикаторов счетчиков**

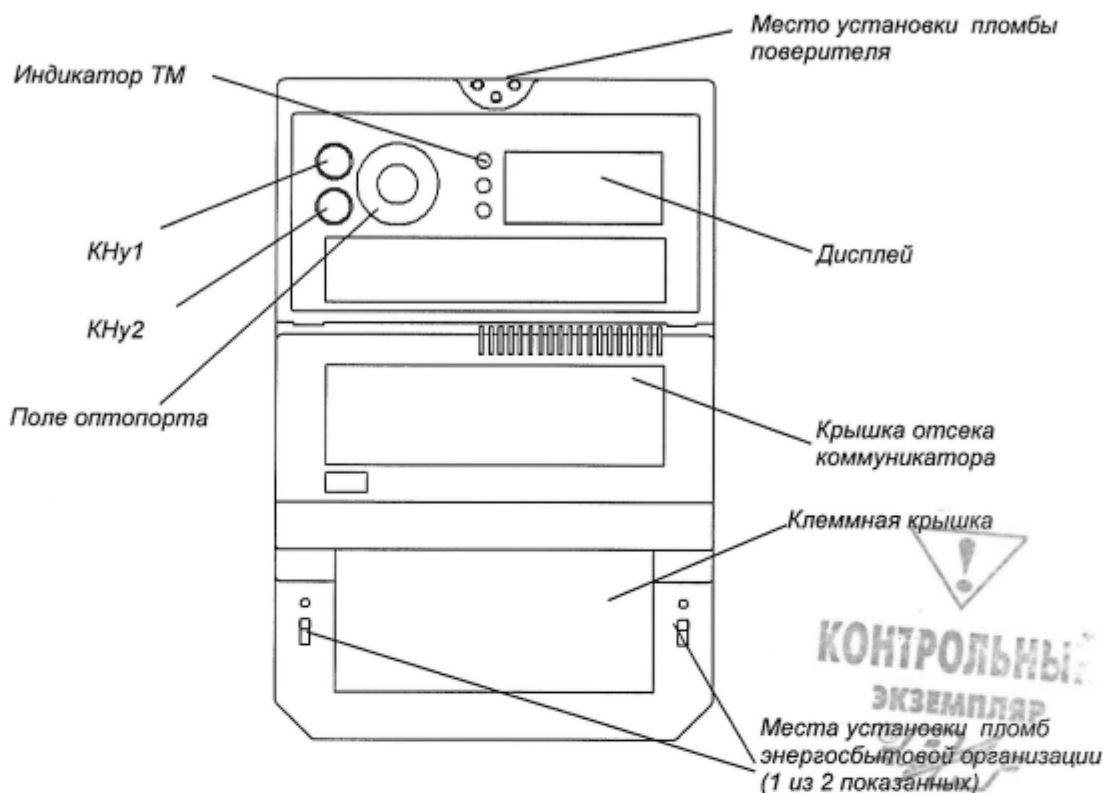


Рисунок Г.1 – Схема расположения индикаторов и органов управления счетчиков

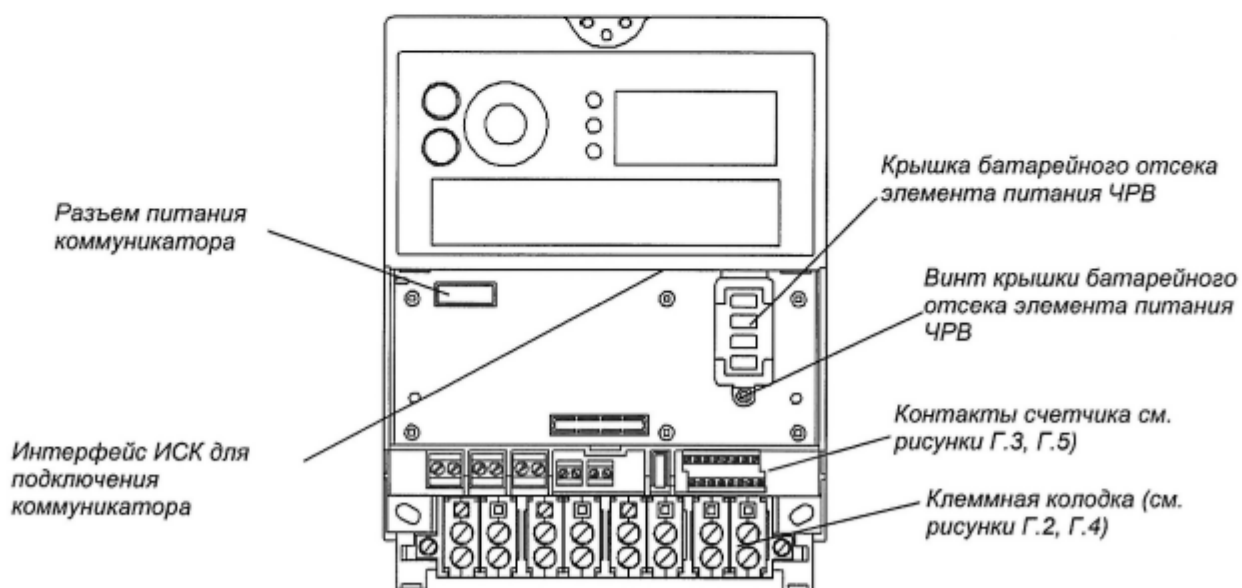


Рисунок Г.2 – Схема расположения интерфейсов, контактов и элементов отсека коммуникаторов счетчиков

Изм	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата.

**ВНКЛ.411152.077 РЭ**

Лист



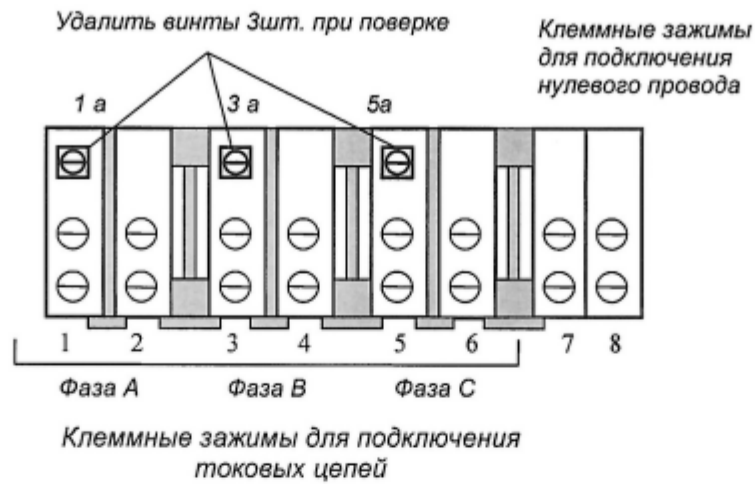


Рисунок Г.2 - Схема расположения контактов клеммной колодки счетчиков РиМ 489.23, РиМ 489.24 , РиМ 489.25

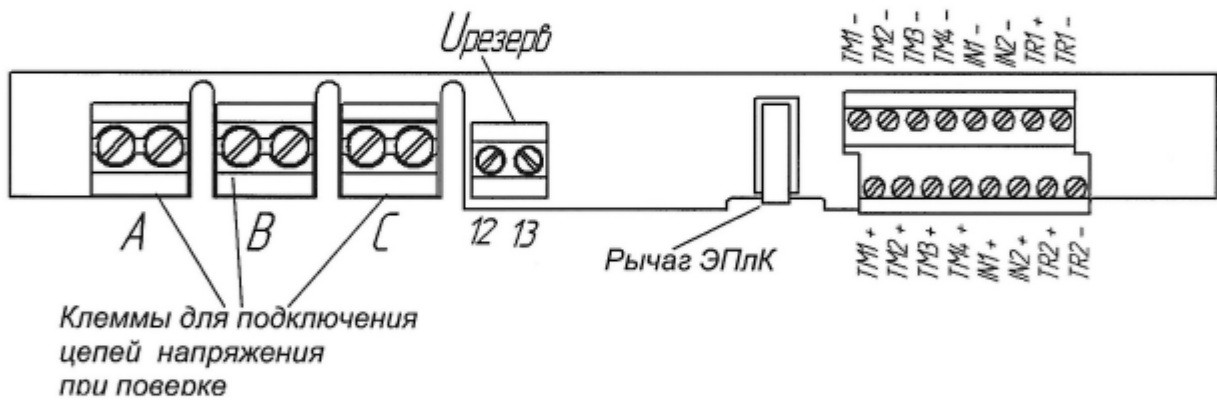


Рисунок Г.3 – Схема расположения контактов счетчиков РиМ 489.23, РиМ 489.24 , РиМ 489.25



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

Изм	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата.

**ВНКЛ.411152.077 РЭ**

Лист

45

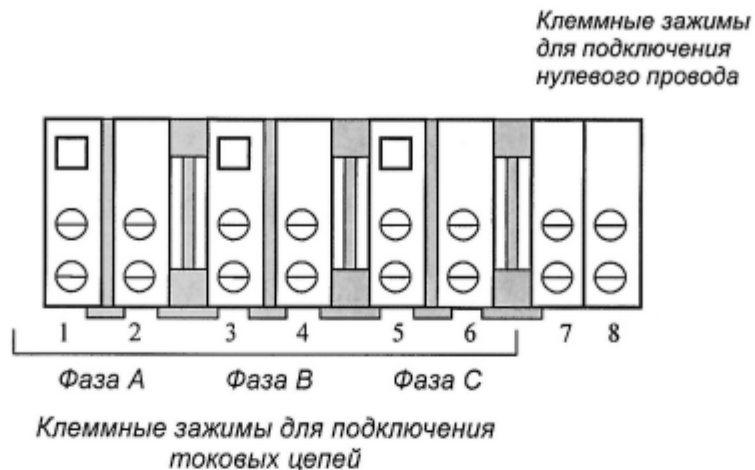


Рисунок Г.4 – Схема расположения контактов клеммной колодки счетчиков РИМ 489.30, РИМ 489.32, РИМ 489.34, РИМ 489.36, РИМ 489.38

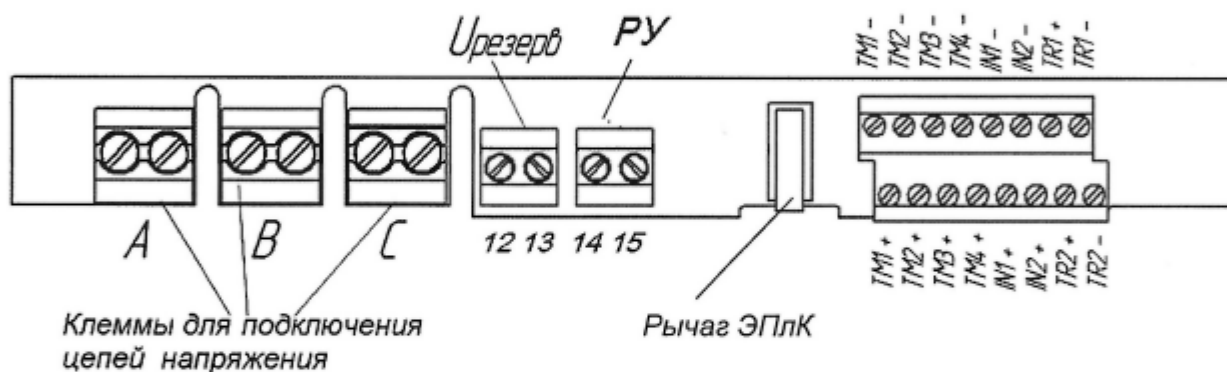


Рисунок Г.5 – Схема расположения контактов счетчиков РИМ 489.30, РИМ 489.32, РИМ 489.34, РИМ 489.36, РИМ 489.38



Изм	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата.
Изм	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата.
Изм	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата.

**ВНКЛ.411152.077 РЭ**

Лист

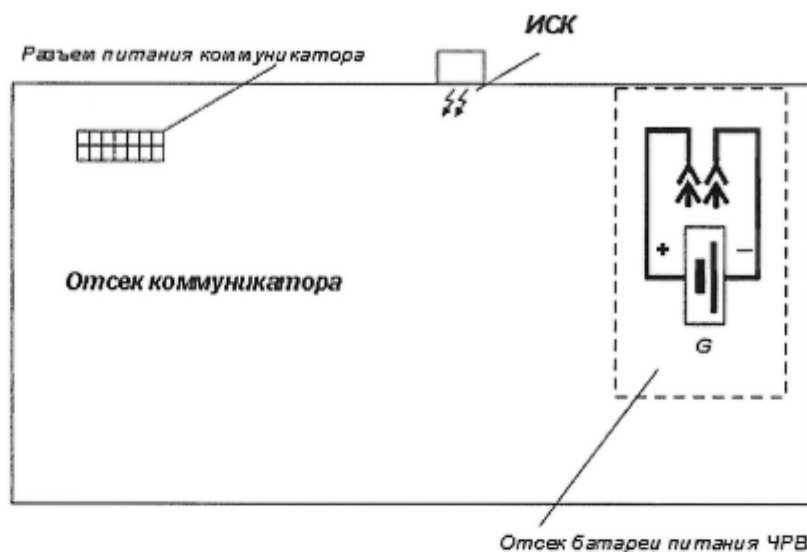
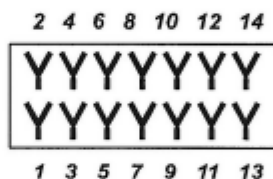


Рисунок Г.6 – Схема расположения элементов отсека коммутатора. Схема расположения контактов разъема питания коммутатора – см. рисунок Г.7



1, 2 – питание коммутатора, фаза А (к клеммам для подключения цепей напряжения, см. рисунки Е.4, Е.6);

3, 4 - свободные контакты;

5, 6 – питание коммутатора, фаза Б (к клеммам для подключения цепей напряжения, см. рисунки Е.4, Е.6);

7, 8 – свободные контакты;

9, 10, - питание коммутатора, фаза С (к клеммам для подключения цепей напряжения, см. рисунки Е.4, Е.6);

11, 12 – свободные контакты;

13, 14 - нулевой провод питания коммутатора (к контактам 7,8 клеммной колодки, см. рисунки Е.3, Е.5).

Контакты 1 и 2, 5 и 6, 9 и 10 соединены попарно

G – батарея питания ЧРВ (литиевый элемент питания 3,6 В)

Рисунок Г.7 - Схема расположения контактов разъема питания коммутатора

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

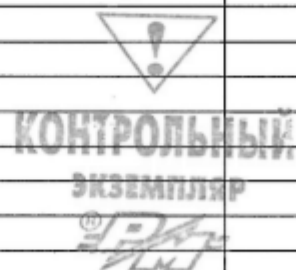
Изм	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата.	<b>ВНКЛ.411152.077 РЭ</b>	Лист
							47



Продолжение таблицы Д.1

Направление обмена	Параметр	Требуемый уровень пароля		
		PC	MR	US
	фаза А текущая реактивная мощность*		+	+
	фаза В текущая реактивная мощность*		+	+
	фаза С текущая реактивная мощность*		+	+
	суммарная текущая реактивная мощность*		+	+
	фаза А текущая полная мощность*		+	+
	фаза В текущая полная мощность*		+	+
	фаза С текущая полная мощность*		+	+
	суммарная текущая полная мощность*		+	+
	напряжение по фазе А*		+	+
	напряжение по фазе В*		+	+
	напряжение по фазе С*		+	+
	межфазное (линейное) напряжение между фазой А и В		+	+
	межфазное (линейное) напряжение между фазой В и С		+	+
	межфазное (линейное) напряжение между фазой С и А		+	+
	ток по фазе А*		+	+
	ток по фазе В*		+	+
	ток по фазе С*		+	+
	ток по нейтрали*		+	+
	коэффициент мощности cos φ по фазе А*		+	+
	коэффициент мощности cos φ по фазе В*		+	+
	коэффициент мощности cos φ по фазе С*		+	+
	суммарный коэффициент мощности cos φ*		+	+
	частота питающей сети*		+	+
	Коэффициент реактивной мощности цепи tg φ - Фаза А		+	+
	Коэффициент реактивной мощности цепи tg φ - Фаза В		+	+
	Коэффициент реактивной мощности цепи tg φ - Фаза С		+	+
	Коэффициент реактивной мощности цепи tg φ - сумма		+	+
	Напряжение прямой последовательности		+	+
	Напряжение обратной последовательности		+	+
	Напряжение нулевой последовательности		+	+
	Коэффициент не симметрии напряжений по обратной последовательности		+	+
	Коэффициент не симметрии напряжений по нулевой последовательности		+	+
	Температура внутри корпуса счетчика		+	+
	Напряжение элемента питания ЧРВ		+	+
	Журналы		+	+
	Служебная информация			
	Состояние датчика магнитного поля		+	+
	Состояние ЭПЛ		+	+
	Состояние ЭПЛк		+	+
	Режим УКН (РУ)*		+	+
	Статус качества электроэнергии		+	+
	Состояние дискретных входов/выходов		+	+
	Тарифное расписание		+	+

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



Продолжение таблицы Д.1

Направление обмена	Параметр	Требуемый уровень пароля	
	РДЧ	+	+
	Режим индикации	+	+
	Лимит мощности УПМк	+	+
	Защитный период на отключение по мощности	+	+
	Защитный период на отключение по току	+	+
	Защитный период на отключение/включения по напряжению	+	+
	Защитный период на отключение по срабатыванию ДПМП	+	+
	Порог прерывания	+	+
	Порог перенапряжения	+	+
	Порог провала	+	+
	Порог тангенс	+	+
	Порог коэффициента несимметрии	+	+
	Согласованное напряжение	+	+
	Период интегрирования пиковой мощности	+	+
	Период фиксации профиля 1	+	+
	Период фиксации профиля 2	+	+
	Режим подсветки LCD	+	+
	Режим импульсных выходов	+	+
	<u>Справочная информация</u>		
	Данные точки учета	+	+
	Коэффициент трансформации по току	+	+
	Коэффициент трансформации по напряжению	+	+
	Сопротивление линии	+	+
Запись	Дата и время счетчика		+
	Скорость RS-485-1		+
	Адрес RS-485-1		+
	Скорость RS-485-2		+
	Адрес RS-485-2		+
	<u>Службная информация</u>		
	Режим УКН (РУ)		+
	Состояние дискретных выходов		+
	Тарифное расписание		+
	РДЧ		+
	Режим индикации		+
	Лимит мощности		+
	Защитный период на отключение по мощности		+
	Защитный период на отключение по току		+
	Защитный период на отключение/включения по напряжению		+
	Защитный период на отключение по магниту		+
	Порог прерывания		+
	Порог перенапряжения		+
	Порог провала		+
	Порог тангенс		+



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



Окончание таблицы Д.1

Направление обмена	Параметр	Требуемый уровень пароля		
	Порог коэффициента несимметрии			+
	Согласованное напряжение			+
	Период пиковой мощности			+
	Период фиксации профиля 1			+
	Период фиксации профиля 2			+
	Режим подсветки LCD			+
	Режим телеметрии			+
	<u>Справочная информация</u>			
	Данные точки учета			+
	Коэффициент трансформации по току			+
	Коэффициент трансформации по напряжению			+
	Сопротивление линии			+

Уровень пароля (см. 2.7):

- публичный клиент (PC);
- считыватель показаний (MR);
- конфигуратор (US).

\* Доступно для вывода на дисплей счетчиков

\*\* Выводится без подачи сетевого питания

\*\*\* Логическое имя устройство состоит из 16 символов, первые 3 символа идентификатор производителя (RIM), 5 символов тип счетчика (например, 48930) и 8 символов заводской номер счетчика.

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



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

Изм	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата.	<b>ВНКЛ.411152.077 РЭ</b>	Лист
							51

**ПРИЛОЖЕНИЕ Е**

(обязательное)

**Описание журналов и профилей счетчиков**

Е.1 Счетчики ведут запись и сохранение результатов измерений и служебных данных в журналах в энергонезависимой памяти. Все журналы недоступны корректировке при помощи внешних программ, в том числе при помощи программы – конфигуратора.

Журналы организованы следующим образом (см. таблицу Е.1):

Таблица Е.1 – Журналы счетчиков

Напряжение – Объект **0.0.96.11.0.255** (не более 1024 записей)

Код события	Описание
1	Фаза А - пропадание напряжения
2	Фаза А - восстановление напряжения
3	Фаза В - пропадание напряжения
4	Фаза В - восстановление напряжения
5	Фаза С - пропадание напряжения
6	Фаза С - восстановление напряжения
11	Превышение коэффициента несимметрии напряжений по обратной последовательности - начало
12	Превышение коэффициента несимметрии напряжений по обратной последовательности - окончание
13	Фаза А - перенапряжение начало
14	Фаза А - перенапряжение окончание
15	Фаза В - перенапряжение начало
16	Фаза В - перенапряжение окончание
17	Фаза С - перенапряжение начало
18	Фаза С - перенапряжение окончание
19	Фаза А - провал начало
20	Фаза А - провал окончание
21	Фаза В - провал начало
22	Фаза В - провал окончание
23	Фаза С - провал начало
24	Фаза С - провал окончание
25	Неправильная последовательность фаз начало
26	Неправильная последовательность фаз окончание



Ток – Объект **0.0.96.11.1.255** (не более 256 записей)

Код события	Описание
1	Фаза А - экспорт начало
2	Фаза А - экспорт окончание
3	Фаза В - экспорт начало
4	Фаза В - экспорт окончание
5	Фаза С - экспорт начало
6	Фаза С - экспорт окончание
19	Фаза А - наличие тока при отсутствие напряжения начало

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

Изм	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата.	<b>ВНКЛ.411152.077 РЭ</b>	Лист
							52

Продолжение таблицы Е.1

Код события	Описание
20	Фаза А - наличие тока при отсутствие напряжения окончание
21	Фаза В - наличие тока при отсутствие напряжения начало
22	Фаза В - наличие тока при отсутствие напряжения окончание
23	Фаза С - наличие тока при отсутствие напряжения начало
24	Фаза С - наличие тока при отсутствие напряжения окончание
25	Фаза А - превышение максимального тока начало
26	Фаза А - превышение максимального тока окончание
27	Фаза В - превышение максимального тока начало
28	Фаза В - превышение максимального тока окончание
29	Фаза С - превышение максимального тока начало
30	Фаза С - превышение максимального тока окончание

Вкл/Выкл – Объект 0.0.96.11.2.255 (не более 256 записей)

Код события	Описание
1	Выключение счетчика
2	Включение счетчика
3	Выключение нагрузки дистанционное
4	Включение нагрузки дистанционное
5	Получение разрешения на включение нагрузки
6	Выключение нагрузки ручное
7	Включение нагрузки ручное
8	Выключение нагрузки локальное по превышению лимита мощности
9	Выключение нагрузки локальное по превышению максимального тока
10	Выключение нагрузки локальное при воздействии магнитного поля
11	Выключение нагрузки локальное по превышению напряжения
12	Включение нагрузки локальное при возвращение напряжения в норму

Внешних воздействий – Объект 0.0.96.11.4.255 (не более 256 записей)

Код события	Описание
1	Магнитное поле - начало
2	Магнитное поле - окончание
3	Срабатывание ЭПЛ
4	Срабатывание ЭПЛк



Соединений – Объект 0.0.96.11.5.255 (не более 128 записей)

Код события	Описание
1	Разорвано соединение (интерфейс)
2	Установлено соединение (интерфейс)



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

Изм	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата.

**ВНКЛ.411152.077 РЭ**

Лист

Продолжение таблицы Е.1

Соединений – Объект 0.0.96.11.6.255 (не более 128 записей)

Код события	Описание
1	Попытка несанкционированного доступа (интерфейс)

Качество сети – Объект 0.0.96.11.7.255 (не более 256 записей)

Код события	Описание
Статус	Изменение статуса качества

Тангенс – Объект 0.0.96.11.8.255 (не более 256 записей)

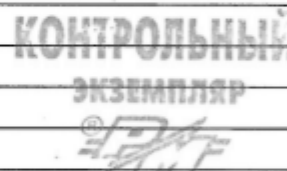
Код события	Описание
1	Превышение установленного порога - начало
2	Превышение установленного порога - окончание

Дискретных входов/выходов – Объект 0.0.96.11.9.255 (не более 256 записей)

Код события	Описание
1	Состояния входов/выходов

Самодиагностики и инициализации – Объект 0.0.96.11.10.255 (не более 256 записей)

Код события	Описание
1	Инициализация счетчика
2	Измерительный блок - ошибка
3	Измерительный блок - норма
4	Вычислительный блок - ошибка
5	Таймер - ошибка
6	Таймер - норма
7	Блок питания - ошибка
8	Блок питания - норма
9	Дисплей - ошибка
10	Дисплей - норма
11	Блок памяти - ошибка
12	Блок памяти - норма



Коррекций – Объект 0.0.96.11.3.255 (не более 1024 записей)

Код события	Описание
1	Изменение адреса RS-485-1
	Изменение скорости RS-485-1
2	Изменение адреса RS-485-2
	Изменение скорости RS-485-2
3	Установка времени

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

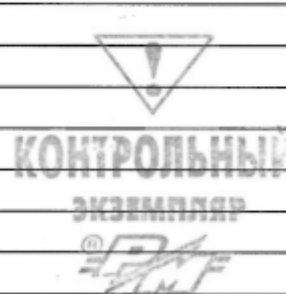
Изм	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата.

**ВНКЛ.411152.077 РЭ**

Лист

Продолжение таблицы Е.1

Код события	Описание
4	Начало летнего времени
	Окончание летнего времени
	Сдвиг летнего времени
	Режим перехода на летнее время
5	Изменение сезонного профиля ТР
6	Изменение недельного профиля ТР
7	Изменение суточного профиля ТР
8	Изменение даты активации ТР
9	Активация ТР
10	Запись РДЧ
11	Изменение режима индикации (параметры)
12	Изменение режима индикации (автопереключение)
13	Изменение пароля низкой секретности (на чтение) «MR»
14	Изменение пароля высокой секретности (на запись) «US»
15	Данные точки учета
16	Коэффициент трансформации по току
17	Коэффициент трансформации по напряжению
18	Сопротивление линии
19	Лимит мощности для отключения
20	Защитный период на отключение по мощности
21	Защитный период на отключение по току
22	Защитный период на отключение/включения по напряжению
23	Защитный период на отключение по магниту
24	Порог перерыва
25	Порог перенапряжения
26	Порог провала
27	Порог тангенс
28	Порог коэффициента несимметрии
29	Согласованное напряжение
30	Период пиковой мощности
31	Период фиксации профиля 1
32	Период фиксации профиля 2
33	Изменение режима подсветки LCD
34	Изменение режима телеметрии
35	Очистка месячного журнала
36	Очистка суточного журнала
37	Очистка журнала напряжения
38	Очистка журнала тока
39	Очистка журнала вкл /выкл
40	Очистка журнала внешних воздействий
41	Очистка журнала соединений



Подп. и дата

Инв. № дубл.

Взам. инв. №

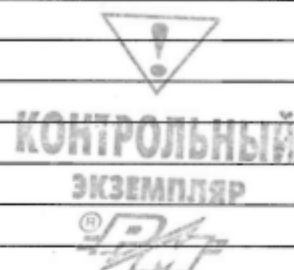
Подп. и дата

Инв. № подл

Изм	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата.	<b>ВНКЛ.411152.077 РЭ</b>	Лист
							55

Окончание таблицы Е.1

Код события	Описание
42	Очистка журнала несанкционированного доступа
43	Очистка журнала качества сети
44	Очистка журнала тангенса
45	Очистка журнала входов/выходов
46	Очистка профиля 1
47	Очистка профиля 2
48	Очистка профиля 3
49	Изменение таблицы специальных дней
50	Изменение режима управления реле
51	Сброс показаний на РДЧ
52	Режим инициативного выхода



Е.2 Счетчики ведут три профиля, два из них с программируемым интервалом (период записи) из ряда 1, 2, 3, 4, 5, 6, 10, 12, 15, 20, 30, 60 мин, третий с фиксированным интервалом 60 мин. Все профили недоступны корректировке при помощи внешних программ, в том числе при помощи программы – конфигуратора.

Профили организованы следующим образом (см. таблицу Е.2):

Таблица Е.2 – Профили счетчиков

№ параметра	Параметр	OBIS - код
1	Метка времени	0.0.1.0.0.255
2	Импорт активной энергии за период записи, кВт*ч	1.0.1.29.0.255
3	Экспорт активной энергии за период записи, кВт*ч	1.0.2.29.0.255
4	Реактивная энергия, импорт за период записи, квар*ч	1.0.3.29.0.255
5	Реактивная энергия, экспорт за период записи, квар*ч	1.0.4.29.0.255
6	Среднее напряжение фазы А, В	1.0.32.27.0.255
7	Среднее напряжение фазы В, В	1.0.52.27.0.255
8	Среднее напряжение фазы С, В	1.0.72.27.0.255
9	Средняя температура, °С	0.0.96.9.0.255
10	Продолжительность записи (длительность интервала), с	0.0.96.8.0.255

Е.3 Счетчики ведут профиль суточных показаний емкостью 186 записей. Захват показаний осуществляется в конце 24-часового периода. Профиль организован следующим образом (см. таблицу Е.3):

Таблица Е.3 – Профиль суточных показаний

№ параметра	Параметр	OBIS -код
1	Метка времени	0.0.1.0.0.255
2	Потребление по 1 тарифу от начала работы	1.0.1.8.1.255
3	Потребление по 2 тарифу от начала работы	1.0.1.8.2.255
4	Потребление по 3 тарифу от начала работы	1.0.1.8.3.255
5	Потребление по 4 тарифу от начала работы	1.0.1.8.4.255

Изм	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата.	ВНКЛ.411152.077 РЭ	Лист
							56

Подп. и дата

Инд. № дубл.

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инд. № инв.



Продолжение таблицы Е.3

№ параметра	Параметр	OBIS -код
6	Потребление по 5 тарифу от начала работы	1.0.1.8.5.255
7	Потребление по 6 тарифу от начала работы	1.0.1.8.6.255
8	Потребление по 7 тарифу от начала работы	1.0.1.8.7.255
9	Потребление по 8 тарифу от начала работы	1.0.1.8.8.255
10	Импорт активной энергии от начала работы , кВтч	1.0.1.8.0.255
11	Экспорт активной энергии от начала работы , кВтч	1.0.2.8.0.255
12	Реактивная энергия, импорт от начала работы	1.0.3.8.0.255
13	Реактивная энергия, экспорт от начала работы	1.0.4.8.0.255
14	Удельная энергия потерь в цепях тока, $\text{kA}^2\text{ч}$	1.0.88.8.0.255
15	Удельная энергия потерь холостого хода в силовых трансформаторах, $\text{kB}^2\text{ч}$	1.0.89.8.0.255
16	Время некачественной частоты	0.0.96.8.1.255
17	Статус некачественной энергии	0.0.96.5.1.255
18	Время работы счетчика	0.0.96.8.0.255

Е.4 Счетчики ведут профиль ежемесячных показаний емкостью 36 записей. Захват показаний осуществляется на РДЧ. Профиль организован следующим образом (см. таблицу Е.4):

Таблица Е.4 – Профиль ежемесячных показаний

№	Параметр	OBIS -код
1	Метка времени	1.0.0.1.2.255
2	Потребление по 1 тарифу	1.0.1.8.1.255
3	Потребление по 2 тарифу	1.0.1.8.2.255
4	Потребление по 3 тарифу	1.0.1.8.3.255
5	Потребление по 4 тарифу	1.0.1.8.4.255
6	Потребление по 5 тарифу	1.0.1.8.5.255
7	Потребление по 6 тарифу	1.0.1.8.6.255
8	Потребление по 7 тарифу	1.0.1.8.7.255
9	Потребление по 8 тарифу	1.0.1.8.8.255
10	Импорт активной энергии от начала работы	1.0.1.8.0.255
11	Экспорт активной энергии от начала работы	1.0.2.8.0.255
12	Реактивная энергия, импорт от начала работы	1.0.3.8.0.255
13	Реактивная энергия, экспорт от начала работы	1.0.4.8.0.255
15	Максимальная мощность за месяц	1.0.1.6.0.255
16	Удельная энергия потерь в цепях тока, $\text{kA}^2\text{ч}$	1.0.88.8.0.255
17	Удельная энергия потерь холостого хода в силовых трансформаторах, $\text{kB}^2\text{ч}$	1.0.89.8.0.255
18	Время работы счетчика	0.0.96.8.0.255



Имя № индв  
Подп. и дата  
Взам. инв.№  
Инв. № дубл.  
Подп. и дата

Е.5 Счетчики ведут профиль мгновенных (текущих) параметров емкостью 1 запись. Захват показаний может осуществляться в указанный момент времени (но не чаще 1 раза в сутки). Профиль организован следующим образом (см. таблицу Е.5):

Таблица Е.5 – Профиль мгновенных (текущих) параметров

№	Параметр	OBIS -код
1	Дата и время	0.0.1.0.0.255
2	Ток фазы А	1.0.31.7.0.255
3	Ток фазы В	1.0.51.7.0.255
4	Ток фазы С	1.0.71.7.0.255
5	Ток нейтрали	1.0.91.7.0.255
6	Напряжение фазы А	1.0.32.7.0.255
7	Напряжение фазы В	1.0.52.7.0.255
8	Напряжение фазы С	1.0.72.7.0.255
9	Cos ф фазы А со знаком	1.0.33.7.0.255
10	Cos ф фазы В со знаком	1.0.53.7.0.255
11	Cos ф фазы С со знаком	1.0.73.7.0.255
12	Общий Cos ф - коэффициент мощности	1.0.13.7.0.255
13	Частота сети	1.0.14.7.0.255
14	Полная мощность -кВА	1.0.9.7.0.255
15	Полная мощность фазы А -кВА	1.0.29.7.0.255
16	Полная мощность фазы В -кВА	1.0.49.7.0.255
17	Полная мощность фазы С -кВА	1.0.69.7.0.255
18	Активная мощность со знаком, кВт (+ прямая; «-» обратная)	1.0.1.7.0.255
19	Активная мощность со знаком фазы А, кВт	1.0.1.21.0.255
20	Активная мощность со знаком фазы В, кВт	1.0.1.41.0.255
21	Активная мощность со знаком фазы С, кВт	1.0.1.61.0.255
22	Реактивная мощность со знаком, квар	1.0.3.7.0.255
23	Реактивная мощность со знаком фазы А, квар	1.0.23.7.0.255
24	Реактивная мощность со знаком фазы В, квар	1.0.43.7.0.255
25	Реактивная мощность со знаком фазы С, квар	1.0.63.7.0.255
26	Потребление от начала работы	1.0.1.8.0.255
27	Генерация от начала работы	1.0.2.8.0.255
28	Реактивная энергия, импорт от начала работы	1.0.3.8.0.255
29	Реактивная энергия, экспорт от начала работы	1.0.4.8.0.255
30	Удельная энергия потерь в цепях тока, кА <sup>2</sup> ч	1.0.88.8.0.255
31	Удельная энергия потерь холостого хода в силовых трансформаторах, кВ <sup>2</sup> ч	1.0.89.8.0.255

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

Изм	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата.	<b>ВНКЛ.411152.077 РЭ</b>	Лист
							58

**ПРИЛОЖЕНИЕ Ж**  
(обязательное)

**Начальные установки счетчиков**

При выпуске из производства:

- Пароль уровня Считыватель показаний (MR)
- Пароль уровня Конфигуратор (US)

*Reader .*  
SettingRiM489.2X

**ВНИМАНИЕ!** В целях обеспечения информационной безопасности при вводе в эксплуатацию счетчиков рекомендуется изменить заводские установки паролей.

**Параметры связи по интерфейсам RS-485:**

- адрес в магистрали RS-485-1: - две последние цифры заводского номера;
- адрес в магистрали RS-485-2: две последние цифры заводского номера;

**ВНИМАНИЕ!** Если адрес интерфейса в магистрали 15 (десятичный) и меньше, то к числу следует прибавить 100 (десятичный);

- скорость обмена: 9600 Бод.

**Параметры тарификации**

- одностарифное (КСТР=0);
- расчетный день и час: день=01, час=00;
- автоматический переход на летнее/зимнее время не активирован;
- таблица выходных и праздничных дней в соответствии с официальным графиком, без корректировок;
- таблица переносов выходных и праздничных дней – пустая;
- текущее время: UTC+6.

**Функция автоматического ограничения потребляемой мощности:**

**Отключение абонента (только для счетчиков с УКН, РУ)**

- при превышении напряжения 15 % - не установлено;
- при превышении максимальной мощности - не установлено;
- при превышении максимального тока: не установлено.

**Автоматическое отключение при воздействии магнитного поля**

- установлено.

**Автоматическое включение при снижении напряжения ниже 1,15 Uном**

- не установлено.

**Управление нагрузкой (с УКН, РУ)**

- состояние УКН (РУ) – замкнуто.

**Параметры настройки профилей:**

- период фиксации профиля №1: 3 мин ;
- период фиксации профиля №2: 30 мин ;
- период фиксации профиля №3: 60 мин.

**Параметры для определения показателей качества электроэнергии:**

- опорное напряжение : номинальное напряжение 230 В;
- порог по tgφ: 1, 73;
- порог провала: 20 %;
- порог перенапряжения: 10 % .



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

Изм	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата.	<b>ВНКЛ.411152.077 РЭ</b>	Лист
							59

**Функция автоматического отслеживания событий:**

- Не активирована

**Настройки испытательных выходов**

Обозначение испытательного выхода	Функции испытательных выходов
TM1	TMA +
TM2	TMA -
TM3	TMR +
TM4	TMR -
TMA+ - испытательный выход активной энергии, импорт TMA- - испытательный выход активной энергии, экспорт TMR+ - испытательный выход реактивной энергии, импорт TMR- - испытательный выход реактивной энергии, экспорт Расположение квадрантов согласно геометрическому представлению С.1 ГОСТ 31819.23-2012	

**Параметры индикации**

на дисплей выводятся показания счетчика:

- суммарная активная энергия прямого направления (импорт),
- суммарная текущая активная мощность,
- текущая активная мощность по каждой фазе;
- текущая реактивная мощность по каждой фазе;
- суммарная текущая реактивная мощность,
- показания счетчика по 1 тарифу текущие;
- показания счетчика по 1 тарифу на РДЧ.

**Состояние журналов счетчиков:**

Журналы счетчиков могут содержать записи, произведенные во время производственного цикла.



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

Изм	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата.	ВНКЛ.411152.077 РЭ	Лист
							60

**ПРИЛОЖЕНИЕ 3  
(обязательное)**

**Методика замены элемента питания ЧРВ**

При снижении уровня заряда элемента питания ЧРВ (определяется по символу «Разряд батареи ЧРВ на дисплее счетчика, см. рисунок В.1, или по значению напряжения элемента питания ЧРВ, считанному по интерфейсам счетчика, см. таблицу Д.1) необходимо заменить элемент питания ЧРВ, расположенный в отсеке коммуникатора счетчиков (см. рисунок Г.2).

Замена выполняется в последовательности:

- обесточить сеть, к которой подключен счетчик;
- обесточить сеть резервного питания;
- снять клеммную крышку счетчика, удалив при этом пломбу энегосбытовой организации;
- снять крышку отсека коммуникатора;
- открутить винт, фиксирующий крышку батарейного отсека элемента питания ЧРВ (см. рисунок Г.2);
- аккуратно отсоединить разъем и вынуть старую батарейку;
- установить новую батарейку (ER14250-CB-LD\JST EHR02 или аналогичную по параметрам). Рекомендуется перед установкой проверить срок годности элемента питания и, если с момента выпуска элемента прошло более 12 месяцев, произвести депассивацию элемента питания, нагрузив его на сопротивление 300 Ом  $\pm$ 10% на 60 мин.

После замены элемента питания следует проверить функционирование счетчика в последовательности:

- нажать на кнопку КНу1,
- наблюдать на дисплее счетчика отображение всех сегментов, а затем выведение показаний активной энергии (импорт) по 8 тарифам;

При положительных результатах проверки закрутить винт, фиксирующий крышку батарейного отсека элемента питания ЧРВ (см. рисунок Г.2), после чего установить на место крышку отсека коммуникатора и клеммную крышку. При необходимости опломбировать клеммную крышку.

При подаче напряжения питания ход ЧРВ, остановившихся при отключении элемента питания, автоматически возобновляется с того текущего значения ЧРВ, которое было на момент отключения.

После замены необходимо выполнить синхронизацию ЧРВ при помощи программы Setting\_dlms.exe (см. руководство пользователя, электронный документ), или удаленно при помощи средств АС.



Изм	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата.

**ВНКЛ.411152.077 РЭ**

Лист

**ПРИЛОЖЕНИЕ И  
(обязательное)  
Управление нагрузкой**



Счетчики, оснащенные УКН (РУ) выполняют управление коммутацией нагрузки или управление коммутационным оборудованием, выполняющим коммутацию нагрузки (отключение/подключение абонента) при помощи встроенного УКН или РУ соответственно.

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 опция установлена при конфигурировании счетчика) в следующих случаях: при нарушении установленного режима потребления электроэнергии или при фиксации счетчиком событий, нарушающих нормальный режим работы (см. таблицу И.1)

Подключение абонента к сети выполняется в **трех режимах** (см. таблицу И.1):

- удаленно (дистанционно) при помощи устройств АС;
- локально (в ручном режиме) при помощи кнопки управления (далее – КнУ1), расположенной на лицевой поверхности счетчика (см. рисунок Г.1) при всех вариантах локального отключения или при получения разрешения на подключение от поставщика электроэнергии путем подачи команды по интерфейсам счетчиков;
- локально в автоматическом режиме, только если отключение произошло по превышению напряжения (если опция автоматического подключения выбрана при конфигурировании счетчика). Интервал времени между отключением нагрузки и повторным автоматическим включением задается программно в диапазоне от 1 до 10 мин (см. руководство пользователя на программу Setting\_dlms.exe).

**ВНИМАНИЕ!** В целях обеспечения безопасности абонента рекомендуется выполнять подключение абонента к сети только в ручном режиме. Удаленное (дистанционное) или автоматическое 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 (РУ) на дисплей счетчика выводится знак отключения нагрузки (см. рисунок В.1).

Если *над знаком видна стрелка*, возможно подключение сети при помощи КнУ1. Перед нажатием КнУ1 следует устранить возможные нарушения потребления электроэнергии (превышение потребляемой мощности суммарно по всем фазам сверх установленного УПМк, или превышение тока по каждой фазе), устранить возможные внешние воздействия, приведшие к отключению, после чего нажать КнУ1 и удерживать ее в нажатом состоянии 2 с. Начнется обратный отсчет и УКН (РУ) включится автоматически.

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.

Изм	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата.

**ВНКЛ.411152.077 РЭ**

Лист



Таблица И.1

Выключение		Требуется установить опцию	Манипуляция КнУ
Удаленное	1 Дистанционное по команде АС		
Локальное	2 Ручное абонентом при помощи КнУ1		КнУ1
	3 По превышению УПМк	✓	
	4 По превышению максимального тока	✓	
	5 По срабатыванию ДПМП	✓	
	6 По превышению напряжения 1,15 номинального	✓	
Включение			
Удаленное*	1 Дистанционное по команде АС		
Локальное**	2 Ручное при отключении по причинам, приведенным в пп. 2 – 6.		КнУ2
	При возвращении напряжения в пределы менее 1,15 номинального <i>автоматически</i> . Интервал времени устанавливается программно в диапазоне от 1 до 10 мин	✓	Не требуется

\*Если отключение выполнено удаленно, то и включение возможно только удаленно.

\*\*Только при наличии разрешения от поставщика электроэнергии путем подачи команды разрешения на локальные включения, если отключение было выполнено удаленно. Если отключение было выполнено локально, разрешение от устройств АС не требуется.



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

Изм	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата.

**ВНКЛ.411152.077 РЭ**

Лист

