

Акционерное общество «Радио и Микроэлектроника»

ОКП 42 2860

**Счетчики электрической энергии
трехфазные статические
РиМ 489.18
РиМ 489.19**

РУКОВОДСТВО ПО ЭКСПЛУАТАЦИИ

Новосибирск

Содержание

1	ТРЕБОВАНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ	4
2	ОПИСАНИЕ И РАБОТА СЧЕТЧИКОВ	4
2.1	Назначение счетчиков	4
2.2	Технические характеристики	8
2.3	Перечень величин, измеряемых счетчиком	9
2.4	Считывание измерительной информации со счетчиков	15
2.5	Конфигурирование счетчиков	15
2.6	Комплект поставки счетчиков	16
2.7	Устройство и работа	18
2.7.1	Конструктивное исполнение	18
2.7.2	Принцип работы счетчика	18
2.7.3	Устройство и работа основных узлов счетчика	18
2.8	Средства измерения, инструмент и принадлежности	20
2.9	Маркировка и пломбирование	20
3	ИСПОЛЬЗОВАНИЕ СЧЕТЧИКОВ	21
3.1	Эксплуатационные ограничения	21
3.2	Подготовка счетчиков к использованию	21
3.3	Контроль работоспособности счетчика в процессе эксплуатации	22
4	ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ	22
5	ТЕКУЩИЙ РЕМОНТ	22
6	ТРАНСПОРТИРОВАНИЕ И ХРАНЕНИЕ	23
7	УКАЗАНИЯ ПО ЭКСПЛУАТАЦИИ	23
8	ГАРАНТИИ ИЗГОТОВИТЕЛЯ	23
	ПРИЛОЖЕНИЕ А (обязательное) Схемы подключения счетчиков при эксплуатации	24
	ПРИЛОЖЕНИЕ Б (обязательное) Место установки пломб	26
	ПРИЛОЖЕНИЕ В (обязательное) Порядок считывания информации по интерфейсам PLC и RF	26
	ПРИЛОЖЕНИЕ Г (обязательное) Описание журналов и профилей счетчиков	29
	ПРИЛОЖЕНИЕ Д (обязательное) Описание функциональных возможностей интерфейсов счетчиков	31
	ПРИЛОЖЕНИЕ Е (обязательное) Начальные установки счетчиков при выпуске из производства	33
	ПРИЛОЖЕНИЕ Ж (обязательное) Перечень предприятий, выпускающих счетчики	34

Перечень сокращений, используемых в документе:

АС	Автоматизированная система контроля и учета электрической энергии
АЦП	Аналого-цифровой преобразователь
ВЛ	Воздушная линия электропередач
ВУ	Внешнее устройство
БД	База данных
ДДТ	Дополнительный датчик тока
ДД	Дисплей дистанционный
ДМП	Датчик магнитного поля
МКС	Маршрутизатор каналов связи РиМ 099.02, РиМ 099.03
МТ	Терминал мобильный РиМ 099.01
ПК	Персональный компьютер
ПКЭ	Показатель качества электроэнергии
ПО	Программное обеспечение
РДЧ	Расчетный день и час
СК	Режим СК (стоп-кадр) – режим работы счетчика, обеспечивающий фиксацию показаний счетчика в произвольно заданный момент времени.
СИП	Самонесущий изолированный провод
ТМ	Оптический технологический индикатор
ТМА	Индикатор функционирования счетчика, оптический испытательный выход активной энергии
ТМР	Индикатор функционирования счетчика, оптический испытательный выход реактивной энергии
УКН	Устройство коммутации нагрузки, встроенное в счетчик
УПМ _к	Установленный порог активной мощности для коммутации нагрузки
УПМ _т	Установленный порог активной мощности для перехода на специальный тариф
ЧРВ	Часы реального времени счетчика, обеспечивающие хранение времени
ЭПл	Электронная пломба корпуса
ЭПлК	Электронная пломба клеммной задвижки
L	Фаза (фазный провод) сетевого напряжения
N	«Нуль», нейтраль, «нулевой» провод
PLC	Интерфейс для обмена данными по силовой сети
RF	Радиочастотный интерфейс (для обмена данными по радиоканалу)
RFPLC	Резервированные каналы передачи данных по интерфейсам RF и PLC
USB-RF	Конвертор USB-RF РиМ 043.01, предназначен для считывания данных от счетчиков в компьютер по интерфейсу RF
USB-PLC	Конвертор USB-PLC РиМ 053.01, предназначен для считывания данных от счетчиков в компьютер по интерфейсу PLC

Настоящее руководство по эксплуатации позволяет ознакомиться со структурой и основными принципами работы счетчиков электрической энергии трехфазных статических РИМ 489.18, РИМ 489.19 (далее – счетчики) и устанавливает правила эксплуатации, соблюдение которых обеспечивает поддержание счетчиков в исправном состоянии.

При изучении и эксплуатации необходимо дополнительно руководствоваться следующими документами:

Методика поверки, подробнее см. приложение Ж.

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

Дисплей дистанционный РИМ 040.03 Руководство по эксплуатации ВНКЛ.426455.008-03РЭ.

Электрический испытательный выход ЭИВ-01. Руководство по эксплуатации ВНКЛ.426476.022 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, кроме включения напряжения сети при помощи ДД.

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.

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

2 ОПИСАНИЕ И РАБОТА СЧЕТЧИКОВ

2.1 Назначение счетчиков

2.1.1 Счетчики являются многофункциональными приборами, и предназначены для измерения активной и реактивной электрической энергии и мощности в трехфазных четырехпроводных электрических цепях переменного тока промышленной частоты, а также для дистанционного отключения / подключения абонента (в зависимости от исполнения, см. таблицу 1). Все метрологические и технические характеристики обеспечиваются в течение всего срока службы счетчиков

2.1.2 Счетчики соответствуют требованиям ГОСТ 31818.11-2012 (МЭК 62052-11:2003), ГОСТ 31819.21-2012 (МЭК 62053-21:2003), ГОСТ 31819.23-2012 (МЭК 62053-23:2003)

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

2.1.4 Счетчики имеет тарификатор с встроенными энергонезависимыми часами реального времени (ЧРВ) и реализуют многотарифный учет активной электрической энергии.

2.1.5 Счетчики измеряют среднеквадратические (действующие) значения фазных токов, фазных и линейных напряжений, частоту, значения активной, реактивной и полной мощностей (пофазно и суммарно), удельную энергию потерь в цепи тока, коэффициента реактивной мощности цепи $\text{tg } \varphi$, коэффициента мощности $\text{cos } \varphi$.

2.1.6 Счетчики измеряют установившееся отклонение напряжения основной частоты δU_{ω} и отклонение частоты Δf , по ГОСТ Р 54149-2010, ГОСТ Р 51317.4.30-2008, ГОСТ 21128-83. Измерение выполняется относительно номинального (230 В) или заданного (согласованного) напряжения (220 В, задается программно).

2.1.7 Счетчики определяют согласно ГОСТ Р 54149-2010, ГОСТ 51317.4.30-2008, ГОСТ 21128-83:

- длительность провала напряжения $\Delta t_{\text{П}}$;
- глубину провала напряжения $\delta U_{\text{П}}$;
- длительность перенапряжения $\Delta t_{\text{ПЕР}}$.
- величину перенапряжения $\Delta U_{\text{ПЕР}}$.

2.1.8 Счетчики определяют параметры показателей качества электрической энергии по ГОСТ Р 51317.4.30–2008:

1.

- напряжение прямой последовательности $U_{(1)}$;
- коэффициенты несимметрии напряжения по обратной $K_{(2)}$ и нулевой $K_{(0)}$ последовательностям.

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

Счетчики обеспечивают функцию контроля величины максимальной мощности (максимального значения средней активной мощности на программируемом интервале усреднения от 1 до 60 мин).

2.1.10 Для дистанционного управления, считывания измерительной информации, конфигурирования (параметрирования) с фиксацией меток времени соответствующих событий и измерительной информации, локального обмена данными и подключения к АС в счетчиках используются цифровые гальванически развязанные интерфейсы:

- оптопорт, соответствующий ГОСТ IEC 61107-2011 (расположен на ДД);
- интерфейс RS-485 (расположен на ДД);
- интерфейсы RF и PLC.

Счетчики предназначены для эксплуатации как автономно, так и для подключения к информационным сетям АС. Интерфейсы RF и PLC работают в тандеме, что обеспечивает резервирование каналов связи для автоматизированного сбора данных. В качестве устройств АС могут использоваться устройства разработки АО «РиМ», например терминал мобильный РиМ 099.01 для обмена информацией по протоколу ВНКЛ.411711.004 ИС или маршрутизатор РиМ 014.01 для обмена информацией по протоколу IEC 62056–46 (DLMS COSEM) в соответствии со СПОДЭС ПАО «Россети».

Счётчики совместимы с АС «РМС–2150» разработки АО «РиМ» и с АС «Пирамида 2.0», «Пирамида–Сети», «Энергосфера», «Телескоп+», «Энфорс» разработки сторонних организаций.

Подробное описание функциональных возможностей интерфейсов счетчиков приведено в приложении Д.

2.1.11 Счетчики оснащены ДМП. Состояние ДМП считывается по интерфейсам при помощи устройств АС, а также записывается в журнал «Внешних воздействий» с указанием даты и времени фиксации воздействия магнитного поля на счетчик.

2.1.12 Показания счетчика считываются при помощи ДД, предназначенного для визуального считывания показаний счетчика абонентом, эксплуатирующим счетчик, или при помощи специализированных устройств АС: МТ, МКС.

2.1.13 Показания счетчика выводятся на ДД последовательным нажатием кнопки на панели ДД или в рабочее окно программы МТ.

2.1.14 Информация на ДД отображается на языке, определяемом в договоре на поставку. По умолчанию – на русском языке.

2.1.15 Конструктивно ДД выполнены в виде 2 вариантов исполнения:

- источника автономного питания – двух батареек типа АА, с ресурсом питания более двух лет;
- от сети 220 – 230 В 50 Гц. Предусмотрена подсветка индикации, вывод информации при отсутствии напряжения сети.

Подробнее – см. Руководство по эксплуатации ДД ВНКЛ.426455.008-03 РЭ.

2.1.16 Счетчики (в зависимости от исполнения, см. таблицу 1) реализуют функцию ограничения потребляемой мощности – отключение потребителя (абонента) при помощи УКН:

- а) автоматически при превышении установленного порога мощности УПМк (опция);

Примечание – Счетчики с версией ПО ниже v1.02 имеют максимальное значение УПМк равное 65535 Вт, у счетчиков с версией v1.02 и выше при значении УПМк равного 65535 Вт функция отключения не активируется.

- б) автоматически при превышении максимального тока счетчика более чем на 5 % (опция);
- в) автоматически при превышении 1,15 номинального (согласованного) напряжения

(опция);

г) автоматически при обрыве нулевого провода (при наличии тока при отсутствии фазного напряжения) (опция);

д) автоматически при срабатывании датчика магнитного поля, если это предусмотрено при начальной установке (конфигурировании) счетчика (опция);

е) дистанционно посредством внешней команды по интерфейсам RF, PLC от устройств АС.

Подключение абонента к сети выполняется дистанционно по интерфейсам PLC или RF при помощи специализированных средств АС (например, МТ) или при помощи ДД.

Подключение нагрузки выполняется нажатием кнопки на ДД, если на счетчик поступила команда разрешения подключения из центра управления АС или если отключение произошло по превышению УПМк. В последнем случае включение возможно после снижения мощности нагрузки ниже УПМк и не ранее, чем через 1 мин после отключения.

2.1.17 Для конфигурирования, параметрирования и локального обмена данными в счетчиках используются:

- оптопорт, соответствующий ГОСТ IEC 61107-2011, который расположен на ДД;
- интерфейс RS-485 (расположен на ДД);
- интерфейсы RF или PLC, которые совместно с МТ работают на расстоянии до 100 м от счетчика, т.к. счетчик размещается непосредственно рядом с опорой воздушной линии.

2.1.18 Счетчики имеют два изолированных дискретных входа/выхода с внутренним питанием 24 В и максимальным током нагрузки 24 мА (расположены на ДД), предназначенные для реализации функции телеуправления внешними исполнительными устройствами (подробнее – см. Руководство по эксплуатации ДД ВНКЛ.426455.008-03 РЭ).

2.1.19 Для поддержания работоспособного состояния ЧРВ (таймера) в счетчиках применен ионистор со сроком эксплуатации не менее 30 лет, поэтому замена встроенной электрической батареи (ионистора) питания ЧРВ в течение срока службы счетчика не требуется. Корректировка ЧРВ (таймера) счетчика выполняется автоматически при каждом считывании данных со счетчика при помощи МКС или иных устройств АС при несовпадении времени ЧРВ (таймера) счетчика с текущим временем АС.

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

2.1.21 Счетчики оснащены оптическими испытательными выходами А и R, которые используются при поверке счетчиков при измерении активной и реактивной энергии соответственно. Испытательный выход R может конфигурироваться для проверки хода ЧРВ. Оптические испытательные выходы соответствуют требованиям ГОСТ 31818.11-2012. Оптические испытательные выходы используются также как индикаторы работоспособного состояния счетчиков.

2.1.22 Счетчики оснащены дополнительными электрическими испытательными выходами ТМА и ТМР, предназначенными для проведения поверки счетчиков при измерении активной и реактивной энергии. Электрические испытательные выходы соответствуют требованиям ГОСТ 31818.11-2012, МЭК 62053-31(1998) (DIN43864) (опция при поставке).

Примечание – Требование обеспечивается при помощи устройства «Электрический испытательный выход ЭИВ-01» ВНКЛ.426476.022

2.1.23 Счетчики выполняют фиксацию показаний на заданный произвольный момент времени (режим Стоп-кадр, далее – СК) для расчета баланса потребленной электроэнергии.

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

2.1.25 Счетчики обеспечивает скорость передачи данных по интерфейсам:

- RF, не менее 4800 бит/с;
- PLC, не менее 1200 бит/с.

2.1.26 Счетчики обеспечивают контроль правильности подключения измерительных цепей:

- изменение порядка следования (подключения) фаз;
- отсутствие напряжения при наличии тока в измерительных цепях.

Информация считывается по интерфейсам RF и PLC, а также записывается в журнал «Внешних воздействий».

2.1.27 Счетчики диагностируют и отображают в статусной информации и на дисплее ДД: события, связанные с автоматическим отключением нагрузки (при превышении УПМк, при превышении мощности нагрузки (тока нагрузки) относительно предельно допустимого значения

тока, или дистанционно по командам АС), текущее состояние реле УКН, температуру внутри корпуса счетчика, состояние ЧРВ (корректность даты в таймере реального времени счетчика).

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

2.1.28 Счетчики оснащены ЭПл и ЭПлК. Состояние ЭПл и ЭПлК считывается по интерфейсам при помощи устройств АС с указанием даты и времени фиксации нарушения.

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

- срабатывание ЭПл или ЭПлК;
- срабатывание ДМП;
- отклонение напряжения от номинального (согласованного) значения напряжения;
- превышение максимального тока счетчика более чем на 5%;
- превышение установленного порога мощности УПМк;
- конфигурирование (перепараметрирование);
- поступление сигнала на дискретные входы (расположены на ДД);
- введение неправильного пароля 3 раза;
- отсутствие/провал/перенапряжение напряжения на одной из фаз;

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

2.1.30 Тарификатор счетчиков поддерживает восемь тарифов, автоматический переход на летнее/зимнее время. Переключение тарифов осуществляется автоматически по временным тарифным зонам и (или) по превышению УПМт. Количество тарифов и тарифное расписание счетчиков задаются встроенным тарификатором, имеющим часы реального времени ЧРВ. Количество тарифов и тарифное расписание, а также перечень измеряемых значений и служебных величин, выводимых на дисплей МТ или ДД, доступны для установки и корректировки дистанционно или непосредственно на месте эксплуатации счетчиков по интерфейсам RF или PLC (см. таблицу 2).

2.1.31 Измерительная информация недоступна для корректировки при помощи внешних программ, в том числе при помощи программ конфигурирования счетчиков, и сохраняется в энергонезависимой памяти не менее 40 лет при отсутствии напряжения питания счетчика.

2.1.32 Интерфейс RF счетчиков соответствует требованиям электромагнитной совместимости ГОСТ Р 52459.3 - 2009 для устройств группы 1, класс 1.

2.1.33 Интерфейс PLC счетчиков соответствует требованиям электромагнитной совместимости ГОСТ Р 51317.3.8-99, пп. 5.2, 6.1.2 б.

2.1.34 Конструкция счетчиков (с полной заливкой герметиком) обеспечивает невозможность вмешательства в него извне без вывода счетчика из строя. Степень защиты корпуса IP65 по ГОСТ 14254-2015.

2.1.35 Исполнения счетчиков и их основные характеристики приведены в таблице 1.

Таблица 1

Условное обозначение исполнения счетчика	Базовый/ максимальный ток, А	Номинальное напряжение, В	Класс точности при измерении активной / реактивной энергии	Количество тарифов/ тарифных зон	Интерфейсы	УКН
РиМ 489.18	5/100	3x230/ 400	1 / 2	8 / 256	PLC, RF	Есть
РиМ 489.19	5/100	3x230/ 400	1 / 2	8 / 256	PLC, RF	Нет

2.2 Технические характеристики

Базовый ток, А	5
Максимальный ток, А	см. таблицу 1
Номинальное напряжение, В	230
Установленный рабочий диапазон фазного напряжения, В	от 198 до 253
Расширенный рабочий диапазон фазного напряжения, В	от 140 до 264
Предельный рабочий диапазон фазного напряжения, В	от 0 до 400
Номинальная частота, Гц	50
Класс точности при измерении активной/реактивной энергии	см. таблицу 1
Стартовый ток при измерении активной/реактивной энергии, мА	20/25
Постоянная счетчика, имп./($\text{kВт}\cdot\text{ч}$) [имп./($\text{квар}\cdot\text{ч}$)]	4000
Суточный ход ЧРВ (при отсутствии внешней синхронизации) ³⁾ , с/сут, не более	$\pm 0,5$
Срок энергетической автономности хода ЧРВ при отсутствии напряжения сети	
для счетчиков версии 1.07 и ниже, ч, не менее	60
для счетчиков версии 1.08 и выше, лет, не менее	16
Характеристики тарификатора:	
количество тарифов	8
количество тарифных зон	256
максимальный интервал действия тарифных зон, ч	24
дискретность интервала действия тарифных зон, мин	1
специальных дней (праздничных дней и дней переноса)	16
Характеристики УКН (при его наличии, см. таблицу 1):	
коммутируемый ток:	
при напряжении не более 264 В и $\cos \varphi=1$, А, не более	100
при напряжении не более 250 В и $\cos \varphi=1$, А, не более	110
количество коммутаций, не менее	10^4
Потребляемая мощность активная (полная):	
цепью тока ¹⁾ , (В•А), не более	(0,1)
цепью напряжения ^{1),2)} , Вт (В•А), не более	1,5 (10)
встраиваемым коммуникатором, Вт, не более	3,0
Номинальный ток собственного потребления:	
в цепи напряжения ^{1),2)} , мА, не более	45
Дальность обмена данными по интерфейсу PLC ³⁾ , м, не менее	100
Дальность обмена данными по интерфейсу RF ³⁾ :	
с устройствами АС, м, не менее	100
с ДД, м, не менее	25
Масса, кг, не более	1,5
Габаритные и установочные размеры, мм, не более	160; 165; 90
Степень защиты оболочек по ГОСТ 14254-2015	IP65
Средняя наработка на отказ, ч, не менее	180 000
Средний срок службы Тсл, лет, не менее	30

Условия эксплуатации счетчиков: У1 по ГОСТ 15150 - 69 – на открытом воздухе при температуре окружающего воздуха от минус 40 °С до плюс 60 °С, верхнем значении относительной влажности окружающего воздуха 95 % при температуре плюс 35 °С. Предельный рабочий диапазон температур от минус 40 °С до плюс 70 °С

Примечание – При определении габаритного размера длина уплотнителей (см. 2.7.1) не учитывается.

¹⁾ Цепи напряжения счетчика – параллельные цепи, цепи тока счетчика – последовательные цепи.

²⁾ Без учета мощности, потребляемой встраиваемым коммуникатором.

³⁾ При нормальных условиях.

2.3 Перечень величин, измеряемых счетчиком

2.3.1 Перечень величин, измеряемых счетчиком, приведен в таблице 2.

Таблица 2

Наименование измеряемой величины	Тарификация
Энергия	
активная импорт (прием)	пофазно, суммарно Потарифно
активная экспорт (отдача)	пофазно, суммарно Не тарифицируется
реактивная импорт (прием)	пофазно, суммарно Не тарифицируется
реактивная экспорт (отдача)	пофазно, суммарно Не тарифицируется
удельная энергия потерь в цепи тока	пофазно, суммарно
Мощность ¹⁾ с указанием положения вектора полной мощности	
активная	пофазно, суммарно
реактивная	пофазно, суммарно
полная ⁴⁾	пофазно, суммарно
Среднее значение активной мощности на программируемом интервале ²⁾ (активная интервальная мощность, $P_{инт}$)	суммарно
Максимальное значение средней активной мощности на программируемом интервале в текущем отчетном периоде (текущая максимальная $P_{инт}$, $P_{инт\ макс}$) ²⁾	суммарно
Максимальное значение средней активной мощности на программируемом интервале за прошедший отчетный период ($P_{инт\ макс}$ на РДЧ, $P_{рдч}$) ²⁾	суммарно
Ток, среднеквадратическое (действующее) значение ¹⁾	пофазно
Фазное напряжение, среднеквадратическое (действующее) значение ¹⁾	пофазно
Линейное (межфазное) напряжение, среднеквадратическое (действующее) значение ¹⁾	пофазно
Установившееся отклонение напряжения основной частоты ³⁾	
Частота питающей сети ³⁾	
Отклонение частоты ³⁾	
Коэффициент реактивной мощности цепи ($\text{tg } \varphi$) ⁴⁾	пофазно, суммарно
Коэффициент мощности ($\cos \varphi$) ⁴⁾	пофазно, суммарно
Длительность провалов/перенапряжений ⁴⁾	
Глубина провала/величина перенапряжения ⁴⁾	
Напряжение прямой последовательности ⁴⁾	
Коэффициенты несимметрии напряжения по обратной и нулевой последовательностям ⁴⁾	
Температура внутри корпуса счетчика ⁴⁾	
¹⁾ Время интегрирования значений (период измерения) токов, напряжений, мощностей составляет 1 с (50 периодов сетевого напряжения). ²⁾ Длительность интервала интегрирования программируется от 1 до 60 мин. ³⁾ Длительность интервала интегрирования при измерении частоты, в соответствии с требованиями класса S по ГОСТ Р 51317.4.30-2008. Время интегрирования значений (период измерения) среднеквадратического (действующего) значения напряжения в соответствии с требованиями S по ГОСТ Р 51317.4.30-2008. ⁴⁾ Для технического учета.	

Активная и реактивная мощность с периодом интегрирования 1 с (далее – текущая мощность, активная $P_{тек}$ или реактивная $Q_{тек}$ соответственно) определяются как энергия, потребленная за 1 с (активная и реактивная соответственно).

Суммарная текущая мощность (активная и реактивная) определяются как сумма соответствующих фазных значений мощностей.

Средняя активная мощность на программируемом интервале (активная пиковая мощность $P_{\text{ИНТ}}$) определяется методом «скользящего окна» по формуле

$$P_{\text{ИНТ}} = \frac{1}{T} \int_0^T P_{\text{ТЕК}} dt, \quad (1)$$

где $P_{\text{ИНТ}}$ – среднее значение активной мощности, Вт;

$P_{\text{ТЕК}}$ – измеренное значение текущей суммарной активной мощности, Вт;

T – длительность программируемого интервала, с.

Максимальное значение средней активной мощности на программируемом интервале в текущем отчетном периоде (текущая максимальная интервальная – $P_{\text{ИНТ МАКС}}$) определяется как максимальное значение из зафиксированных значений $P_{\text{ИНТ}}$ за текущий месяц.

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

Удельная энергия потерь в цепях тока определяется по формуле

$$W_{\text{УД}} = \frac{10^{-3}}{3600} \int_0^T U^2 dt, \quad (2)$$

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

I – среднеквадратичное (действующее) значение тока с интервалом интегрирования 1 с;

T – время работы счетчика, с.

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

Коэффициент реактивной мощности цепи $\text{tg } \varphi$ определяется по формуле

$$\text{tg } \varphi = \frac{|Q_{\text{ТЕК}}|}{|P_{\text{ТЕК}}|}, \quad (3)$$

где $\text{tg } \varphi$ – расчетное значение коэффициента реактивной мощности цепи;

$Q_{\text{ТЕК}}$ – измеренное значение текущей реактивной мощности, вар;

$P_{\text{ТЕК}}$ – измеренное значение текущей активной мощности, Вт.

Коэффициент мощности $\cos \varphi$ определяется по формуле

$$\cos \varphi = \frac{P_{\text{ТЕК}}}{S_{\text{ТЕК}}}, \quad (4)$$

где $\cos \varphi$ – расчетное значение коэффициента мощности;

$Q_{\text{ТЕК}}$ – измеренное значение текущей реактивной мощности, вар;

$P_{\text{ТЕК}}$ – измеренное значение текущей активной мощности, Вт.

Счетчик определяет суммарное значение $\cos \varphi$ и $\text{tg } \varphi$ как среднее геометрическое фазных значений соответствующих величин.

Показатели качества электроэнергии: установившееся отклонение напряжения основной частоты δU , отклонение частоты Δf определяют по ГОСТ Р 54149–2010, ГОСТ Р 51317.4.30-2008. Для определения показателей качества электрической энергии используется значение номинального напряжения 230 В, или согласованное значение (220 В), задаваемое программно при конфигурировании счетчика.

Длительность провалов/перенапряжений/глубина провала/величина перенапряжения определяются согласно ГОСТ Р 54149-2010, ГОСТ Р 51317.4.30-2008, класс S.

2.3.2 Основные единицы для измеряемых и расчетных значений величин и цена единицы старшего и младшего разряда счетного механизма приведены в таблице 3.

Таблица 3

Измеряемая величина	Основная единица	Цена единицы старшего/младшего разряда	
		при выводе на дисплей ДД	при считывании при помощи устройств АС
Активная энергия	кВт·ч	$10^5 / 10^{-2}$	$10^5 / 10^{-3}$
Реактивная энергия	квар·ч	$10^5 / 10^{-2}$	$10^5 / 10^{-3}$
Активная мощность	кВт	$10^2 / 10^{-2}$	$10^2 / 10^{-3}$
Реактивная мощность	квар	$10^2 / 10^{-2}$	$10^2 / 10^{-3}$
Полная мощность	кВ·А	$10^2 / 10^{-2}$	$10^2 / 10^{-3}$
Ток, среднеквадратическое (действующее) значение	А	$10^2 / 10^{-2}$	$10^2 / 10^{-3}$
Напряжение, среднеквадратическое (действующее) значение	В	$10^2 / 10^{-2}$	$10^2 / 10^{-3}$
Частота сети	Гц	$10^1 / 10^{-2}$	$10^1 / 10^{-2}$
Удельная энергия потерь в цепи тока	кА ² ·ч		$10^4 / 10^{-3}$
Коэффициент реактивной мощности цепи tg φ	безразм.	$10^3 / 10^{-4}$	$10^3 / 10^{-4}$
Коэффициент мощности cos φ	безразм.	$10^0 / 10^{-3}$	$10^0 / 10^{-3}$
Длительность провалов/перенапряжений	Период сетевого напряжения	-	$10^3 / 10^0$
Глубина провала	%	-	$10^2 / 10^{-2}$
Величина перенапряжения	В	-	$10^2 / 10^{-3}$
Температура внутри корпуса счетчика	°С	$10^1 / 10^0$	$10^1 / 10^0$
Напряжение прямой последовательности	В	-	$10^2 / 10^{-2}$
Коэффициенты несимметрии напряжения по обратной и нулевой последовательностям	%	-	$10^2 / 10^{-2}$

2.3.3 Основные функциональные возможности счетчиков

Счетчики выполняют следующие функции:

- а) сохранение в энергонезависимой памяти:
 - измерительной информации (текущих значений) по всем измеряемым величинам (см таблицу 2);
 - установленных служебных параметров (тарифного расписания, параметров маршрутизации и др);
- б) защиту информации – пароль доступа для защиты параметров настройки и аппаратная защита памяти метрологических коэффициентов;
- в) самодиагностику – счетчики формируют и передают код режима работы (статус), отражающий, состояние блока памяти (подсчёт контрольной суммы), измерительного блока, вычислительного блока, источника питания, электронного дисплея, характеристики тарифного расписания и отображения информации, исправности ЧРВ и др. События, связанные с изменением статуса, регистрируются в журнале «Самодиагностики» счетчика с указанием времени наступления события;
- г) обмен данными с ДД и устройствами АС по интерфейсам RF и PLC (см. таблицу Д.1);
- д) ретрансляцию данных и команд – счетчики могут использоваться как независимые ретрансляторы по PLC и RF;
- е) синхронизацию ЧРВ счетчиков по интерфейсам RF и PLC с использованием устройств АС;
- ж) конфигурирование счетчиков по интерфейсам RF и PLC с использованием устройств АС;
- з) автоматическое отключение абонента от сети по превышению УПМк (счетчики с УКН);
- и) дистанционное управление отключением/подключением абонента (счетчики с УКН):
 - при помощи устройств АС по интерфейсу PLC;
 - при помощи устройств АС по интерфейсу RF.
 - при помощи ДД по интерфейсу RF (только включение при наличии разрешения от устройств АС);

к) тарификатор поддерживает:

- до 8 тарифов;
- до 256 тарифных зон;
- переключение по временным тарифным зонам;
- переключение тарифов по превышению лимита заявленной мощности;
- автопереход на летнее/зимнее время;
- календарь выходных и праздничных дней;
- перенос рабочих и выходных дней;

л) счетчики выполняют архивирование

м) сохранение показаний текущих и нарастающим итогом счетчиков в журналах ежесуточно и на РДЧ;

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

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

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

Подробное описание журналов и профилей счетчиков приведено в Приложении Г.

2.3.4 Программное обеспечение

Интегрированное программное обеспечение (ПО) счетчика сохраняется в энергонезависимом постоянном запоминающем устройстве контроллера счетчика. Считывание исполняемого кода из счетчика и его модификация с использованием интерфейсов счетчика невозможны.

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

Идентификационные данные метрологически значимой части ПО приведены в таблице 5.

Таблица 5

Наименование программного обеспечения	Идентификационное наименование программного обеспечения	Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода)	Исполнения счетчиков
РиМ 489.18 программа	PM48918 ВНКЛ.411152.052 ПО	489.18 не ниже v1.00	—	РиМ 489.18
РиМ 489.19 программа	PM48919 ВНКЛ.411152.052-01 ПО	489.19 не ниже v1.00		РиМ 489.19

Идентификационный номер метрологически значимой части ПО отображается в полях «Тип» (с предваряющими символами РиМ) и «Версия ПО» на вкладке «РИМ...» рабочего окна программы Crowd_Pk.exe.

2.3.5 Показатели точности счетчиков

2.3.5.1 При измерении энергии (активной и реактивной)

Счетчики соответствуют требованиям точности раздела 8 ГОСТ 31819.21-2012 при измерении активной энергии и раздела 8 ГОСТ 31819.23-2012 при измерении реактивной энергии.

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

а) Допускаемая основная погрешность δp при измерении $P_{тек}$ не превышает пределов допускаемой основной погрешности измерения активной энергии в соответствии с 8.1 ГОСТ 31819.21-2012 для счетчиков класса точности 1.

б) Допускаемая основная погрешность δq при измерении $Q_{тек}$ не превышает пределов допускаемой основной погрешности измерения реактивной энергии в соответствии с 8.1 ГОСТ 31819.23-2012 для счетчиков класса точности 2.

в) Дополнительные погрешности, вызываемые изменением влияющих величин по отношению к нормальным условиям, приведенным в 8.5 ГОСТ 31819.21-2012 и 8.5 ГОСТ 31819.23-2012, не превышают пределов дополнительных погрешностей для счетчиков соответствующего класса точности в соответствии с таблицей 8 ГОСТ 31819.21-2012 при измерении $P_{тек}$ и таблицей 8 ГОСТ 31819.23-2012 при измерении $Q_{тек}$.

2.3.5.3 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 ($P_{рдч}$)

а) Допускаемая основная погрешность при измерении $P_{инт}$, $P_{инт макс}$ и $P_{рдч}$ не превышает пределов допускаемой основной погрешности измерения активной энергии в с 8.1 ГОСТ 31819.21-2012 для счетчиков класса точности 1,0.

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

2.3.5.4 При измерении среднеквадратических значений тока

Допускаемая относительная погрешность при измерении среднеквадратических значений фазного тока δI_f не превышает значений, приведенных в таблице 6.

Таблица 6

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

2.3.5.5 При измерении среднеквадратических значений напряжения

Допускаемая основная относительная погрешность при измерении среднеквадратических значений фазного и линейного напряжения не превышает пределов, приведенных в таблице 7.

Таблица 7

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

2.3.5.6 При измерении частоты напряжения сети

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

б) Диапазон измеряемых частот от 42,5 до 57,5 Гц по классу S ГОСТ Р 51317.4.30-2008.

2.3.5.7 При измерении показателей качества электроэнергии

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

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

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

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

$$\delta \text{tg } \varphi = \pm \sqrt{\delta P^2 + \delta Q^2}, \quad (5)$$

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

δP – допускаемая относительной погрешности при измерении активной энергии, %;

δQ – допускаемая относительной погрешности при измерении реактивной энергии, %.

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

$$\delta \text{tg } \varphi_i = \pm \sqrt{\delta P_i^2 + \delta Q_i^2}, \quad (6)$$

где $\delta \text{tg } \varphi_i$ – расчетное значение пределов допускаемой дополнительной погрешности при измерении $\text{tg } \varphi$, вызываемой i – влияющей величиной, %;

δP_i – пределы допускаемой дополнительной погрешности при измерении активной энергии, вызываемой i – влияющей величиной в соответствии с 8.2 ГОСТ 31819.21-2012, %;

δQ_i – пределы допускаемой основной относительной погрешности при измерении реактивной энергии, вызываемой i – влияющей величиной, в соответствии с 8.2 ГОСТ 31819.23-2012, %.

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

2.3.5.9 При измерении удельной энергии потерь в цепях тока.

Допускаемая относительная погрешность при измерении удельной энергии потерь в цепях тока не превышает 1 % в диапазоне токов от 0,05 I_b до $I_{\text{МАКС}}$.

2.3.5.10 При измерении коэффициента мощности $\cos \varphi$.

Допускаемая относительная погрешность при измерении $\cos \varphi$ не превышает ± 4 %.

2.3.5.11 При измерении температуры внутри корпуса счетчика.

Допускаемая абсолютная погрешность при измерении температуры внутри корпуса счетчика не превышает ± 5 °C в диапазоне температур от минус 45 °C до плюс 85 °C.

2.4 Считывание измерительной информации со счетчиков

Считывание информации со счетчиков выполняется по интерфейсам RF и PLC. Перечень данных, доступных для считывания со счетчиков, приведен в таблице 4.

Считывание информации по интерфейсам выполняют при помощи специализированных устройств АС, например МТ, МКС и др. При этом информация считывается по интерфейсам RF и PLC одновременно (интерфейс RF-PLC). Обмен данными выполняется по запросу устройств АС.

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

Считывание данных абонентом выполняются по интерфейсу RF при помощи ДД согласно указаниям, приведенным в руководстве по эксплуатации ДД.

Считывание данных по интерфейсу оптопорта (расположен на ДД) выполняется при помощи МТ и устройства сопряжения оптического УСО-2 или аналогичного с использованием программы Optoport (см. руководство по эксплуатации ДД).

2.5 Конфигурирование счетчиков

В процессе конфигурирования счетчиков устанавливается их сетевой адрес и параметры маршрутизации данных при использовании счетчика в качестве ретранслятора. Конфигурирование счетчиков можно выполнить перед установкой на место эксплуатации или непосредственно в процессе эксплуатации.

Конфигурирование всех исполнений возможно через интерфейсы PLC, RF.

Конфигурирование счетчика через интерфейсы PLC или RF производится при помощи МТ и программы Crowd_Pk.exe, входящей в его состав, или при помощи иных ВУ АС.

Программа конфигурирования через интерфейсы PLC или RF позволяет:

- переустановить группу и адрес счетчика;
- записать маршрут ретрансляции данных, если счетчик используется как ретранслятор данных;
- задать или переустановить значения УПМт и УПМк;
- задать или переустановить рабочий частотный канал RF;
- управлять УКН, в том числе давать разрешение на подключение абонента при помощи ДД;
- задать номер ДД, при помощи которого будут считываться показания счетчика и с которого разрешается включить данный счетчик;
- задать режим фиксации данных (режим СК).

Порядок работы с программой – конфигуратором Crowd_Pk.exe по интерфейсам PLC или RF описан в руководстве по эксплуатации МТ. Доступ к конфигурируемым параметрам защищен паролем доступа.

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

Каждый счетчик может быть ретранслятором команд и данных в пределах группы, состоящей из центрального устройства и до 254 счетчиков. Счетчики могут транслировать команды от ВУ к удаленным счетчикам и данные от удаленных счетчиков к ВУ. Трансляция команд и (или) данных счетчиками производится в пределах одной группы.

Группа, сетевой адрес - это параметры счетчика, используемые при работе счетчика в составе автоматизированной сети при передаче данных или команд.

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

2.6 Комплект поставки счетчиков

Комплект поставки счетчиков приведен в таблицах 8, 9.

Таблица 8

Обозначение и наименование	РиМ 489.18 ВК-Х ⁸⁾								Примечание
	Х ⁸⁾								
	1	2	3	4	5	6	7	8	
Счетчик электрической энергии трехфазный статический РиМ 489.18 в упаковке	+								1 шт.
Паспорт	+								1 экз.
ДД РиМ 040.03	-	-	+	-	-	-	-	-	
ДД РиМ 040.03-01	-	-	-	+	-	-	-	-	
ДД РиМ 040.03-02	-	-	-	-	+	-	-	+	
ДД РиМ 040.03-03	-	-	-	-	-	+	-	-	
ДД РиМ 040.03-04	-	-	-	-	-	-	+	-	
Комплект монтажных частей	-	+	+	+	+	+	+	+	1)
Маршрутизатор РиМ 014.01	-	-	-	-	-	-	-	+	
Электрический испытательный выход ЭИВ-01 ВНКЛ.426476.022	-								3), 7)
Контактирующее устройство ЭИВ-01 ВНКЛ.426459.159	-								3), 7)
Терминал мобильный РиМ 099.01	-								7), 9)
Руководство по эксплуатации ВНКЛ.411152.052 РЭ	-								2), 6)
Методика поверки	-								3), 6), 10)
Руководство по монтажу счетчиков на опору ВЛ ВНКЛ.410106.007 Д	-								4), 6)
Протокол RF и PLC. Описание протокола обмена ВНКЛ.411711.004 ИС	-								5), 6)
<p>1) В комплект монтажных частей входят зажим анкерный ЗАБ 16-25 – 1 шт., зажим прокалывающий ЗОИ 16-95/2,5-35 – 4 шт., зажим прокалывающий ЗОИ 16-70/1,5-10 – 1 шт. и стяжка для кабеля всепогодная, неоткрываемая, с защитой от УФ – 5 шт. Допускается использовать зажимы других типов с аналогичными техническими характеристиками.</p> <p>2) Поставляется по требованию организаций, производящих ремонт и эксплуатацию счетчиков.</p> <p>3) Поставляется по требованию организаций для поверки счетчиков.</p> <p>4) Поставляется по требованию организаций, производящих монтаж счетчиков.</p> <p>5) Поставляется по требованию организаций, производящих эксплуатацию счетчиков в составе АС и системных интеграторов.</p> <p>6) Поставляется на электронном носителе.</p> <p>7) Поставляется по отдельному заказу.</p> <p>8) ВК- Х – код комплекта поставки, где Х – номер комплекта.</p> <p>9) Комплект программ - конфигураторов в составе МТ</p> <p>10) Подробнее см. приложение Ж.</p>									

Таблица 9

Обозначение и наименование	РиМ 489.19 ВК-Х ⁸⁾								Примечание
	Х ⁸⁾								
	1	2	3	4	5	6	7	8	
Счетчик электрической энергии трехфазный статический РиМ 489.19 в упаковке	+								1 шт.
Паспорт	+								1 экз.
ДД РиМ 040.03	-	-	+	-	-	-	-	-	
ДД РиМ 040.03-01	-	-	-	+	-	-	-	-	
ДД РиМ 040.03-02	-	-	-	-	+	-	-	+	
ДД РиМ 040.03-03	-	-	-	-	-	+	-	-	
ДД РиМ 040.03-04	-	-	-	-	-	-	+	-	
Комплект монтажных частей	-	+	+	+	+	+	+	+	1)
Маршрутизатор РиМ 014.01	-	-	-	-	-	-	-	+	
Электрический испытательный выход ЭИВ-01 ВНКЛ.426476.022	-								3), 7)
Контактирующее устройство ЭИВ-01 ВНКЛ.426459.159	-								3), 7)
Терминал мобильный РиМ 099.01	-								7), 9)
Руководство по эксплуатации ВНКЛ.411152.052 РЭ	-								2), 6)
Методика поверки	-								3), 6), 10)
Руководство по монтажу счетчиков на опору ВЛ ВНКЛ.410106.007 Д	-								4), 6)
Протокол RF и PLC. Описание протокола обмена ВНКЛ.411711.004 ИС	-								5), 6)
Счетчики электрической энергии. Требования к информационной модели обмена данными СТО 34.01-5.1-005-2017	-								5), 6)

1) В комплект монтажных частей входят зажим анкерный ЗАБ 16-25 – 1 шт., зажим прокалывающий ЗОИ 16-95/2,5-35 – 4 шт., зажим прокалывающий ЗОИ 16-70/1,5-10 – 1 шт. и стяжка для кабеля всепогодная, неоткрываемая, с защитой от УФ – 5 шт. Допускается использовать зажимы других типов с аналогичными техническими характеристиками.

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

3) Поставляется по требованию организаций для поверки счетчиков.

4) Поставляется по требованию организаций, производящих монтаж счетчиков.

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

6) Поставляется на электронном носителе.

7) Поставляется по отдельному заказу.

8) ВК- Х –код комплекта поставки, где Х – номер комплекта.

9) Комплект программ - конфигураторов в составе МТ.

10) Подробнее см. приложение Ж.

2.7 Устройство и работа

2.7.1 Конструктивное исполнение

Основой конструкции счетчика является основание, поделенное на два отсека. В одном из них закрепляется электронный блок счетчика и герметично заливается компаундом. В другой отсек основания помещаются измерительные преобразователи тока, УКН (РиМ 489.18) и клеммная колодка для подключения счетчика к ВЛ. Основание имеет два отверстия, через которые выведены светодиоды оптических испытательных выходов А и R, по активной и реактивной энергии соответственно. Основание помещено в корпус и закрыто прозрачной крышкой. В крышке имеются отверстия для подключения к счетчику проводов ВЛ. В отверстия вставлены уплотнители для предотвращения попадания воды в клеммы счетчика. Клеммы заполнены силиконовой смазкой.

Корпус снабжен прозрачной задвижкой для доступа к зажимным винтам клемм. Задвижка, закрывающая клеммную колодку, пломбируется пломбой энергосбытовой организации.

2.7.2 Принцип работы счетчика

Принцип действия счетчиков основан на цифровой обработке аналоговых входных сигналов тока и напряжения, при помощи специализированной микросхемы со встроенными АЦП. Параметры, измеряемые счетчиком, определяются расчетным путем на основании измеренных значений тока, напряжения и частоты.

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

2.7.3 Устройство и работа основных узлов счетчика

2.7.3.1 Основные узлы счетчиков:

- 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;
- УКН (РиМ 489.18).

2.7.3.2 Устройство и работа электронного блока

Электронный блок состоит из следующих функциональных узлов:

- измерительный преобразователь напряжения;
- источник питания;
- измеритель-контроллер;
- узел ЧРВ;
- узел электронных пломб;
- энергонезависимую память;
- блок светодиодной индикации;
- блок датчиков магнитного поля;
- интерфейсный узел RF;
- интерфейсный узел PLC.

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 со схемой ограничения перенапряжений на входе источника и вырабатывает основные напряжения питания всех узлов счетчика.

Измеритель-контроллер - выполнен на специализированной измерительной микросхеме, которая включает в себя шесть АЦП, имеет внешний источник опорного напряжения. Измеритель-контроллер имеет в своем составе защитные и помехоподавляющие элементы, осуществляет обработку результатов измерения измерительных каналов, управление интерфейсами счетчика, а также осуществляет обмен информацией с энергонезависимой памятью.

ЧРВ счетчика выполнены на специализированной микросхеме, обеспечивающей низкое потребление и высокую стабильность суточного хода часов за счет температурной коррекции частоты кварцевого резонатора, в том числе при отсутствии сетевого напряжения. ЧРВ реализуют:

- ведение даты и времени;
- внешнюю и автоматическую коррекцию (синхронизацию);
- возможность автоматического переключения на летнее/зимнее время).

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 512 кБайт (RAM). Счетчик каждую секунду выполняет перезапись измерительной информации с проверкой контрольной суммы всего блока данных.

Блок светодиодной индикации – одноцветные индикаторы А, R (по активной и реактивной энергии соответственно).

Блок датчиков магнитного поля состоит из трех датчиков, фиксирующих магнитное поле силой более 2,5 мТл.

Интерфейс PLC – модем обеспечивающий передачу данных по электрическим сетям электропитания. Характеристики интерфейса PLC соответствуют требованиям ГОСТ Р 51317.3.8–99, полоса частот от 58 до 95 кГц, сигнал широкополосный с симметричным вводом.

Интерфейс RF – радиомодем малого радиуса действия, предназначен для подключения счётчика к информационной сети АС и для обмена с ДД, имеющий следующие характеристики ¹⁾:

- полоса радиочастот, МГц 433,075–434,79
- ЭИИМ интерфейса, дБВт, не более -17

Радиомодем соответствует требованиям помехоустойчивости по ГОСТ Р 52459.3–2009 для устройств группы I, класс 1.

Примечание – Интерфейс не предназначен для работы в публичных сетях связи.

УКН совместно с устройством управления реализует следующие режимы:

- выключено, запрещено включение с ДД;
- выключено, разрешено включение с ДД;
- включено, запрещено включение с ДД;
- включено, разрешено включение с ДД.

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

Устройство управления периодически контролирует состояние УКН по мощности, регистрируемой счетчиком. В случае, если в отключенном состоянии через счетчик протекает ток более стартового, повторяет отключение УКН. Во включенном состоянии устройство управления делает повторное включение УКН, если ток, протекающий через счетчик, менее стартового.

Узел электронных пломб предназначен для обнаружения и фиксации вскрытия крышки корпуса счетчика (ЭПл) и клеммной задвижки (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 журнал «Коррекций» счетчика.

2.8 Средства измерения, инструмент и принадлежности

Перечень средств измерения, инструментов и принадлежностей, необходимых для проведения монтажа и эксплуатации счетчиков, приведен в руководстве по монтажу счетчиков на опору ВЛ ВНКЛ.410106.007 Д.

Перечень средств измерения, инструментов и принадлежностей, необходимых для проведения поверки, приведен в методике поверки, подробнее см. приложение Ж.

2.9 Маркировка и пломбирование

2.9.1 Маркировка счетчика, содержащая тип счетчика, товарный знак производителя, заводской номер позволяющий идентифицировать счётчик без подъема персонала на опору (высота символов 30 мм), штриховой код счетчика, год выпуска и другие символы, предусмотренные ГОСТ 25372-95, ГОСТ 31818.11-2012, нанесена на корпусе счетчика. Маркировка счетчика устойчива к атмосферным воздействиям в течение всего срока службы.

2.9.2 Корпус счетчика пломбируется пломбами Поверителя. Пломбы устанавливаются в отверстия на приливах корпуса и крышки счетчика (см. приложение Б).

ВНИМАНИЕ! Пломбы на счетчик следует навешивать только с использованием проволоки пломбировочной, изготовленной из нержавеющей стали (например, проволоки 0,5-ТС-1-12Х18Н10Т ГОСТ 18143-72 или аналогичной).

2.9.3 Задвижка для доступа к зажимным винтам клемм опломбируется пломбой энергосбытовой организации. Пломба навешивается в отверстия на приливах корпуса и задвижки.

3 ИСПОЛЬЗОВАНИЕ СЧЕТЧИКОВ

3.1 Эксплуатационные ограничения

3.1.1 Подача на счетчики напряжения более 400 В в течение длительного времени может привести к выходу счетчика из строя.

3.1.2 Провод ответвления от ВЛ к абоненту для установки счетчика должен быть сечением от 16 до 25 мм².

3.1.3 Протекание тока более максимального (см. таблицу 1) в течение длительного времени через токовую цепь счетчика может вызвать подгорание контактов, перегрев клеммной колодки и УКН и выход счетчика из строя.

3.1.4 Не допускается механическая нагрузка от проводов ответвления на выводы счетчика.

3.1.5 Не допускается установка фильтров между местом подключения ВУ АС и счетчиком.

Внимание! Счетчик удовлетворяет нормам промышленных радиопомех, установленным для оборудования класса Б по ГОСТ Р 51318.22-2006 (CISPR 22:2006). Однако при использовании в жилых и производственных зонах с малым энергопотреблением счетчик может нарушить функционирование других технических средств, использующих связь по силовой сети в частотном диапазоне от 50 до 95 кГц в результате воздействия генерируемых счетчиком и ВУ сигналов в силовой сети. В этом случае необходимо предпринять меры по подавлению сигналов счетчика в зоне действия технических средств, например, установкой заграждающих фильтров между точкой включения счетчика и зоной действия технических средств.

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, сжимов и контактов счетчика для подключения к сети;

– наличие пломбы поверителя;

– соответствие данных сжимов сечению проводов ответвления.

3.2.3 Порядок установки счетчика

3.2.3.1 Установка счетчика должна производиться квалифицированным электромонтером уполномоченной организации, ознакомленным с настоящим руководством по эксплуатации.

3.2.3.2 Установка счетчика производится согласно схемам подключения, приведенным в приложении А (см. рисунки А.1, А.2), в следующем порядке:

– **обесточить воздушную линию электропередачи;**

– закрепить анкерный зажим, указанный в таблице 12, на опоре ВЛ, используя, например, крюк изолятора ВЛ;

– отсоединить фазные провода отвода к абоненту от ВЛ на опоре;

– закрепить провода отвода к абоненту в анкерном зажиме;

– прикрепить скобу для крепления счетчика к опоре при помощи ленты типа FR-207;

– надеть счетчик на скобу, предварительно продев в отверстие скобы отрезок пломбировочной проволоки (400 ± 50) мм для крепления счетчика на опоре в вертикальном направлении и навешивания пломбы энергосбытовой организации (см. рисунок Б.3);

– соединить выводы «1», «3», «5» счетчика с фазными проводами ВЛ, строго соблюдая фазировку, при помощи зажимов, указанных на рисунке А.2;

– соединить выводы «2», «4», «6» счетчика с фазными проводами отвода к абоненту строго соблюдая фазировку;

- соединить вывод «7» счетчика с нулевым проводом отвода к абоненту при помощи зажима, указанного на рисунке А.2;
 - зафиксировать номер счетчика, указанный на его корпусе, в журнале, указав адрес абонента;
 - подать напряжение на счетчик;
 - проверить функционирование счетчика.
- Признаки работоспособности счетчика:

– после подачи напряжения на линию и наличия тока нагрузки индикаторы функционирования А и R должны периодически мигать с частотой, пропорциональной мощности (активной и реактивной соответственно). Индикатор А должен мигать с периодом около 0,9 с при суммарной по всем фазам нагрузке 1 кВт. При больших токах нагрузки индикатор А может светиться постоянно;

– проверить передачу данных от счетчика по интерфейсам PLC и RF (см приложение В). Для этого после установки счетчика на место эксплуатации следует использовать МТ. **При проверке по интерфейсу PLC не допускается установка фильтров между местом подключения МТ и местом включения счетчика;**

– выполнить конфигурирование счетчика. При конфигурировании (записи параметров тарификации, маршрутизации, синхронизации времени, занесения другой служебной информации в счетчик) необходимо использовать систему паролей. Подробные указания по выполнению конфигурирования счетчиков приведены в руководстве пользователя программы Crowd_Pk.exe (электронный документ). Рекомендуется выполнять конфигурирование счетчика до установки его на место эксплуатации.

ВНИМАНИЕ! При выпуске из производства (подробнее – см. приложение Е):

- - пароль счетчика – пустой;
- - номер группы (десятичный) соответствует двум предпоследним цифрам заводского номера,
- - адрес счетчика (десятичный) соответствует двум последним цифрам заводского номера.
- *Внимание! Сочетание цифр 00 для номера в группе является запрещенным. В этом случае следует устанавливать значение 100 (десятичное).*
- опломбировать счетчик пломбой энергосбытовой организации (см. рисунок Б.2).

Внимание! При установке пломбы энергосбытовой организации по рисунку Б.2 счетчик надежно фиксируется на скобе, закрепляемой на ВЛ.

- заполнить раздел паспорта на счетчик «Свидетельство о вводе в эксплуатацию»;
- занести данные сетевого адреса, номер ДД, установленные режимы учета и параметры управления УКН в паспорт счетчика, а также в документы, предусмотренные требованиями организации, проводящей установку счетчика, синхронизировать время ЧРВ.

Внимание! При отсутствии сетевого напряжения на срок более 60 ч, необходимо повторить синхронизацию времени ЧРВ.

3.3 Контроль работоспособности счетчика в процессе эксплуатации

Показателями работоспособности в процессе эксплуатации являются:

- мигание индикатора А счетчика с частотой, пропорциональной активной мощности, подаваемой на счетчик;
- считывание данных со счетчика по интерфейсу RF;
- считывание данных со счетчика по интерфейсу PLC;
- устойчивое управление УКН.

4 ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ

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

4.2 Поверка счетчиков проводится методике поверки, подробнее см. приложение Ж. 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^2 при частоте ударов от 80 до 120 в минуту, при температуре окружающего воздуха от минус $50 \text{ }^\circ\text{C}$ до плюс $70 \text{ }^\circ\text{C}$, верхнем значении относительной влажности воздуха 95% при температуре плюс $35 \text{ }^\circ\text{C}$, атмосферном давлении от 70 до $106,7 \text{ кПа}$ (от 537 до 800 мм рт. ст.).

6.3 Счетчики хранят в закрытых помещениях при температуре от минус $40 \text{ }^\circ\text{C}$ до плюс $60 \text{ }^\circ\text{C}$ и верхнем значении относительной влажности воздуха до 80% при температуре плюс $35 \text{ }^\circ\text{C}$, атмосферном давлении от 70 до $106,7 \text{ кПа}$ (от 537 до 800 мм рт. ст.) при отсутствии агрессивных паров и газов.

7 УКАЗАНИЯ ПО ЭКСПЛУАТАЦИИ

7.1 Условия эксплуатации счетчиков: У1 по ГОСТ 15150-69 - на открытом воздухе при температуре окружающего воздуха от минус $40 \text{ }^\circ\text{C}$ до плюс $60 \text{ }^\circ\text{C}$, верхнем значении относительной влажности окружающего воздуха 95% при температуре плюс $35 \text{ }^\circ\text{C}$, атмосферном давлении от 70 до $106,7 \text{ кПа}$ (от 537 до 800 мм рт. ст.).

7.2 Устройство «Электрический испытательный выход ЭИВ-01» ВНКЛ.426476.022 предназначено для проведения поверки счетчиков. Условия эксплуатации У4* по ГОСТ 15150-69 при температуре окружающего воздуха от плюс $10 \text{ }^\circ\text{C}$ до плюс $40 \text{ }^\circ\text{C}$, верхнем значении относительной влажности воздуха 80% при температуре окружающего воздуха плюс $25 \text{ }^\circ\text{C}$

7.3 Установка, монтаж и эксплуатация счетчиков должны производиться в соответствии с руководством по эксплуатации и паспортом. Схема подключения счетчиков приведена в приложении А.

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

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

7.6 За счет применения счетчике цифровых каналов передачи данных при передаче измерительной информации не требуется дополнительная обработка данных средствами АС и не вносится дополнительная погрешность в нормированные метрологические характеристики измерительных каналов АС.

При установке счетчиков на месте эксплуатации достаточно указаний, приведенных в разделе 3 настоящего Руководства по эксплуатации.

8 ГАРАНТИИ ИЗГОТОВИТЕЛЯ

8.1 Изготовитель гарантирует соответствие счетчиков требованиям ТУ 4228-063-11821941-2014, ГОСТ 31818.11-2012, ГОСТ 31819.21-2012, 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, вызванные внешними воздействиями;
- г) с повреждениями, вызванными воздействиями перенапряжений на линии, если линия не оборудована ограничителями перенапряжений.

Гарантийные обязательства не распространяются на зажимы для подключения счетчиков.

ПРИЛОЖЕНИЕ А
(обязательное)
Схемы подключения счетчиков при эксплуатации

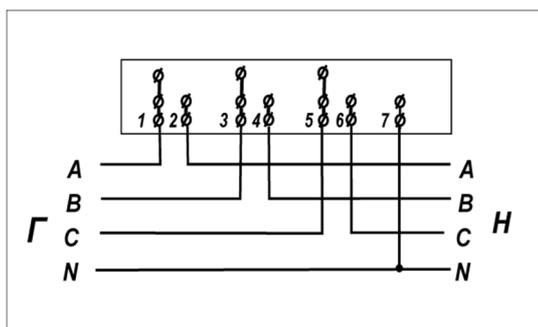
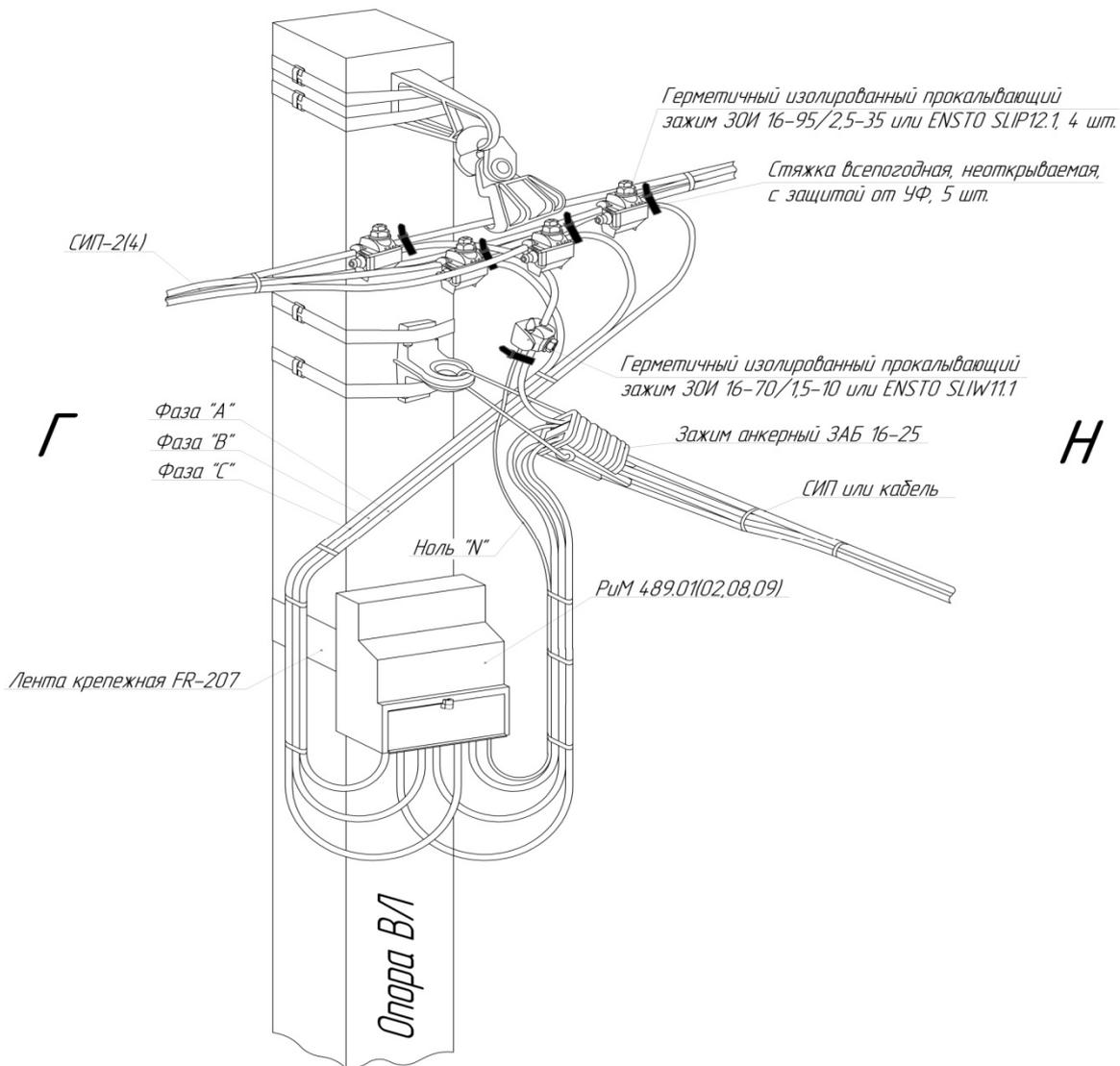


Рисунок 1 - Схема подключения счетчика



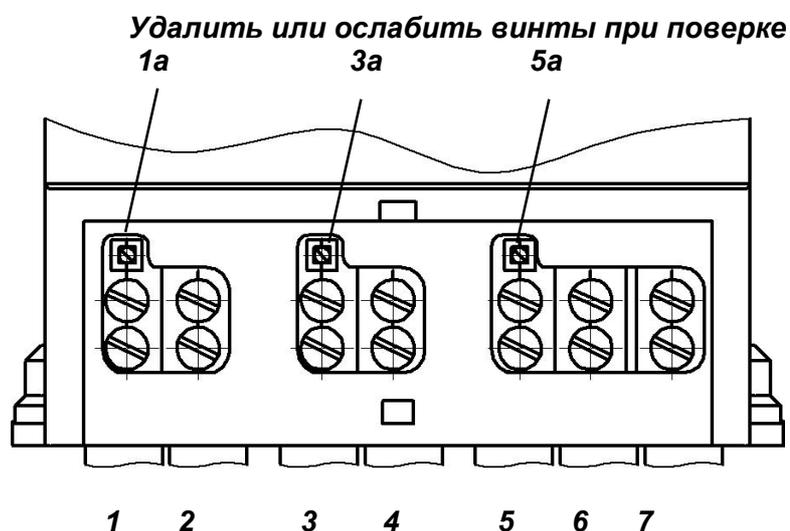
Г – сторона генератора;
 Н – сторона нагрузки

Рисунок А.2 – Схема установки счетчиков на опоре ВЛ

Примечание - Допускается использовать зажимы других типов с аналогичными техническими характеристиками. Провода устанавливать в кожуи зажимов прокалывающих до упора, не прикладывая большого усилия, чтобы не нарушить целостность кожуи.

В местах соединения проводов ответвлений с ВЛ и нулевой провод счетчика крепить стяжкой непосредственно рядом с зажимами прокалывающими согласно рисунку А.2.

Другие варианты схем подключения счетчиков смотрите в Руководстве по монтажу счетчиков на опору ВЛ ВНКЛ.410106.007 Д.



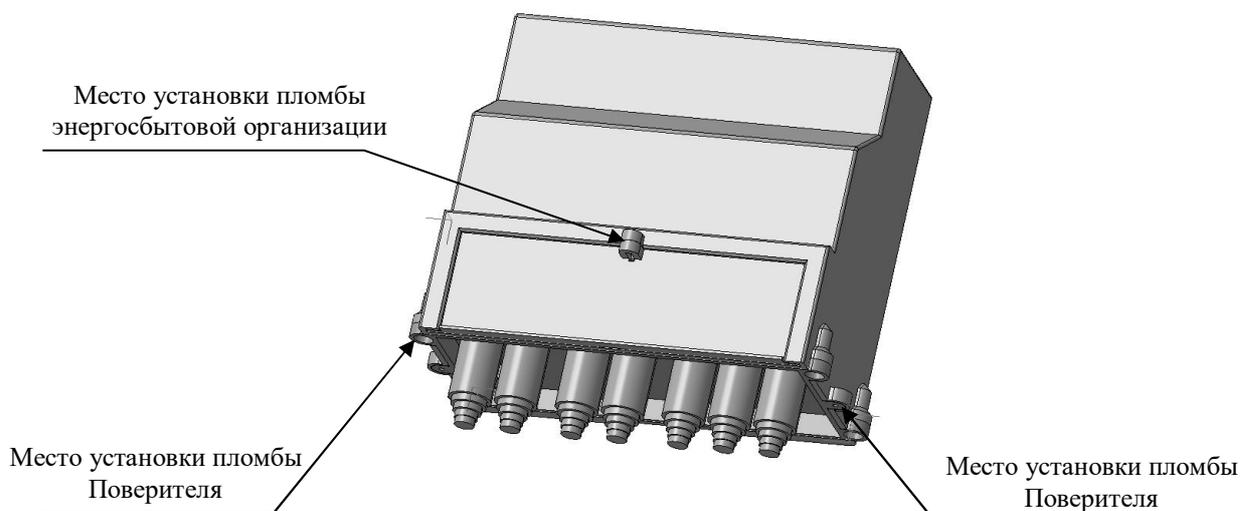
Примечания

1 Контакты 1а, 3а, 5а предназначены для подключения цепей напряжения (фазы А, В, С соответственно) при проверке. Контакты 1 и 2, 3 и 4, 5 и 6 попарно (сторона генератора Г и сторона нагрузки Н соответственно) предназначены для подключения цепей тока при проверке. Контакт 7 предназначен для подключения нуля.

2 После проведения проверки счетчиков в корпусе типа 2 следует установить винты в контакты 1а, 3а, 5а на место для соединения цепей тока и напряжения счетчика.

Рисунок А.3 – Схема расположения контактов счетчика на клеммной колодке (под задвижкой)

ПРИЛОЖЕНИЕ Б
(обязательное)
Место установки пломб



Примечание – Пломбы поверителя (2 шт.) устанавливаются с двух сторон корпуса

Рисунок Б.1- Места установки пломб Поверителя

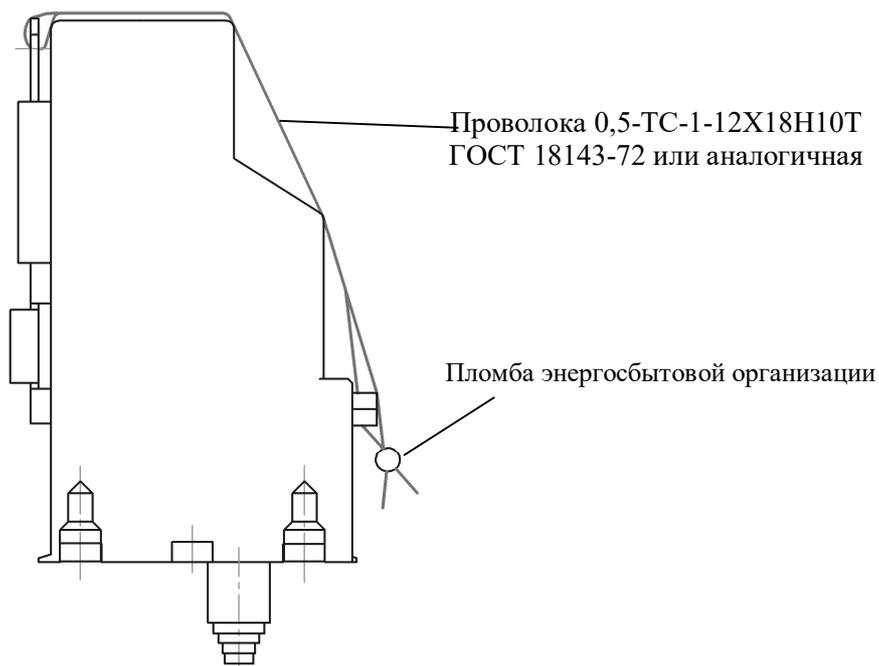


Рисунок Б.2 - Схема установки пломбы энергосбытовой организации

ПРИЛОЖЕНИЕ В
(обязательное)

Порядок считывания информации по интерфейсам PLC и RF

Для считывания информации со счетчиков при помощи МТ предназначена программа Crowd_Pk.exe, в рабочем окне которой есть закладка «РиМ», на которой отражены общие для всех счетчиков параметры и данные, и дополнительные закладки, на которых отражены данные, специфические для каждого типа счетчиков, например:

- для счетчиков РиМ 489.18 и РиМ 489.19 предназначена закладка «489.1х»;
- вкладка «Специфические для РиМ 489.14(15,17,18)» предназначена для работы со счетчиками РиМ 489.18.

Остальные закладки используются при работе с другими устройствами.

Подробное описание работы с программой Crowd_Pk.exe приведено в руководстве по эксплуатации МТ.

I По интерфейсу PLC

Считывание информации от счетчиков по интерфейсу PLC проводится при помощи конвертора USB-PLC с использованием программы Crowd_Pk.exe в следующем порядке:

1 Подключить USB-PLC к порту ПК (ноутбука) МТ с установленной программой Crowd_Pk.exe;

2 Подключить вилку сетевого кабеля USB-PLC к сетевой линии подключения счетчика. Между счетчиком и USB-PLC не должно быть разделительных трансформаторов и заграждающих фильтров;

3 Запустить программу Crowd_Pk.exe, в рабочем окне программы «Программирование устройств через RFPLC» выбрать номер используемого COM - порта, далее выбрать необходимый частотный канал (1-8), допустимое число таймаутов выбрать 5;

4 Нажать кнопку «Прозрачный режим»;

5 Выбрать закладку «РиМ»;

6 Нажать кнопку «Установить связь» в рабочем окне программы (или в меню «Связь» выбрать команду «Установить»). При установлении связи в окне программы должен появиться символ круга зеленого цвета;

7 Считывание данных со счетчика проводится в последовательности:

– ввести в поле «Номер цели» заводской номер счетчика, установить номер ретранслятора равным заводскому номеру счетчика, индекс ретрансляции равным 0. Пароль вводить при считывании данных не требуется;

– считать номер группы и адрес, которые появляются в полях «Группа цели» и «Адрес цели» (сетевой адрес) при нажатии кнопки «Прочитать» на панели «Инфо». При установлении связи в окне программы должен появиться символ круга зеленого цвета;

– зафиксировать номер частотного канала интерфейса RF (Закладка «489.1х», подзакладка «Общие», панель «Режим радиомодема»);

– проверить состояние УКН (закладка «489.1х», подзакладка «Специфические для РиМ 489.14(15,17,18)», панель «Номер пульта и режим нагрузки») (включено /выключено);

– считать показания счетчика и служебную информацию, нажав на кнопку «Прочитать» на панели «Показания».

II По интерфейсу RF

Считывание информации от счетчиков по интерфейсу RF проводится при помощи конвертора USB-RF с использованием программы Crowd_Pk.exe в следующем порядке:

- 1 Подключить USB-RF к USB – порту ПК (ноутбука) МТ с установленной программой Crowd_Pk.exe;
- 2 Запустить программу Crowd_Pk.exe, в рабочем окне программы «Программирование устройств через P1c (радио) выбрать номер используемого порта, далее выбрать необходимый частотный канал (1-8), который был определен при считывании информации по PLC , допускаемое число таймаутов - выбрать 5;
- 3 Нажать кнопку «Радиомодем»;
- 4 Выбрать закладку «РиМ»;
- 5 Нажать кнопку «Установить связь» в рабочем окне программы (или в меню «Связь» выбрать команду «Установить»). При установлении связи в окне программы должен появиться круг зеленого цвета;
- 6 **Считывание данных со счетчика:**
 - ввести в поле «Номер цели» заводской номер счетчика, установить номер ретранслятора равным заводскому номеру счетчика, индекс ретрансляции равным 0. Пароль вводить не требуется, в поле «Источник» поставить 0;
 - считать номер группы и адрес счетчика, которые появляются в полях «Группа цели» и «Адрес цели» (сетевой адрес) при нажатии кнопки «Прочитать» на панели «Инфо»;
 - считать показания счетчика и служебную информацию, нажав на кнопку «Прочитать» на панели «Показания».

ВНИМАНИЕ!

При выпуске из производства (подробнее – см. приложение Е):

- пароль счетчика– пустой;
- номер группы (десятичный) соответствует двум предпоследним цифрам заводского номера,
- адрес счетчика (десятичный) соответствует двум последним цифрам заводского номера.

Внимание! Сочетание цифр 00 для номера в группе является запрещенным. В этом случае следует устанавливать значение 100 (десятичное).

ПРИЛОЖЕНИЕ Г

(обязательное)

Описание журналов и профилей счетчиков

Г.1 Счетчики ведут запись и хранение результатов измерений в журналах в энергонезависимой памяти. Все журналы недоступны корректировке при помощи внешних программ, в том числе при помощи программ – конфигураторов. Журналы организованы следующим образом:

Г.1.а) **Журнал ежемесячных показаний нарастающим итогом в двух направлениях (сохранение показаний на РДЧ), не менее 36 записей (не менее 36 месяцев, 3 года)**

- активной энергии (импорт) по каждому из используемых тарифов на РДЧ;
- активной энергии (импорт) суммарно по тарифам на РДЧ;
- активной энергии (экспорт) без тарификации на РДЧ;
- реактивной энергии на РДЧ (импорт/экспорт);
- максимальное значение средней активной мощности на программируемом интервале на

Ррдч;

- дата и время фиксации Ррдч;
- продолжительность времени включенного состояния счетчика в секундах на РДЧ.

Г.1.б) **Журнал ежесуточных показаний, не менее 123 записей (не менее 123 сут, 4 месяца):**

- активной энергии (импорт) по каждому из используемых тарифов;
- активной энергии (импорт) суммарно по тарифам;
- активной энергии (экспорт) без тарификации;
- реактивной энергии (импорт);
- реактивной энергии (экспорт);
- флаги выхода за пороги $\pm 10\%$ напряжения сети и частоты за пределы $\pm 0,4$ Гц;
- количество десятисекундных интервалов выхода частоты за пределы $\pm 0,2$ Гц;
- продолжительность времени включенного состояния счетчика в секундах за прошедшие

сутки.

Г.1.в) **Журнал профилей нагрузки и напряжения с программируемым интервалом из ряда 1, 2, 3, 4, 5, 6, 10, 12, 15, 20, 30, 60 мин, не менее 8928 записей (не менее 186 сут при 30 минутном интервале).**

В профиль включены:

- количество потребленной активной энергии на выбранном интервале (приращение показаний по активной энергии) (импорт);
- количество потребленной активной энергии на выбранном интервале (приращение показаний по активной энергии) (экспорт);
- количество потребленной реактивной энергии на выбранном интервале, импорт, (приращение показаний);
- количество потребленной реактивной энергии на выбранном интервале, экспорт (приращение показаний);
- профиль напряжения сети.

Г.1.г) **Журнал профиля мощности - активной и реактивной мощности поквadrантно на 30 минутном интервале, не менее 8928 записей (не менее 186 сут).**

В профиль включены значения средней активной (импорт и экспорт) и реактивной мощности (импорт и экспорт) за получасовой интервал.

Г.2 Счетчики ведут **Журнал событий**. События в журнале сгруппированы в **отдельные разделы** по группам событий, с привязкой ко времени наступления и окончания события, в т.ч:

Г.2 а) **Журнал «Коррекций»** - не менее 1024 записей:

- фиксация факта связи со счетчиком, приведший к изменению данных (наименование изменяемого параметра в счетчике, новое значение параметра);
- изменение текущих значений даты и времени при синхронизации времени;
- получение системных параметров, дата и время актуализации журнала ежемесячных показаний;

Г.2 б) **Журнал «Вкл/Выкл»** - отклонение тока и напряжения в измерительных цепях от заданных пределов, не менее 1024 записей:

- перерывы питания (включение/ отключение напряжения сети);
- включение/отключение нагрузки (только для счетчиков с УКН) по команде АС;
- включение по команде с ДД;
- автоматическое отключение абонента при превышении установленной мощности – УПМк;
- автоматическое отключение абонента при превышении номинального напряжения более чем на 15 %, (только для счетчиков с УКН);

Г.2 в) **Журнал «Качества сети»** - отклонение показателей качества электроэнергии, не менее 1024 записей: отклонение напряжения сети за пределы $\pm 10\%$ в соответствии 4.2 ГОСТ Р 54149-2010, отклонение частоты сети в пределы ($\pm 0,2$; $\pm 0,4$) Гц в соответствии с 4.2 ГОСТ Р 54149-2010.

Г.2 г) **Журнал самодиагностики** – не менее 128 записей: сохранение значений статуса, отображающего

- работоспособное состояние ЧРВ;
- настройки тарификатора;
- работоспособное состояние блока памяти;
- работоспособное состояние измерительного блока
- работоспособное состояние источника питания
- работоспособное состояние вычислительного блока;
- работоспособное состояние электронного дисплея (подробнее см. паспорт ДД).

Г.2 д) **Журнал внешних воздействий** – не менее 1024 записей: сохранение значений статуса, отображающего

- фиксация блокировки доступа при неверном пароле;
- фиксация срабатывания электронных пломб¹⁾);
- фиксации воздействия магнитного поля;
- фиксация появления обратного направления активной мощности (экспорт);
- фиксация изменения порядка следования фаз (перезафазировка);

Г.2 е) **Журнал дополнительных параметров** – не менее 128 записей: сохранение значений статуса, отображающего события:

- дата и время последней инициализации (калибровки) счетчика.

Г.2 ж) **Журнал tg φ** – не менее 1024 записей отклонение коэффициента реактивной мощности за установленные пределы;

Г.2 з) **Журнал провалов/перенапряжений** – не менее 1024 записей, фиксация длительностей/глубины провалов и длительностей/величин перенапряжений.

¹⁾ Для счетчиков с версией ПО до v1.08 узел электронных пломб не используется

ПРИЛОЖЕНИЕ Д
(обязательное)
Описание функциональных возможностей интерфейсов счетчиков

Таблица Д.1 - Функциональные возможности интерфейсов счетчиков

Направление обмена	Параметр	Тип интерфейса				
		PLC		RF		
		с устройствами АС		с ДД		
дисплей	оптопорт RS-485					
Передача данных	Тип	+	+	+	+	
	Заводской номер	+	+	+	+	
	Идентификатор ПО	+	+	-	-	
	Показания					
	Тарифицируемые					
	- текущие по активной энергии (потарифно)	+	+	+	+	
	- на РДЧ по активной энергии (потарифно)	+	+	+	+	
	- текущие по активной энергии (суммарно по тарифам)	+	+	-	-	
	- на РДЧ по активной энергии (суммарно по тарифам)	+	+	-	-	
	Нетарифицируемые					
	текущие по активной энергии (пофазно)	+	+	-	-	
	текущие по активной энергии (суммарно по фазам)	+	+	-	+	
	на РДЧ по активной энергии (пофазно)	+	+	-	-	
	на РДЧ по активной энергии (суммарно по фазам)	+	+	-	+	
	- текущие по реактивной энергии (пофазно)	+	+	-	-	
	-текущие по реактивной энергии (суммарно по фазам)	+	+	+	+	
	- на РДЧ по реактивной энергии (пофазно)	+	+	-	-	
	-на РДЧ по реактивной энергии (суммарно по фазам)	+	+	+	+	
	- текущее значение удельной энергии потерь в цепи тока (пофазно)	+	+	-	-	
	-текущее значение удельной энергии потерь в цепи тока (суммарно по фазам)	+	+	-	-	
	- значение удельной энергии потерь в цепи тока (пофазно) на РДЧ	+	+	-	-	
	- значение удельной энергии потерь в цепи тока (суммарно по фазам) на РДЧ	+	+	-	-	
	- текущая активная мощность (импорт/экспорт, пофазно)	+	+	-	-	
	- текущая активная мощность (импорт/экспорт, суммарно по фазам)	+	+	+	+	
	- текущая реактивная мощность (пофазно, с индикацией импорт/экспорт)	+	+	-	-	
	- текущая реактивная мощность (суммарно по фазам, с индикацией импорт/экспорт)	+	+	+	+	
-текущее значение средней активной мощности на программируемом интервале суммарно по фазам (Ринт)	+	+	+	+		
- значение активной мощности на программируемом интервале суммарно по фазам на РДЧ (Ррдч)	+	+	+	+		
- текущая полная мощность (по модулю, пофазно)	+	+	-	-		
- текущая полная мощность (по модулю, суммарно по фазам)	+	+	+	-		
- фазное напряжение, среднеквадратичное значение (пофазно)	+	+	+	+		

Окончание таблицы Д.1 - Функциональные возможности интерфейсов счетчиков

Направление обмена	Параметр	Тип интерфейса			
		PLC		RF	
		с устройствами АС		дисплей	оптопорт RS-485
	-линейное (междуфазное) напряжение, среднеквадратичное значение	+	+	-	-
	- ток, среднеквадратичное значение (пофазно)	+	+	+	+
	- частота сети	+	+	+	+
	- текущее значение tg φ (пофазно)	+	+	-	-
	- текущее значение tg φ (суммарно)	+	+	-	-
	- текущее значение cos φ (пофазно)	+	+	-	-
	- текущее значение cos φ (суммарно)	+	+	+	-
	-Параметры качества электроэнергии	+	+	+	-
	- показания ЧРВ	+	+	+	+
	- температура внутри корпуса счетчика	+	+	+	-
	Напряжение прямой последовательности	+	+	-	-
	Коэффициенты несимметрии напряжения по обратной и нулевой последовательностям	+	+	-	-
	Журналы счетчика	+	+	-	-
	<u>Служебная информация</u>				
	- параметры связи по PLC	+	+	-	-
	- параметры связи по RF	+	+	-	-
	- параметры тарификации (в.т.ч. значение УПМг)	+	+	+	+
	- параметры контроля качества сети	+	+	-	-
	<u>Корректировка служебной информации</u>				
	- параметров связи по PLC	+	+	-	-
- параметров связи по RF	+	+	-	-	
Прием данных и команд	- параметры контроля качества сети	+	+	-	-
	- параметры тарификации	+	+	-	-
	- подключение нагрузки	+	+	+	-
	- отключение нагрузки	+	+	-	-
Управление коммутацией нагрузки	- разрешение на подключение	+	+	+	-
	- отключение нагрузки	+	+	-	-
*При наличии разрешения от устройств АС.					

ПРИЛОЖЕНИЕ Е **(обязательное)**

Начальные установки счетчиков при выпуске из производства

Счетчики выпускаются из производства со следующими начальными установками:

Внимание! При поставке от изготовителя служебные параметры установлены по умолчанию, если иные установки не оговорены в договоре на поставку.

Параметры безопасности:

- пароль счетчика – пустой.

Параметры связи по интерфейсам RF и PLC:

– адрес счетчика (десятичный) соответствует двум последним цифрам заводского номера;

– номер группы (десятичный) соответствует двум предпоследним цифрам заводского номера;

Внимание! Сочетание цифр 00 для адреса и номера группы является запрещенным. В этом случае следует устанавливать значение 100 (десятичное).

- мощность передатчика радиоканала 10 dBm, номер канала=1;
- параметры режима ретрансляции данных – пустые.

Параметры тарификации

– расписание одностарифное (КСТР=0), отдельный учет при превышении УПМт не предусмотрен (УПМт=0);

– расчетный день и час: день=01, час=00;

– таблица выходных и праздничных дней -в соответствии с официальным графиком, без корректировок;

– таблица переносов выходных и праздничных дней – пустая;

– текущее время ¹⁾: UTC+7;

– автоматический переход на летнее/зимнее время не активирован.

Функция автоматического ограничения потребляемой мощности:

Отключение абонента (только для счетчиков с УКН)

– при превышении напряжения 15 % - не установлено;

– при превышении максимальной мощности - не установлено (УПМк= 65535 Вт).

Автоматическое отключение при воздействии магнитного поля

– Установлено ²⁾

Управление нагрузкой (только для счетчиков с УКН)

– разрешено управление с пульта ДД, номер ДД – 000000;

– состояние УКН – замкнуто.

Флаги:

– флаг срабатывания датчика магнитного поля – сброшен;

– флаг нарушения электронной пломбы – сброшен;

Параметры настройки профилей:

– период фиксации профиля нагрузки и напряжения : 30 мин.

Параметры для определения показателей качества электроэнергии:

– согласованное напряжение –по умолчанию 230 В, номинальное;

– порог по tg φ – не задан;

– пороги для расчета показателей качества электроэнергии: величины /длительности провалов, перенапряжений - не заданы.

¹⁾ Для счетчиков версии 1.07 и ниже сохраняется 60 ч при отсутствии сетевого напряжения, после чего требуется переустановка.

²⁾ Для изделий с УКН, выпускаемых после 31.08.2015.

ПРИЛОЖЕНИЕ Ж**(обязательное)****Перечень предприятий, выпускающих счетчики**

Таблица Ж.1

Наименование предприятия изготовителя	Торговый знак предприятия изготовителя	Методика поверки	Условное обозначение исполнения счетчика	Штрих код по EAN-13 (GTIN-13)
Акционерное Общество «Радио и Микроэлектроника» (АО «РиМ»)		ВНКЛ.411152.052 ДИ	РиМ 489.18	4607134511547
			РиМ 489.19	4607134511554
Открытое Акционерное Общество «Улан-Удэнское приборостроительное производственное объединение» (ОАО «У-У ППО»)		ВНКЛ.411152.078-01 ДИ	РиМ 489.18	4680040720043
			РиМ 489.19	4680040720241
Акционерное общество «Новосибирский приборостроительный завод» (АО «НПЗ»)		ВНКЛ.411152.078-02 ДИ	РиМ 489.18	4603739450229
			РиМ 489.19	4603739450236

Акционерное общество «Радио и Микроэлектроника»**630082, Новосибирск, ул. Дачная 60/1, офис 307****Тел/факс (383) 2195313****Телефон (383) 2034109 – гарантийный ремонт****E-mail: rim@zao-rim.ru****www.ao-rim.ru****(20)**