КОД ОКП 42 2860

«УТВЕРЖДАЮ»

Технический директор
ЗАО «Радио и Микроэлектроника»

_____С.П. Порватов

«___»_____2011 г.

Счетчики электрической энергии трехфазные статические РиМ 489.01 РиМ 489.02 РиМ 489.08 РиМ 489.09

РУКОВОДСТВО ПО ЭКСПЛУАТАЦИИ
ВНКЛ.411152.045 РЭ

г. Новосибирск

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

Содержание

1 ТРЕБОВАНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ....4
2 ОПИСАНИЕ И РАБОТА СЧЕТЧИКОВ....4
2.1 Назначение счетчиков....4
Основные метрологические и технические характеристики....8
2.2 Перечень величин, измеряемых счетчиком....9
2.3 Считывание измерительной информации со счетчиков....18
2.4 Конфигурирование счетчиков....18
2.5 Комплект поставки счетчиков....19
2.6 Устройство и работа....20
2.6.1 Конструктивное исполнение....20
2.6.2 Принцип работы счетчика....20
2.6.3 Устройство и работа основных узлов счетчика....21
2.7 Средства измерения, инструмент и принадлежности....23
2.8 Маркировка и пломбирование....23
3 ИСПОЛЬЗОВАНИЕ СЧЕТЧИКОВ....24
3.1 Эксплуатационные ограничения....24
3.2 Подготовка счетчиков к использованию....24
3.3 Контроль работоспособности счетчика в процессе эксплуатации....25
4 ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ....25
5 ТЕКУЩИЙ РЕМОНТ....25
6 ТРАНСПОРТИРОВАНИЕ И ХРАНЕНИЕ....26
7 УКАЗАНИЯ ПО ЭКСПЛУАТАЦИИ....26
8 ГАРАНТИИ ИЗГОТОВИТЕЛЯ....26
9 УТИЛИЗАЦИЯ....26
ПРИЛОЖЕНИЕ А (обязательное) Схемы подключения счетчиков при эксплуатации....27
ПРИЛОЖЕНИЕ Б (обязательное) Место установки пломб....29
ПРИЛОЖЕНИЕ В (обязательное) Порядок считывания информации по интерфейсам PLC и RF....30
I По интерфейсу PLC....30
II По интерфейсу RF....31

Перечень сокращений, используемых в документе:

АС	Автоматизированная система контроля и учета потребления электрической энергии
АЦП	Аналого-цифровой преобразователь
ВУ	Внешнее устройство
БД	База данных
ДД	Дистанционный дисплей
ИПМ	Измерительный преобразователь мощности
МК	Микроконтроллер
МКС	Маршрутизатор каналов связи РиМ 099.02
МТ	Терминал мобильный РиМ 099.01
Н, N	«Нуль», нейтраль, «нулевой» провод
ВЛ	Воздушная линия
ПК	Персональный компьютер
ПКЭ	Показатели качества электроэнергии - продолжительность времени выхода за пределы нормальных (предельных) норм качества напряжения (ПКЭu) и (или) частоты (ПКЭf), лежащих за пределами нормальных (предельных) норм качества электричества
ПО	Программное обеспечение
РДЧ	Расчетный день и час; по умолчанию – 0 ч 00 мин. 1 числа каждого месяца
СК	Режим СК (стоп-кадр) – режим работы счетчика, обеспечивающий фиксацию показаний счетчика в произвольно заданный момент времени.
СИП	Самонесущий изолированный провод
A	Оптический испытательный выход (индикатор функционирования) счетчика, активной энергии
R	Оптический испытательный выход (индикатор функционирования) счетчика, реактивной энергии
УКН	Устройство коммутации нагрузки
УПМк	Установленный порог активной мощности для коммутации нагрузки
УПМт	Установленный порог активной мощности для перехода на специальный тариф
Ф, L	Фаза (фазный провод) сетевого напряжения
ЧРВ	Часы реального времени счетчика, обеспечивающие хранение времени
DSP	Цифровой сигнальный процессор – устройство обработки результатов измерения АЦП
ksps	Kilo samples per second – тысяч отсчетов в секунду
PLC	Интерфейс для обмена данными по силовой сети
RF	Радиочастотный интерфейс (для обмена данными по радиоканалу)
PLC- RF	Интерфейсы PLC и RF, работающие в тандеме
USB-PLC	Конвертор USB- PLC РиМ 053.01, предназначен для считывания данных от счетчиков в компьютер по интерфейсу PLC
USB-RF	Конвертор USB- RF РиМ 043.01, предназначен для считывания данных от счетчиков в компьютер по интерфейсу RF

Настоящее руководство по эксплуатации позволяет ознакомиться со структурой и основными принципами работы счетчиков электрической энергии трехфазных статических РиМ 489.01, РиМ 489.02, РиМ 489.08, РиМ 489.09 (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 489.01, РиМ 489.02, РиМ 489.08, РиМ 489.09. Методика поверки ВНКЛ.411152.045 ДИ.

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.

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 Р 52320-2005, ГОСТ Р 52322-2005, ГОСТ Р 52425-2005.

ВНИМАНИЕ! Начиная с 01.01.2014 г. взамен вышеуказанных нормативных документов действуют ГОСТ 31818.11-2012 (IEC 62052-11:2003), ГОСТ 31819.22-2012 (IEC 62053-22:2003), ГОСТ 31819.23 (IEC 62053-23:2003) соответственно. Требования, устанавливаемые заменяющими нормативными документами, не отличаются от требований, установленных ранее действовавшими нормативными документами.

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 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 tg φ, коэффициента мощности cos φ.

2.1.6 Счетчики измеряют комплексные параметры показателей качества электрической энергии по установившемуся отклонению напряжения δUu и отклонению частоты Δf по ГОСТ 13109-97, ГОСТ Р 51317.4.30-2008, ГОСТ 21128-83 с расчетом времени подачи некачественного напряжения (ПКЭu) и частоты (ПКЭf).

2.1.7 Счетчики определяют длительность провалов/перенапряжений /отключения фаз согласно ГОСТ 13109-97 и ГОСТ 51317.4.30-2008, ГОСТ 21128-83.

- длительность провала напряжения $\Delta t_П$;
- глубина провала напряжения $\delta U_П$;
- длительность перенапряжения $\Delta t_{ПЕР}U$.

2.1.8 Счетчики определяют параметры показателей качества электрической энергии по ГОСТ 13109-97, ГОСТ Р 51317.4.30-2008:

- напряжение прямой последовательности;
- коэффициенты несимметрии напряжения по обратной и нулевой 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 Счетчики оснащены гальванически развязанными цифровыми интерфейсами RF (радиоканал) и PLC (по силовой сети) с внутренним питанием цепей интерфейсов для подключения к информационным сетям автоматизированных систем контроля и учета электрической энергии (далее – АС) и предназначен для эксплуатации как автономно, так и в составе АС. Интерфейсы RF и PLC работают в тандеме, что обеспечивает резервирование каналов связи для автоматизированного сбора данных.

2.1.11 Показания счетчика считываются при помощи дисплея дистанционного РиМ 040.03 (далее – ДД), предназначенного для визуального считывания показаний счетчика абонентом, эксплуатирующим счетчик, или при помощи специализированных устройств АС: терминала мобильного РиМ 099.01 (далее – МТ) или маршрутизатора каналов связи РиМ 099.02 (далее – МКС).

2.1.12 Показания счетчика выводятся на ДД последовательным нажатием кнопки на панели ДД или в рабочее окно программы МТ:

- при считывании при помощи ДД отображаются: потребление активной и реактивной энергии, в том числе на РДЧ, ПКЭ, напряжение, ток, активная, реактивная и полная мощности, частота сети (подробнее см. паспорт ДД);
- при считывании при помощи МТ и МКС (с последующей передачей считанных данных на сервер АС) - потребление активной и реактивной энергии, в том числе на РДЧ, ПКЭ, напряжение, ток, активная мощность, реактивная мощность, полная мощность, коэффициент мощности , частота сети; температура внутри корпуса счетчика, напряжение прямой последовательности, ток нулевой последовательности, коэффициенты несимметрии по обратной и нулевой последовательностям для напряжений и токов (подробнее см. руководство по эксплуатации МТ).

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

2.1.14 В зависимости от исполнения питание ДД осуществляется от:

- 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.

2.1.15 Счетчики, оснащенные устройством коммутации нагрузки (далее – УКН), реализуют дополнительную функцию – отключение абонента при помощи УКН:

- при превышении установленного порога мощности УПМк, если это предусмотрено при начальной установке счетчика;

Внимание! Счетчики РиМ 489.08 с версией ниже v2.07 имеют максимальное значение УПМк равное 65535 Вт, у счетчиков с версией v2.07 и выше при значении УПМк равного 65535 Вт функция отключения не активируется.

- при превышении максимального тока счетчика более чем на 3-7 %;
- дистанционно посредством внешней команды по интерфейсам RF, PLC от устройств АС.

Отключение абонента выполняется дистанционно по интерфейсам PLC или RF при помощи специализированных средств АС (например, МТ) или автоматически при превышении УПМк.

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 УПМ. В последнем случае включение возможно после снижения мощности нагрузки ниже УПМк и не ранее, чем через 1 минуту после отключения.

2.1.16 Счетчики оснащены гальванически развязанными интерфейсами для конфигурирования, параметрирования и дистанционного считывания данных:

– интерфейсы RF и PLC, которые совместно с терминалом мобильным РиМ 099.01 (далее – МТ) работают на расстоянии до 100 м от счетчика.

Для дистанционного считывания данных:

– интерфейс RS-485 (расположен на ДД);
– оптопорт, соответствующий ГОСТ IEC 61107-2011 (расположен на ДД).

2.1.17 Счетчики имеют два изолированных дискретных входа/выхода с внутренним питанием 24 В и максимальным током нагрузки 24 мА (расположены на ДД).

2.1.18 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.

2.1.19 Счетчики начинают нормально функционировать не более чем через 5 с после подачи номинального напряжения.

2.1.20 Счетчики оснащены оптическими испытательными выходами A 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 Р 52320-2005.

2.1.21 Счетчики оснащены дополнительными электрическими испытательными выходами TMA и TMR, предназначенными для проведения поверки счетчиков при измерении активной и реактивной энергии. Электрические испытательные выходы соответствует требованиям ГОСТ Р 52320-2005, МЭК 62053-31(1998) (DIN43864) (опция при поставке).

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

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

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

2.1.24 Счетчики обеспечивает скорость передачи данных по интерфейсам:

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

2.1.25 Счетчики обеспечивают контроль правильности подключения измерительных цепей – при неправильном порядке следования (подключения) фаз информация считывается по интерфейсам RF и PLC.

2.1.26 Счетчик диагностирует и отображает 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.

2.1.27 При фиксации счетчиком событий, к которым относятся

– поступление сигнала на дискреные входы;
– срабатывание УКН при превышении максимального тока счетчика,

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

2.1.28 Тарификатор счетчиков поддерживает восемь тарифов (256 тарифных зон), 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).

2.1.29 Измерительная информация недоступна корректировке, служебная информация счетчиков защищена паролем.

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

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

2.1.32 Конструкция счетчиков (с полной заливкой герметиком) обеспечивает невозможность вмешательства в него извне без вывода счетчика из строя. Степень защиты корпуса IP65 по ГОСТ 14254-96.

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

Таблица 1

Условное обозначение исполнения счетчика	Базовый/ максималь-ный ток, А	Номинальное напряжение, В	Класс точности при измерении активной / реактивной энергии	Количест-во тарифов/ тарифных зон	Интер-фейсы	УКН	Штрих-код по EAN-13	Код типа счетчи-ка
РиМ 489.01	5/80	3x220; 230/ 380; 400	1 / 2	8 / 256	PLC, RF	Нет	4607134511011	48901
РиМ 489.02	5/80	3x220; 230/ 380; 400	1 / 2	8 / 256	PLC, RF	Есть	4607134511028	48902
РиМ 489.08	5/100	3x220; 230/ 380; 400	1 / 2	8 / 256	PLC, RF	Есть	4607134511233	48908
РиМ 489.09	5/100	3x220; 230/ 380; 400	1 / 2	8 / 256	PLC, RF	Нет	4607134511240	48909

Основные метрологические и технические характеристики

Базовый ток, А	5
Максимальный ток, А	см. таблицу 1
Номинальное напряжение, В	3х220; 230 /380; 400
Установленный рабочий диапазон фазного напряжения, В	от 198 до 253
Расширенный рабочий диапазон фазного напряжения, В	от 140 до 264
Время, в течение которого счетчик выдерживает воздействие фазного напряжения 1,7 U ном (400 В) без последующего ухудшения характеристик, ч , не менее	0,5
Номинальная частота, Гц	50
Класс точности при измерении активной/реактивной энергии	1 /2
Стартовый ток, активный/реактивный, мА	20/25
Постоянная счетчика, имп./(кВт·ч) [имп./(квар·ч)]	4000
Полная мощность, потребляемая каждой цепью тока, ВА, не более	0,1
Полная мощность, потребляемая каждой цепью напряжения, ВА, не более	8,0
Активная мощность, потребляемая каждой цепью напряжения, Вт, не более	1,5
Мощность, дополнительно потребляемая встроенными модулями связи, ВА, не более	3,0
Цена единицы разряда счетного механизма при измерении активной (реактивной) энергии:	
– старшего, кВт·ч (квар·ч)	10^5
– младшего, кВт·ч (квар·ч)	
при отображении показаний на дисплее ДД	0,01
при отображении показаний в рабочем окне программы МТ	0,001
Цена единицы разряда счетного механизма при измерении активной (реактивной, полной*) мощности:	
– старшего, кВт (квар, ВА)	10^2
– младшего, кВт (квар, ВА)	
при отображении показаний на дисплее ДД	0,01
при отображении показаний в рабочем окне программы МТ	0,001
Максимальная дальность обмена по интерфейсу PLC, м, не менее	100
Максимальная дальность действия интерфейса RF, м, не менее	100
Максимальное расстояние между счетчиком и ДД при считывании показаний, м, не менее	25
Суточный ход ЧРВ, с/сутки, не более	±0,5
Время автономности ЧРВ при отсутствии напряжения сети, ч, не менее	60
Количество тарифов	8
Количество тарифных зон, не более	256
Характеристики тарификатора:	
– количество тарифов	8
– количество тарифных зон, не более	256
– таблица праздничных дней (для тарифного расписания)	16
– таблица переноса дней (для тарифного расписания)	16
Характеристики УКН счетчиков РиМ 489.02	коммутируемый ток не более 80 А при напряжении не более 264 В
Характеристики УКН счетчиков РиМ 489.08	коммутируемый ток не более 100 А при напряжении не более 264 В
Время сохранения данных в энергонезависимой памяти , лет, не менее	40
Погрешность измерения напряжения в диапазоне фазных напряжений от 140 до 264 В, %, не более	± 0,5
Погрешность измерения тока в диапазоне от 0,2 Iб до Iмакс, %, не более	± 1,0
Погрешность измерения мощности в диапазоне токов от 0,2 Iб до Iмакс:	
– активной, %, не более	± 1,4

– реактивной, %, не более ± 2,2

Погрешность измерения частоты, Гц, не более ± 0,03

Погрешность определения ПКЭ, мин., не более ± 1

Масса, кг, не более 1,5

Габаритные размеры, мм, не более 160; 165; 90

Средняя наработка до отказа, То, ч, не менее 180 000

Средний срок службы Тсл, лет, не менее 30

*Цепи напряжения счетчика – параллельные цепи.

*Цепи тока счетчика – последовательные цепи.

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

Примечание – При определении габаритного размера длина уплотнителей (см. 2.6.1) не учитывается.

2.2 Перечень величин, измеряемых счетчиком.

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

Таблица 2

Наименование измеряемой величины	Тарификация
Энергия	
активная (по модулю): *пофазно, суммарно*	Потарифно
реактивная индуктивная (1 и 3 квадрант) *пофазно, суммарно*	Не тарифицируется
реактивная емкостная (2 и 4 квадрант) *пофазно, суммарно*	Не тарифицируется
Удельная энергия потерь в цепи тока* *пофазно, суммарно*	
Мощность*	
активная (по модулю) *пофазно, суммарно*	
реактивная мощность индуктивная (1 и 3 квадрант) *пофазно, суммарно*	
реактивная мощность емкостная (2 и 4 квадрант) *пофазно, суммарно*	
полная (по модулю)**** *пофазно, суммарно*	
Среднее значение активной мощности на программируемом интервале** (активная пиковая мощность, $P_{ИНТ}$) *суммарно*	
Максимальное значение средней активной мощности на месячном интервале (максимальная пиковая мощность на $P_{РДЧ}$)*** *суммарно*	
Ток, среднеквадратическое (действующее) значение * *пофазно*	
Фазное напряжение, среднеквадратическое (действующее) значение* *пофазно*	
Линейное напряжение, среднеквадратическое (действующее) значение* *пофазно*	
Частота питающей сети*	
Коэффициент реактивной мощности цепи (tg φ) *пофазно, суммарно*	
Коэффициент мощности (cos φ)**** *пофазно, суммарно*	
Показатели качества электроэнергии (ПКЭu, ПКЭf)	
Длительность провалов/перенапряжений /отключения фаз****	
Напряжение прямой последовательности ****	
Коэффициенты несимметрии напряжения по обратной и нулевой последовательностям****	
Температура внутри корпуса счетчика ****	

Примечания

* Время интегрирования значений (период измерения) мощностей составляет 1 с (50 периодов сетевого напряжения), частоты – 20 с, среднеквадратичного (действующего) значения напряжения с усреднением по ГОСТ 13109-97 на минутном интервале.

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

*** С фиксацией времени максимума.

**** 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 мощности, для реактивной – отдельно индуктивная (1 и 3 квадрант) и емкостная (2 и 4 квадрант).

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

$$P_{инт} = \frac{1}{T} \bullet \int_0^T P_{тек} dt \qquad (1)$$

где Ринт – среднее значение активной мощности, Вт;

Ртек – измеренное значение текущей суммарной активной мощности, Вт;

Т – длительность программируемого интервала, с.

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

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

Удельная энергия потерь в цепях тока определяется по формуле

$$W_{уд} = \frac{10^{-3}}{3600} \bullet \int_0^T I^2 dt \qquad (2)$$

где Wуд - расчетное значение удельной энергии потерь в цепях тока, $кА^2$•ч;

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

Т – время работы счетчика, с.

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

Коэффициент реактивной мощности цепи tg φ определяется по формуле

$$tg\ \varphi = |Q| / |P|, \qquad (3)$$

где tg φ – расчетное значение коэффициента реактивной мощности цепи;

Q – измеренное значение текущей реактивной мощности, вар;

P – измеренное значение текущей активной мощности, Вт.

Коэффициент мощности cosφ определяется по формуле

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

где cos φ – расчетное значение коэффициента мощности;

Q – измеренное значение текущей реактивной мощности, вар;

P – измеренное значение текущей активной мощности, Вт.

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

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

Длительность провалов/перенапряжений/отключения фаз определяется согласно ГОСТ 13109-97 и ГОСТ 51317.4.30-2008.

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 по интерфейсам
		RF	RF, PLC
Активная энергия	кВт•ч	10^{5} / 0,01	10^{5} / 0,001
Реактивная энергия	квар•ч	10^{5} / 0,01	10^{5} / 0,001
Активная мощность	кВт	10^{2} / 0,01	10^{2} / 0,001
Реактивная мощность	квар	10^{2} / 0,01	10^{2} / 0,001
Полная мощность	кВА	10^{2} / 0,01	10^{2} / 0,001
Ток, среднеквадратичное (действующее) значение	А	10^{2} / 0,01	10^{2} / 0,001
Напряжение, среднеквадратичное (действующее) значение	В	10^{2} / 0,01	10^{2} / 0,001
Частота сети	Гц	10 / 0,01	10 / 0,01
Удельная энергия потерь в цепи тока	$кА^2$ •ч		10^{4} / 0,001
Коэффициент реактивной мощности цепи tg φ	безразм.	10^{3} / 0,0001	10^{3} / 0,0001
Коэффициент мощности cos φ	безразм.	10^{0} / 0,001	10^{0} / 0,001
Показатели качества электроэнергии ПКЭu, ПКЭf	ч мин	10^{2} 1	10^{2} 1
Длительность провалов/перенапряжений /отключения фаз	ч мин	10^{2} 1	10^{2} 1
Температура внутри корпуса счетчика	°С	10 / 1	10 / 1
Напряжение прямой последовательности	В	-	10^{2} / 0,001
Коэффициенты несимметрии напряжения по обратной и нулевой последовательностям	%	-	10^{2} / 0,01

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 и аппаратная защита памяти метрологических коэффициентов;

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

г) обмен данными с ДД и устройствами АС по интерфейсам RF и PLC (см. таблицу 3);

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 (РиМ 489.02, РиМ 489.08);

и) дистанционное управление отключением/подключением абонента (РиМ 489.02, РиМ 489.08):

- 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 показаний на расчетный день/час (далее – РДЧ) в журнале месячного потребления, 36 записей (36 месяцев) по следующим параметрам:

- активной энергии по каждому из используемых тарифов на РДЧ;
- реактивной энергии на РДЧ (при емкостном характере нагрузки – емкостная);
- реактивной энергия на РДЧ (при индуктивном характере нагрузки – индуктивная);
- максимального значения средней активной мощности на программируемом интервале на РДЧ (Ррдч);
- даты и времени фиксации максимума активной мощности на программируемом интервале;
- количества часов подачи некачественной электроэнергии за учетный период (ПКЭ);
- алгоритма расчета ПКЭ за учетный период;
- количества часов работы счетчика за учетный период;

м) счетчики выполняют архивирование показаний в журнале суточного потребления, 186 записей (6 месяцев) по следующим параметрам:

- активной энергии по каждому из используемых тарифов за сутки;
- реактивной энергии (емкостной) за сутки;
- реактивной энергии (индуктивной) за сутки;
- количества часов подачи некачественного напряжения сети в диапазоне ± (5 – 10) %;
- количества часов подачи некачественной частоты сети в диапазоне ± (0,2 – 0,4) Гц;
- количества часов подачи некачественного напряжения и частоты сети в выше указанных диапазонах с перекрытием по времени;
- флагов выхода за пороги ± 10 % напряжения сети и ± 0,4 Гц частоты сети;

н) счетчики ведут журнал профилей нагрузки 8928 записей (6 месяцев при 30 минутном интервале). Длительность интервала времени для фиксации профилей выбирается из ряда 1,2,3,4,5,6,10,12,15,20,30,60 минут. В профиль включены:

- количество потребленной активной энергии на выбранном интервале (интервальная активная энергия) (по модулю);
- количество потребленной реактивной энергии на выбранном интервале, емкостной, (интервальная емкостная реактивная энергия);
- количество потребленной реактивной энергии на выбранном интервале, индуктивной (интервальная индуктивная реактивная энергия);

о) счетчики ведут журналы «Событий», в которых отражены события, связанные с отсутствием напряжения, коммутацией нагрузки абонента, перепрограммирования служебных параметров, состояния дискретных входов/выходов и т.д. – не менее 5120 записей, в т.ч.:

- журнал «Коррекций» - 1024 записи;
- журнал «Вкл/Выкл» (включений/выключений) - 1024 записи;
- журнал отклонений по «**tg φ**» – 1024 записи;
- журнал ПКЭ (качества сети) – 1024 записи;
- журнал входов/выходов – 1024 записи;
- журнал «Провалов/перенапряжений» - 1024 записи.

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

Таблица 4 - Функциональные возможности интерфейсов счетчиков

Направ-ление обмена	Параметр	Тип интерфейса			
		PLC	RF		
		с устрой-ствами 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 индуктивной реактивной энергии (пофазно)	+	+	-	-
	-текущие по индуктивной реактивной энергии (суммарно по фазам)	+	+	+	+
	- на РДЧ по индуктивной реактивной энергии (пофазно)	+	+	-	-
	-на РДЧ по индуктивной реактивной энергии (суммарно по фазам)	+	+	+	+
	- текущие по емкостной реактивной энергии (пофазно)	+	+	-	-
	-текущие по емкостной реактивной энергии (суммарно по фазам)	+	+	+	+
	- на РДЧ по емкостной реактивной энергии (пофазно)	+	+	-	
	-на РДЧ по емкостной реактивной энергии (суммарно по фазам)	+	+	+	+
	- текущее значение удельной энергии потерь в цепи тока (пофазно)	+	+	-	-
	-текущее значение удельной энергии потерь в цепи тока (суммарно по фазам)	+	+	-	-
	- значение удельной энергии потерь в цепи тока (пофазно) на РДЧ	+	+	-	-
	- значение удельной энергии потерь в цепи тока (суммарно по фазам) на РДЧ	+	+	-	-
	- текущая активная мощность (по модулю, пофазно)	+	+	-	-
	- текущая активная мощность (по модулю, суммарно по фазам)	+	+	+	+
	- текущая реактивная мощность (пофазно, с индикацией индуктивная /емкостная)	+	+	-	-
	- текущая реактивная мощность (суммарно по фазам, с индикацией индуктивная /емкостная)	+	+	+	+

Окончание таблицы 4

Направ-ление обмена	Параметр	Тип интерфейса			
		PLC	RF		
		с устройст-вами АС		с ДД	
				дисплей	оптопорт RS-485
Передача данных	-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)	+	+	+	+
	-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)	+	+	+	-
	-длительность подачи некачественной электроэнергии на РДЧ	+	+	+	-
	- показания ЧРВ	+	+	+	+
	- температура внутри корпуса счетчика	+	+	+	-
	Напряжение прямой последовательности	+	+	-	-
	Коэффициенты несимметрии напряжения по обратной и нулевой последовательностям	+	+	-	-
	Журналы счетчика	+	+	-	-
	Служебная информация				
	- параметры связи по PLC	+	+	-	-
	- параметры связи по RF	+	+	-	-
	- параметры тарификации (в.т.ч. значение УПМ)	+	+	+	+
	- параметры контроля качества сети	+	+	-	-
Прием данных и команд	Корректировка служебной информации				
	- параметров связи по PLC	+	+	-	-
	- параметров связи по RF	+	+	-	-
	- параметры контроля качества сети	+	+	-	-
	- параметры тарификации	+	+	-	-
Управле-ние комму-тацией нагрузки	-подключение нагрузки	+	+	+	-
	- отключение нагрузки	+	+	-	-
	- разрешение на подключение	+	+	+*	-
Ретрансляция данных и команд		+	+	-	-

Примечание - * Только считывание наличия или отсутствия разрешения на подключение, полученного от устройств АС.

2.3.4 Программное обеспечение

Используется программное обеспечение ПО, записываемое в постоянное запоминающее устройство (далее – ПЗУ) контроллера счетчиков. ПО обеспечивает полное функционирование счетчиков.

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

Уровень защиты программного обеспечения от непреднамеренных и преднамеренных изменений – А по МИ 3286-2010.

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

Идентификационные данные программного обеспечения приведены в таблице 5.

Таблица 5

Наименование программного обеспечения	Идентификационное наименование программного обеспечения	Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода)	Идентификационный номер программного обеспечения	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения
РиМ 489.01 программа	РМ489Ø1 ВНКЛ.411152.045 ПО	20886	48901	CRC16
РиМ 489.02 программа	РМ489Ø2 ВНКЛ.411152.045-01 ПО	20694	48902	CRC16
РиМ 489.08 программа	РМ489Ø8 ВНКЛ.411152.045-02 ПО	22358	48908	CRC16
РиМ 489.09 программа	РМ489Ø9 ВНКЛ.411152.045-03 ПО	38807	48909	CRC16

2.3.5 Показатели точности счетчиков

2.3.5.1 При измерении энергии (активной и реактивной).

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

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

2.3.5.4 Пределы допускаемой основной относительной погрешности δр при измерении Ртек приведены в таблице 6.

2.3.5.5 Пределы допускаемой основной относительной погрешности δq при измерении Qтек приведены в таблице 7.

2.3.5.6 Дополнительная погрешность, вызываемая изменением влияющих величин по отношению к нормальным условиям, приведенным в 8.5 ГОСТ Р 52322-2005 и 8.5 ГОСТ Р 52425-2005, не превышает пределов для счетчиков соответствующего класса точности в соответствии с таблицей 6 ГОСТ Р 52322-2005 при измерении Ртек, и таблицей 6 ГОСТ Р 52425-2005 при измерении Qтек.

Таблица 6

Ток, от Iб	cos φ	Пределы допускаемой основной погрешности при измерении Ртек, Ринт макс, Ррдч, %
0,10	1	±1,4
1,00	1	±1,0
3,00	1	±1,0
Iмакс	1	±1,0
0,20	инд. 0,5	±1,4
1,00	инд. 0,5	±1,0
3,00	инд. 0,5	±1,0
Iмакс	инд. 0,5	±1,0

Окончание таблицы 6

0,20	емк. 0,8	±1,2
1,00	емк. 0,8	±1,0
3,00	емк. 0,8	±1,0
Iмакс	емк. 0,8	±1,0

Таблица 7

Ток, от Iб	sin φ	Пределы допускаемой основной погрешности, при измерении Qтек, %
0,10	1	±2,2
1,00	1	±2,0
3,00	1	±2,0
Iмакс	1	±2,0
0,20	инд. 0,5	±2,2
1,00	инд. 0,5	±2,0
3,00	инд. 0,5	±2,0
Iмакс	инд. 0,5	±2,0
0,20	инд. 0,5	±2,2
1,00	емк. 0,5	±2,0
3,00	емк. 0,5	±2,0
Iмакс	емк. 0,5	±2,0
0,20	инд. 0,25	±3,1
1,00	инд. 0,25	±2,6
3,00	инд. 0,25	±2,5
Iмакс	инд. 0,25	±2,5
0,20	емк. 0,25	±3,1
1,00	емк. 0,25	±2,6
3,0	емк. 0,25	±2,5
Iмакс	емк. 0,25	±2,5

2.3.5.7 При измерении средней активной мощности на программируемом интервале (Ринт) и средней активной мощности на РДЧ (Ррдч).

2.3.5.7.1 Пределы допускаемой основной относительной погрешности при измерении Ринт и Ррдч приведены в таблице 6.

2.3.5.7.2 Дополнительная погрешность, вызываемая изменением влияющих величин по отношению к нормальным условиям, приведенным в 8.5 ГОСТ Р 52322-2005, не превышает пределов для счетчиков соответствующего класса точности в соответствии с таблицей 6 ГОСТ Р 52322-2005.

2.3.5.7.3 При измерении среднеквадратических значений тока

2.3.5.7.4 Пределы допускаемой основной относительной погрешности при измерении среднеквадратических значений тока δI приведены в таблице 8.

Таблица 8

Ток, от Iб	Пределы допускаемой относительной погрешности при измерении среднеквадратических значений тока δ_I, %
0,1	±0,54
0,2	±0,51
1,0	±0,50
3,0	±0,50
Iмакс	±0,50

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

2.3.5.8.1 Пределы допускаемой относительной погрешности при измерении среднеквадратических значений напряжения δU приведены в таблице 9.

Таблица 9

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

2.3.5.9 При измерении частоты напряжения сети

2.3.5.9.1 Пределы абсолютной погрешности при измерении частоты напряжения сети ± 0,03 Гц.

2.3.5.9.2 Диапазон измеряемых частот от 45 до 55 Гц.

2.3.5.9.3 При измерении удельной энергии потерь в цепи тока.

2.3.5.9.4 Пределы допускаемой относительной погрешности при измерении удельной энергии потерь вцепи тока приведены в таблице 10.

Таблица 10

Ток, от Iб	Пределы допускаемой относительной погрешности при измерении удельной энергии потерь в цепях тока, %
0,1	±1,5
0,2	±1,0
1,0	±1,0
3,0	±1,0
Iмакс	±1,0

2.3.5.10 При измерении коэффициента реактивной мощности цепи tg φ

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

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

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

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

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

Пределы допускаемой основной погрешности указаны в таблице 11.

Таблица 11

Ток, от Iб	Пределы допускаемой основной погрешности, при измерении tg φ, %
0,2	±3,5
1,0	±3,0
3,0	±3,0
Iмакс	±3,0

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

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

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

δpi – пределы допускаемой дополнительной погрешности при измерении активной энергии, вызываемой i – влияющей величиной в соответствии с 8.2 ГОСТ Р 52322-2005,%;

δqi – пределы допускаемой основной относительной погрешности при измерении реактивной энергии, вызываемой i – влияющей величиной, в соответствии с 8.2 ГОСТ Р 52425-2005, %.

2.3.5.12 При измерении показателей качества электроэнергии

Погрешность определения времени подачи некачественной электроэнергии (ПКЭu и ПКЭf) не более ± 1 минуты.

2.3 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 выполнятся 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).

2.4 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.

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.

2.5 Комплект поставки счетчиков

Комплект поставки счетчиков приведен таблицах 12, 12а

Таблица 12

Обозначение и наименование	РиМ 489.01, РиМ 489.09 ***ВК-Х*****									
	Х**									
	1	2	3	4	5	6	7			
Счетчик электрической энергии трехфазный статический РиМ 489.01, РиМ 489.09	+	+	+	+	+	–	–			
ДД РиМ 040.03	–	–	+	–	–	–	–			
ДД РиМ 040.03-01	–	–	–	+	–	–	–			
ДД РиМ 040.03-02	–	–	–	–	+	–	–			
ДД РиМ 040.03-03	–	–	–	–	–	+	–			
ДД РиМ 040.03-04	–	–	–	–	–	–	+			
SLIW11.1*	–	+	+	+	+	+	+			
SLIW15.1 – 4 шт.*	–	+	+	+	+	+	+			
ЗАБ 16-25*	–	+	+	+	+	+	+			
Стяжка CV-120KW – 5шт.		+	+	+	+	+	+			
Электрический испытательный выход ЭИВ-01 ВНКЛ.426476.022***	+	+	+	+	+	+	+			
Контактирующее устройство ЭИВ-01 ВНКЛ.426459.159***	+	+	+	+	+	+	+			
Паспорт	+	+	+	+	+	+	+			
Руководство по монтажу счетчиков на опору ВЛ ВНКЛ.410106.007 Д	Поставляется по отдельному заказу и по требованию организаций, производящих монтаж счетчиков									
Руководство по эксплуатации ВНКЛ.411152.045 РЭ	Поставляется на дискете по отдельному заказу и по требованию организаций, производящих ремонт, эксплуатацию и поверку счетчиков									
Методика поверки ВНКЛ.411152.045 ДИ										

* Допускается использовать зажимы других типов с аналогичными техническими характеристиками.
** ВК- Х –код комплекта поставки. Х – номер комплекта
Примечание – Для работы со счетчиками поставляется по отдельному заказу терминал мобильный РиМ 099.01 с программами Crowd_Pk.exe, Setting_Rm_489.exe, Optoport.exe.
*** Поставляется по требованию организаций для поверки счетчиков

Таблица 12 а

Обозначение и наименование	РиМ 489.02, РиМ 489.08 ***ВК-Х *****									
	Х**									
	1	2	3	4	5	6	7			
Счетчик электрической энергии трехфазный статический РиМ 489.02, РиМ 489.08	–	–	–	–	–	+	+			
ДД РиМ 040.03	–	–	+	–	–	–	–			
ДД РиМ 040.03-01	–	–	–	+	–	–	–			
ДД РиМ 040.03-02	–	–	–	–	+	–	–			
ДД РиМ 040.03-03	–	–	–	–	–	+	–			
ДД РиМ 040.03-04	–	–	–	–	–	–	+			
SLIW11.1*	–	+	+	+	+	+	+			
SLIW15.1 – 4 шт.*	–	+	+	+	+	+	+			
ЗАБ 16-25*	–	+	+	+	+	+	+			
Стяжка CV-120KW – 5 шт.		+	+	+	+	+	+			
Электрический испытательный выход ЭИВ-01 ВНКЛ.426476.022***	+	+	+	+	+	+	+			
Контактирующее устройство ЭИВ-01 ВНКЛ.426459.159***	+	+	+	+	+	+	+			
Паспорт	+	+	+	+	+	+	+			
Руководство по монтажу счетчиков на опору ВЛ ВНКЛ.410106.007 Д	Поставляется по отдельному заказу и по требованию организаций, производящих монтаж счетчиков									
Руководство по эксплуатации ВНКЛ.411152.045 РЭ	Поставляется на дискете по отдельному заказу и по требованию организаций, производящих ремонт, эксплуатацию и поверку счетчиков									
Методика поверки ВНКЛ.411152.045 ДИ										

* Допускается использовать зажимы других типов с аналогичными техническими характеристиками.
** ВК- Х –код комплекта поставки. Х – номер комплекта
Примечание – Для работы со счетчиками поставляется по отдельному заказу терминал мобильный РиМ 099.01 с программами Crowd_Pk.exe, Setting_Rm_489.exe, Optoport.exe
*** Поставляется по требованию организаций для поверки счетчиков

2.6 Устройство и работа

2.6.1 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 489.02, РиМ 489.08) и клеммы 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, который имеется двух типов (см. рисунок А.3) 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 отодвигаемой задвижкой для доступа к зажимным винтам клемм. Задвижка опломбируется пломбой энергосбытовой организации.

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

2.6.3 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 489.02, РиМ 489.08).

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;
- энергонезависимую память;
- блок светодиодной индикации;
- 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 помехоснижающие 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 имеет резервное питание от ионистора, обеспечивающего ход ЧРВ при отсутствии сетевого питания в течение не менее 60 ч (при предварительной зарядке ионистора не менее 1 ч).

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 256 кБайт (FRAM).

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

Интерфейс PLC содержит приемопередатчик по силовой сети, который состоит из активного фильтра и усилителя мощности на передачу, а также активного фильтра для приема. Формирование сигнала при передаче и обработка сигнала при приеме осуществляется микроконтроллером счетчика. Согласование выхода приемопередатчика с силовой сетью осуществляется выходным трансформатором и последовательным LC-контуром.

Характеристики интерфейса PLC счетчика соответствуют требованиям ГОСТ Р 51317.3.8-99:

- сигнал - широкополосный, с симметричным вводом;
- полоса частот от 67 до 95 кГц, восемь частотных каналов;
- уровень выходного сигнала не более 120 дБ (мкВ).

Для передачи измерительной информации по силовой сети счетчик ожидает команды от ВУ разработки ЗАО «Радио и Микроэлектроника», предназначенного для подключения счетчика к информационной сети, по получении которой передает пакет информации, соответствующей данной команде. Информация передается в помехозащищенном коде с исправлением ошибок при приеме. Протокол обмена – специальный.

Номер частотного канала задается программным способом при помощи ВУ АС.

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.

В зависимости от формата команды адресное поле может быть представлено либо заводским номером счетчика, либо сетевым адресом, состоящим из номера группы и номера в группе.

При выпуске номер в группе соответствует двум последним цифрам заводского номера счетчика, а номер группы – двум цифрам заводского номера счетчика, соответствующим сотням и тысячам. В случае, если соответствующая пара цифр равна нулю, в соответствующее поле заносится число «100», поскольку нулевой номер зарезервирован за МКС в любой группе, а нулевая группа зарезервирована за ретрансляторами сигнала.

Интерфейс RF –радиомодем малого радиуса действия, с выходной мощностью не более 10 мВт.

Характеристики интерфейса RF соответствуют:

- несущая частота, МГц в HD режиме («сетевом») (433,92 ± 0,87);
- пиковая девиация частоты, кГц, не более 40;
- скорость передачи данных, Бод 38400.

Интерфейс RF счетчика соответствует требованиям помехоустойчивости по ГОСТ Р 52459.3-2009 для устройств группы I, класс 1.

Обмен данными по интерфейсу RF происходит по запросу ВУ (например, USB-RF), находящихся в зоне радиусом около 100 м, на восьми частотных каналах. Номер канала устанавливается программно.

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.

2.7 Средства измерения, инструмент и принадлежности

Перечень средств измерения, инструментов и принадлежностей, необходимых для проведения монтажа и эксплуатации счетчиков, приведен в таблице 13.

Таблица 13

Обозначение	Наименование	Количество	Назначение
ВНКЛ.426487.030	Терминал мобильный РиМ 099.01	1	Считывание показаний, управление УКН, наладка АС
ВНКЛ.426487.012-01	Модем технологический РМ 056.01-01	1 комплект	Проверка сигнала PLC при поверке счетчиков
ВНКЛ.426479.047	Фотосчитывающее устройство	1 комплект	Согласование оптических испытательных выходов с установкой контроля счетчиков

Перечень средств измерения, инструментов и принадлежностей, необходимых для проведения поверки, приведен в методике поверки ВНКЛ.411152.045 ДИ. Установка сетевого адреса и других служебных параметров счетчика осуществляется при помощи МТ или ВУ АС.

Внимание! При поставке от изготовителя установлены служебные параметры:

Параметры связи:

номер группы (десятичный) соответствует **третьей и четвертой** цифрам заводского номера,

адрес счетчика (десятичный) соответствует **пятой и шестой** цифрам заводского номера.

Комбинация цифр 00 является запрещенной. В этом случае номеру группы и (или) адресу присваивается значение 100.

Параметры тарификации: однотарифный учет, отдельный учет при превышении УПМ и отключение абонента при превышении УПН не предусмотрены.

Текущее время и дата: соответствует времени и дате выпуска. Сохраняется не менее 60 ч, после чего должно быть установлено заново.

Параметры УКН: номер ДД 000000, состояние УКН – замкнуто.

2.8 Маркировка и пломбирование

2.9.1 Маркировка счетчика, содержащая тип счетчика, фирменный знак производителя, заводской номер, штриховой код счетчика, год выпуска и другие символы, предусмотренные ГОСТ Р 52320-2005, нанесена на корпусе счетчика.

2.9.2 Корпус счетчика пломбируется пломбами Поверителя. Пломбы устанавливается 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 12Х18Н10Т-ТС 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 380 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 10 до 25 мм^2.

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 индустриальных радиопомех, установленным для оборудования класса Б по ГОСТ Р 51318.22-2006 (СИСПР 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 проводов 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 в таблице 12;

– 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 в таблице 12;

– 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 наличии тока нагрузки светодиоды должны периодически мигать с частотой, пропорциональной мощности. Светодиод «А» должен мигать с периодом около 0,9 с при суммарной по всем фазам нагрузке 1 кВт. При больших токах нагрузки светодиод «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;**

– опломбировать счетчик пломбой энергосбытовой организации (см. рисунок Б.2).

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

– заполнить раздел паспорта на счетчик «Свидетельство о вводе в эксплуатацию»;

– занести данные сетевого адреса, номер ДД, установленные режимы учета и 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 по ВНКЛ.411152.045 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/с² при частоте ударов от 80 до 120 в минуту, при температуре окружающего воздуха от минус 50 до 70 °С, верхнем значении относительной влажности воздуха 95 % при температуре 30 °С.

6.3 Счетчики хранят в закрытых помещениях при температуре от 0 до 40 ºС и верхнем значении относительной влажности воздуха не более 80 % при температуре 35 ºС 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 до 55 °С , верхнем значении относительной влажности окружающего воздуха 100 % при температуре 25 °С.

7.2 Условия эксплуатации МТ: УХЛ 1.1* по ГОСТ 15150-69 при отсутствии прямого воздействия атмосферных осадков, при температуре окружающего воздуха 0 до 40 °С, верхнем значении относительной влажности воздуха 80 % при температуре окружающего воздуха 25 °С, атмосферном давлении от 70 до 106,7 кПа (от 537 до 800 мм рт. ст.). Допускается кратковременное использование на открытом воздухе при отсутствии прямого воздействия атмосферных осадков.

7.3 Условия эксплуатации модема технологического РМ 056.01-01 - см. ВНКЛ.426487.012-01 РЭ «Модем технологический РМ 056.01-01. Руководство по эксплуатации».

7.4 Устройство «Электрический испытательный выход» ВНКЛ.426476.022 предназначено для проведения поверки счетчиков. Условия эксплуатации У4* по ГОСТ 15150-69 при температуре окружающего воздуха от 10 до 40 °С, верхнем значении относительной влажности воздуха 80 % при температуре окружающего воздуха 25 °С

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

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

7.7 Счетчик имеет резервное питание, обеспечивающие работу ЧРВ, в течении 60 ч, в случае пропадания питающего напряжения на более долгий срок необходимо повторить синхронизацию ЧРВ.

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

8 ГАРАНТИИ ИЗГОТОВИТЕЛЯ

8.1 Изготовитель гарантирует соответствие счетчиков требованиям ТУ 4228-056-11821941-2011, ГОСТ Р 52320-2005, ГОСТ Р 52322-2005, ГОСТ Р 52425-2005, 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.

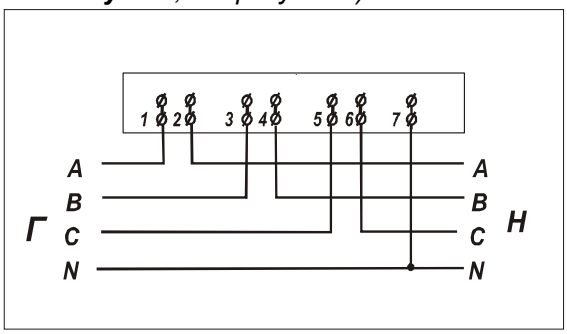
Гарантийные обязательства не распространяются на зажимы для подключения счетчиков.

9 УТИЛИЗАЦИЯ

Порядок утилизации счетчиков в соответствии с требованиями, устанавливаемыми законодательством РФ для утилизации электронного оборудования согласно Федерального классификационного каталога отходов ФККО (код 92100000 00 00 0), ГОСТ 30775-2001 (код N200303//P 0000//Q01//WS6//C27+C25//H12//D01+R13).

ПРИЛОЖЕНИЕ А
(обязательное)
Схемы подключения счетчиков при эксплуатации

В корпусе типа 1 (контакты 1а, 3а, 5а ***недоступны****, см. рисунок 3)*



В корпусе типа 2 (контакты 1а, 3а, 5а ***доступны****, см. рисунок 3)*

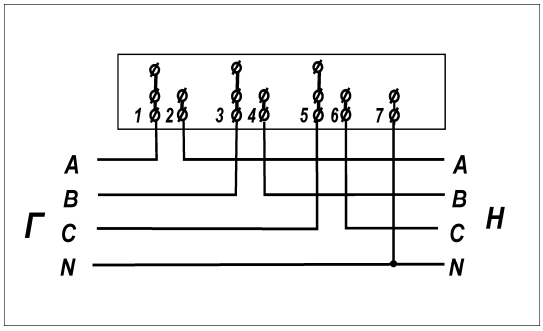
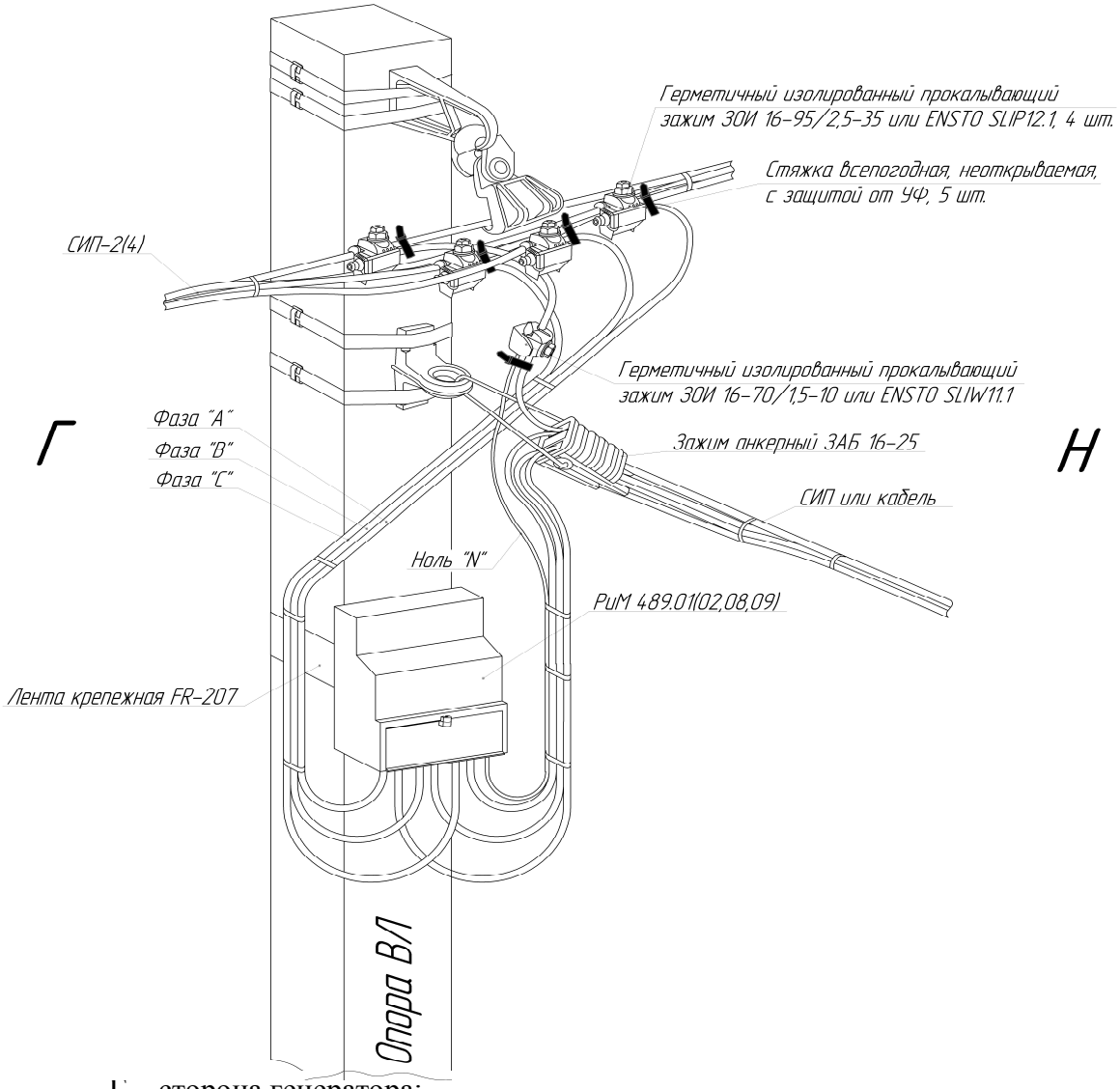


Рисунок 1 - Схема подключения счетчика



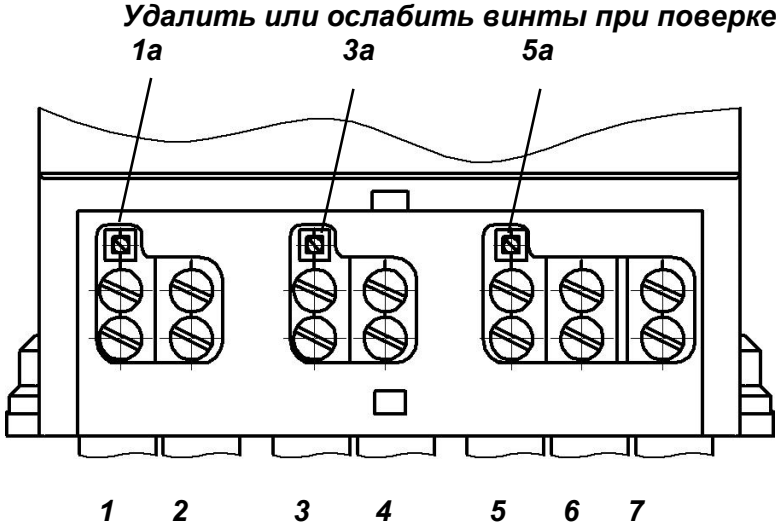
Г – сторона генератора;
Н – сторона нагрузки

Рисунок А.2 – Схема установки счетчиков на опоре ВЛ

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

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:

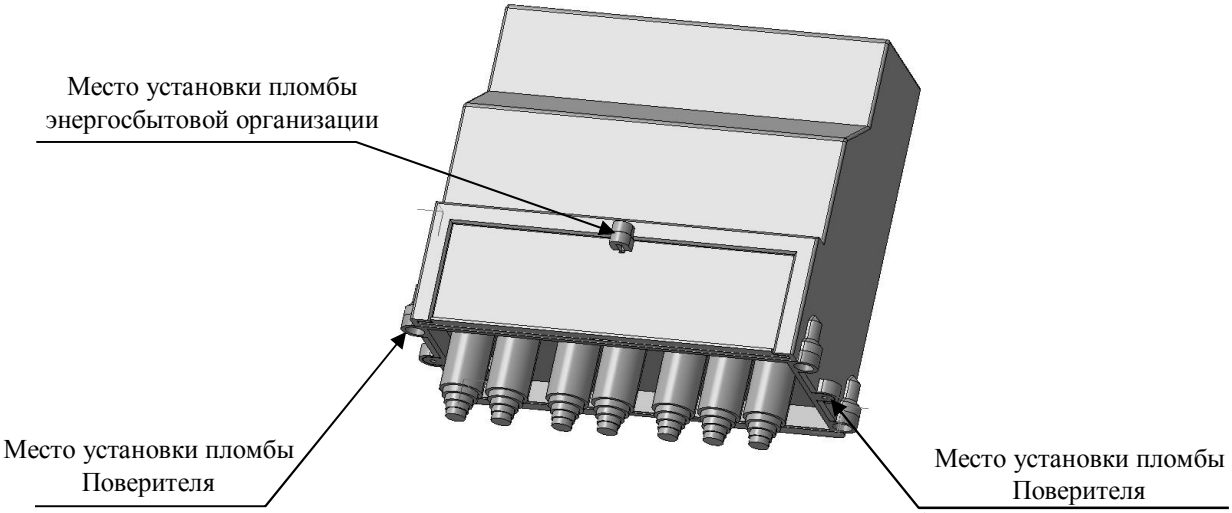
1 У счетчиков в корпусе типа 1 контакты 1а, 3а, 5а, замыкающие цепи тока и напряжения счетчика (фазы А, В, С соответственно), недоступны (закрыты корпусом).

2 Контакты 1а, 3а, 5а предназначены для подключения цепей напряжения (фазы А, В, С соответственно) при поверке. 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 поверке.

3 После проведения поверки 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

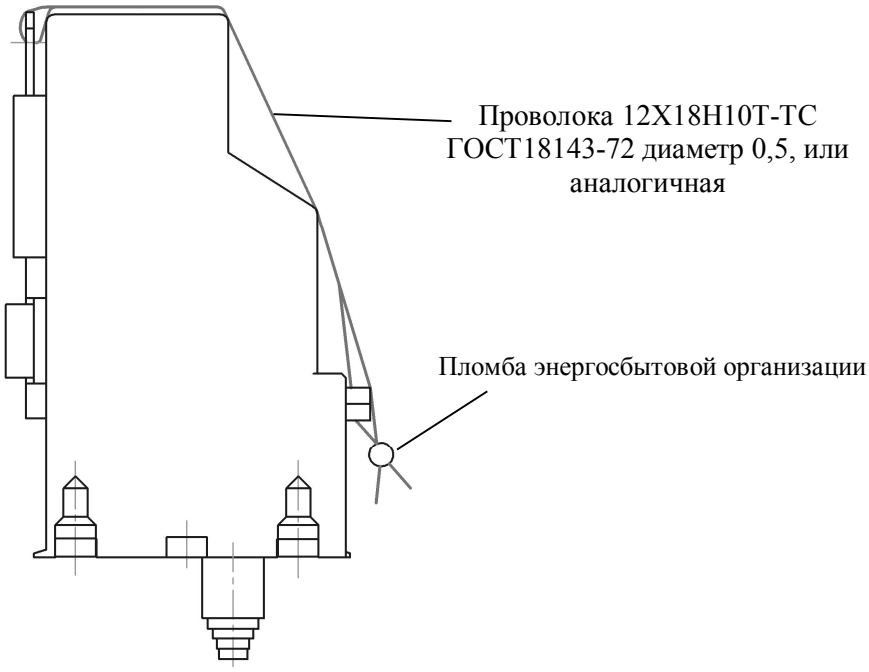


Рисунок Б.2 - Схема установки пломбы энергосбытовой организации

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 489.01, РиМ 489.02, РиМ 489.08, РиМ 489.09 предназначена закладка «489»;
- вкладка «Специфические для РиМ 489.02» предназначена для работы со счетчиками РиМ 489.02, РиМ 489.08.

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), допускаемое 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 не обязательно;

– 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 «РиМ 489», подзакладка «Общие», панель «Режим радиомодема»);

– проверить состояние УКН (закладка «РиМ 489», подзакладка «Специфические для 489.02», 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 Plc (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;

2 Нажать кнопку «Радиомодем»;

3 Выбрать закладку «РиМ»;

4 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;

5 **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 обязательно, 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».

При выпуске из производства

номер группы (десятичный) соответствует **третьей и четвертой** цифрам заводского номера,

адрес счетчика (десятичный) соответствует **пятой и шестой** цифрам заводского номера.

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

Лист регистрации изменений

Изм	Номера листов (страниц)				Всего листов (страниц) в докум.	№ докум.	Входящий № сопроводительного докум. и дата	Подп.	Дата
	Измененных	замененных	новых	аннулированных					
7		20,27-31	32		32		1805-2013		21.3.13
8		19,20,27, 28			32		1882-2013		5.06.13
9		19, 20			32		1954-2013		27.09.13
10		4-7			32		2094-2014		28.03.14
11		6			32		2160-2014		27.06.14
12		5			32		2191-2014		7.08.14
13		5			32		2952-2016		23 12 16
14		2,26			32		2995-2017		01.02.17
15		9			32		3984-2019		06.08.19