

Код ОКПД-2

26.51.63.130



ТРЕХФАЗНЫЙ СЧЁТЧИК ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ

Милур 307S.23, 307S.72

(модернизированный)

Руководство по эксплуатации

ТСКЯ.411152.007РЭ

(расширенная версия)

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	4
1 ТРЕБОВАНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ	5
2 ОПИСАНИЕ И РАБОТА СЧЕТЧИКА.....	7
2.1 Назначение счетчика	7
2.2 Модификации счетчика.....	9
2.3 Расшифровка обозначений в записи модификаций счетчика	10
2.4 Пример записи обозначения модификации счетчика	11
2.5 Условия применения.....	11
2.6 Технические характеристики.....	12
2.7 Устройство и принцип работы счетчика	24
2.8 Внешний вид счетчиков, органы управления и назначение клемм	26
2.9 Схемы подключения счетчиков к сети.....	28
2.10 Маркировка и пломбирование	30
2.11 Упаковка	31
3 ФУНКЦИОНАЛЬНЫЕ ВОЗМОЖНОСТИ СЧЕТЧИКА	32
3.1 Ведение времени, тарификация	32
3.2 Регистрация и хранение данных.....	34
3.3 Отображение данных, работа ЖКИ	38
3.4 Коммуникационная функция	41
3.5 Интерфейсы	42
3.6 Импульсные выходы	51
3.7 Дискретные входы и выходы	53
3.8 Управление нагрузкой	54
3.9 Защита от несанкционированного доступа.....	63
3.10 Питание счетчика	64
3.11 Контроль температуры внутри корпуса	67
3.12 Самодиагностика	68
3.13 Параметры счетчика, доступные к конфигурированию.....	69
3.14 Первоначальные установки счетчика при выпуске.....	70
4 ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ПО НАЗНАЧЕНИЮ	72
4.1 Оборудование, инструменты и принадлежности	72
4.2 Мероприятия, проводимые до установки счетчика на объект	73
4.3 Установка счетчика.....	76
4.4 Открытие сеанса связи со счетчиком через RF интерфейс.....	78
4.5 Настройка параметров связи по каналу LTE при помощи SMS-сообщения	85
5 ИСПОЛЬЗОВАНИЕ СЧЕТЧИКА В СОСТАВЕ ИСУЭЭ	89
6 ПОДКЛЮЧЕНИЕ СЧЕТЧИКА К ПК.....	92
6.1 Общие сведения.....	92
6.2 Открытие сеанса связи со счетчиком через COM-порт с помощью конфигуратора DLMS.....	94
6.3 Открытие сеанса связи со счетчиком через TCP-сервер	98
7 ПОВЕРКА СЧЕТЧИКА.....	102
8 ГАРАНТИЙНЫЙ РЕМОНТ	102
9 ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ	103
9.1 Проверка функционирования, внешний осмотр.....	103
9.2 Проверка заряда внутреннего источника питания.....	104
9.3 Установка (замена) дополнительной батареи питания	104
9.4 Удаление пыли и грязи.....	105
9.5 Проверка надежности подключения	105
9.6 Контроль счетчика на предмет наличия попыток несанкционированного доступа.....	105
10 УСЛОВИЯ ХРАНЕНИЯ.....	107
11 ТРАНСПОРТИРОВАНИЕ	108
12 УТИЛИЗАЦИЯ	108
ПРИЛОЖЕНИЕ А (ОБЯЗАТЕЛЬНОЕ) МОДИФИКАЦИИ СЧЕТЧИКА МИЛУР 307S.(23,72)	109
ПРИЛОЖЕНИЕ Б (СПРАВОЧНОЕ) ГАБАРИТНЫЕ РАЗМЕРЫ СЧЕТЧИКА	110
ПРИЛОЖЕНИЕ В (СПРАВОЧНОЕ) ЖУРНАЛЫ СОБЫТИЙ	111
ПРИЛОЖЕНИЕ Г (СПРАВОЧНОЕ) ЦИКЛЫ-КАДРЫ ЖКИ СЧЕТЧИКА И ИХ ЗНАЧЕНИЯ	121
ПРИЛОЖЕНИЕ Д (СПРАВОЧНОЕ) БЛОК-СХЕМЫ ПОДКЛЮЧЕНИЯ СЧЕТЧИКА К ПК	134
ПРИЛОЖЕНИЕ Е (СПРАВОЧНОЕ) ССЫЛОЧНЫЕ НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ.....	136

ПРИЛОЖЕНИЕ Ж (СПРАВОЧНОЕ) ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ	138
ПРИЛОЖЕНИЕ И (СПРАВОЧНОЕ) ПЕРЕЧЕНЬ СООТВЕТСТВИЙ ФУНКЦИЙ СЧЕТЧИКОВ ПУНКТАМ ПП РФ 890.....	139

Введение

Настоящее руководство по эксплуатации предназначено для ознакомления с устройством, принципом действия, конструкцией, эксплуатацией, техническим обслуживанием счетчика электрической энергии статического трехфазного универсального с расширенным функционалом Милур 307S.23, 307S.72 (далее – счетчик).

Тип средств измерений «Счётчики электрической энергии статические Милур 307» зарегистрирован в государственном реестре средств измерений:

– № в госреестре 81365-21, предприятие-изготовитель: ООО «Милур ИС» г. Москва, г. Зеленоград.

Декларация о соответствии требованиям ТР ТС 004/2011 «О безопасности низковольтного оборудования» и требованиям ТР ТС 020/2011 «Электромагнитная совместимость технических средств»:

– ЕАЭС № RU Д-RU.PA07.B.73496/24 от 02.09.2024 г. ООО «Милур ИС» г. Москва, г. Зеленоград.

Знак  в тексте документа указывает на требования, несоблюдение которых может привести к выходу счетчика из строя, к травмам персонала, использующего счетчик.

Предприятие-изготовитель ведет постоянную работу по совершенствованию выпускаемого изделия, поэтому счетчик может иметь незначительные отличия, не отраженные в данном руководстве по эксплуатации.

В приложении А приведен перечень всех модификаций счетчика.

В приложении Б приведены габаритные и установочные размеры счетчика.

В приложении В приведены события, регистрируемые в журналах событий.

В приложении Г приведена расшифровка символов, отображаемых на ЖКИ счетчика и циклы-кадры индикации.

В приложении Д приведены блок-схемы подключения счетчика к ПК.

В приложении Е приведен перечень нормативных документов, на которые даны ссылки в настоящем руководстве.

В приложении Ж приведен перечень сокращений, используемых в настоящем руководстве.

В приложении И приведен перечень соответствий функций приборов учета пунктам ПП РФ 890.

При работе со счетчиком, кроме настоящего руководства, следует также пользоваться следующими документами и ПО:

- «Счетчик электрической энергии статический Милур 307. Формуляр ТСКЯ.411152.007ФО»; входит в комплект поставки;
- «Счетчик электрической энергии статический Милур 307. Методика поверки ТСКЯ.411152.007-2МП»;
- «Руководство по эксплуатации преобразователя интерфейсов MilurIC» – доступно на официальном сайте <https://www.miluris.ru>;
- ПО «Конфигуратор счетчиков Милур DLMS» (далее – конфигуратор DLMS) и руководство пользователя к данному конфигуратору – доступно на официальном сайте <https://www.miluris.ru>;
- ПО «Конфигуратор ПИ MilurIC» (далее - конфигуратор ПИ Милур IC) и руководство пользователя к данному конфигуратору – доступно на официальном сайте <https://www.miluris.ru>.

1 Требования безопасности

 К работам по монтажу, техническому обслуживанию и ремонту счетчика допускается специализированный персонал, ознакомившийся с настоящим руководством по эксплуатации, прошедший инструктаж по технике безопасности и имеющий квалификационную группу по электробезопасности не ниже III для электроустановок до 1000 В.

 Все работы, связанные с монтажом и техническим обслуживанием счетчика, должны производиться при обесточенной сети электропитания.

 При проведении работ по монтажу и обслуживанию счетчика должны соблюдаться действующие ПУЭ, Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей и Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок.

 Напряжение, подводимое к параллельным цепям счетчика, не должно превышать 75 В для модификации с номинальным напряжением 3х57,7/100 В и не должно превышать 299 В для модификации с номинальным напряжением 3х230/400 В.

 Ток в последовательных цепях счетчика трансформаторного включения не должен превышать 10 А, в последовательных цепях счетчика непосредственного включения ток не должен превышать 100 А.

По способу защиты человека от поражения электрическим током счетчик соответствует требованиям ГОСТ 31818.11 и ГОСТ 12.2.091 для счетчиков в изолирующем корпусе класса защиты II.

 Запрещается:

- класть или вешать на счетчик посторонние предметы;
- подавать напряжение питания на поврежденный или неисправный счетчик;
- допускать разрушающее воздействие на счетчик механических факторов (падения изделия, ударов и т.п.);
- допускать нарушение пломб.

2 Описание и работа счетчика

2.1 Назначение счетчика

Счетчик Милур представляет собой статический трехфазный универсальный многотарифный прибор учета электрической энергии трансформаторного или непосредственного включения со встроенным специализированным отечественным микроконтроллером разработки и производства ПКК «Миландр» с различными интерфейсами связи для обмена информацией с внешними устройствами.

В счетчике реализованы следующие функции:

- измерение и учет электрической активной и реактивной энергии и мощности прямого и обратного направлений в трехфазных трех- и четырехпроводных сетях переменного тока с номинальным фазным/линейным напряжением $3 \times 57,7/100$ В или $3 \times 230/400$ В и частотой 50 Гц;
- измерения показателей качества электрической энергии (положительное и отрицательное отклонение напряжения, отклонение основной частоты напряжения, длительность провала напряжения, длительность перенапряжения, глубина провала напряжения, величина перенапряжения). Методы измерений показателей качества электрической энергии соответствуют классу S согласно ГОСТ 30804.4.30;
- функция хронометрическая;
- функция регистрации и хранения информации;
- функция отображения информации;
- функция коммуникационная (обмен данными) с защитой от несанкционированного доступа на программном и аппаратном уровне;
- функция управления нагрузкой (счетчики 307S.72);
- функция самодиагностики.

Счетчик обеспечивает отображение на ЖКИ событий и их запись в журнал событий.

Измерение и учет активной и реактивной энергии, а также активной, реактивной и полной мощности, происходит в четырех квадрантах (рисунок 1) и осуществляется

раздельно. При измерении раздельно – энергии прямого и обратного направления и мощности прямого и обратного направления учитываются независимо.

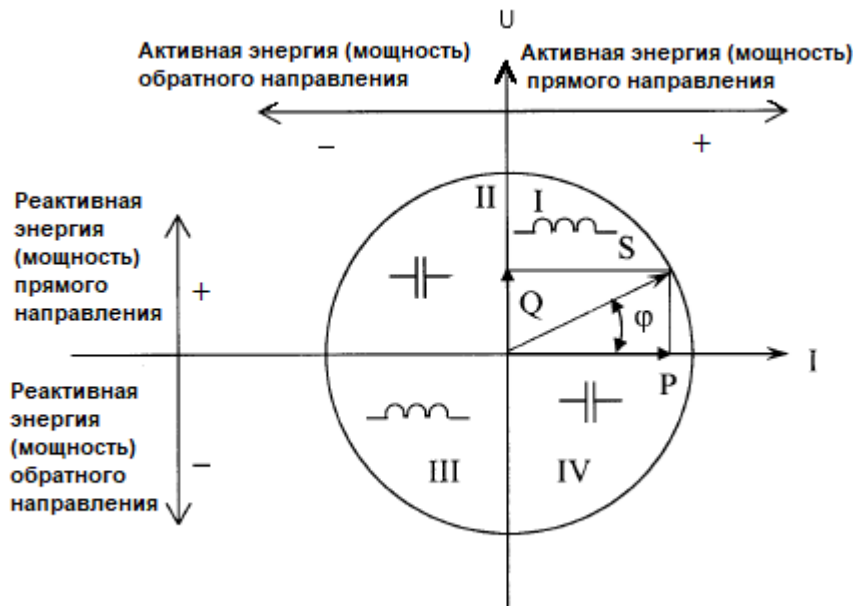


Рисунок 1 - Диаграмма распределения активной и реактивной энергии (мощности) по квадрантам

Счетчик предназначен для организации многотарифного дифференцированного учета по времени суток.

Счетчик предназначен для применения внутри помещений.

Счетчик может эксплуатироваться как автономно, так и в составе ИСУЭЭ с возможностью настройки тарифного расписания. При интеграции счетчика в систему ИСУЭЭ должно быть проведено предпроектное исследование объекта с целью выбора аппаратной части ИСУЭЭ, типа канала связи между уровнями ИСУЭЭ, а также определения совместимости выбранной модификации счетчика с уже имеющимся оборудованием и планируемыми к внедрению технологическими средствами.

Счетчики совместимы со сторонним ПО ИВК «Пирамида-сети» и «Пирамида 2.0», а также с УСПД, приведенными на сайте <https://miluris.ru/produktsiya/uspd/>. Существует интеграция с другими программно-аппаратными комплексами, актуальный перечень которых указан на сайте www.miluris.ru/ascaps/integrasiya/ и/или данный перечень можно запросить у специалистов технической поддержки.

Счетчик соответствует требованиям постановления Правительства РФ № 890 от 19.06.2020 «О порядке предоставления доступа к минимальному набору функций интеллектуальных систем учета электрической энергии (мощности)».

Счетчики в зависимости от модификации поддерживают следующие интерфейсы связи (п. 3.5): оптический порт (основной интерфейс, присутствует во всех счетчиках), GSM LTE, RS-485, RF433.

2.2 Модификации счетчика

Предусмотрен выпуск модификаций счетчика отличающихся:

- вариантом подключения к сети (непосредственного подключения или включаемых через трансформаторы);
- базовым (номинальным) током;
- максимальным током;
- классом точности;
- постоянной счетчика;
- наличием и типом интерфейсов связи;
- функциональными возможностями;
- метрологическими характеристиками;
- наличием или отсутствием встроенного реле отключения (ограничения)/включения нагрузки;

Комплект поставки счетчика приведен в формуляре.

2.3 Расшифровка обозначений в записи модификаций счетчика

В таблице 1 приведен формат условного обозначения счётчиков Милур 307.

Таблица 1

Милур		307	S	.	2		3	–	H11RZ	–	2	–	D
Тип счётчика													
Функционал:													
S	Расширенный функционал												
Базовый (максимальный) ток; Класс точности по активной/реактивной энергии:													
2	5 (10) А; 0,5S/1												
7	5 (100) А; 0,5/1												
Номинальное напряжение:													
2	3×230 /400 В												
3	3×57,7/100 В и 3×230 /400 В												
Наличие дополнительных интерфейсных модулей ¹⁾ :													
Hxxу	GSM LTE												
R	RS-485												
Z	Радиоинтерфейс 433 МГц (RF433)												
Тип корпуса:													
2	10м												
Наличие встроенного реле отключения/включения нагрузки:													
☐	отсутствует												
D	присутствует												

Примечания

1 Все модификации счётчиков имеют оптопорт.

2 Hxxу – GSM LTE:

xx - (вариант модуля связи):

- ☐ - один SIM-holder;
- 1 - один SIM-holder;
- 2 – один SIM-chip;
- 3 – один e-SIM;
- 11 – два SIM-holder;

y - (конструктивная особенность):

- ☐ - стандартное исполнение (отсутствие внешней антенны);
- a – наличие внешней антенны.

2.4 Пример записи обозначения модификации счетчика

«Счётчик электрической энергии статический Милур 307S.23-H11aRRZ-2 ТСКЯ.411152.007-07.58»

Расшифровка:

Счетчик электрической энергии статический Милур;

307 – трехфазный;

S – с расширенным функционалом;

23 – трансформаторного включения с базовым (максимальным) током 5 (10) А, номинальными напряжениями $3 \times 57,7/100$ В и $3 \times 230 / 400$ В, класс точности по активной/реактивной энергии 0,5S/1;

H11aRRZ – с оптопортом, с интерфейсом GSM LTE (два SIM-holder и внешняя антенна), двумя интерфейсами RS-485 и радиointерфейсом 433 МГц;

2 – тип корпуса 10м;

ТСКЯ.411152.007-07.58 – вариант исполнения по КД.

2.5 Условия применения

2.5.1 Нормальные условия применения

Нормальные условия применения счетчика в соответствии с ГОСТ 22261:

- температура окружающего воздуха: от плюс 21 °С до плюс 25 °С;
- относительная влажность окружающего воздуха при температуре окружающего воздуха плюс 30 °С: от 30 % до 80 %;
- атмосферное давление: от 84 до 106 кПа (от 630 до 795 мм рт. ст.).

2.5.2 Рабочие условия применения счетчика

По устойчивости к климатическим воздействиям счетчик относится к группе 4 по ГОСТ 22261 с расширенным диапазоном по температуре (таблица 2).

Таблица 2

Температурный диапазон, °С	Относительная влажность окружающего воздуха при + 30 °С, не более, %
От минус 50 до плюс 70	90

Счетчики в рабочих условиях применения при воздействии внешних воздействующих механических факторов, не имеющих постоянного характера, удовлетворяет требованиям ГОСТ 31818.11 в соответствии с таблицей 3.

Таблица 3

Влияющая величина	Значение влияющей величины
Механические удары	Согласно ГОСТ 31818.11: – энергия удара: 0,2 Дж; – количество ударов – 3
Механические удары одиночного действия	Согласно ГОСТ 31818.11: – максимальное ускорение: 300 м/с ² (30 g); – длительность импульса: 18 мс
Синусоидальная вибрация	Согласно ГОСТ 31818.11: – частота от 10 до 150 Гц; – частота перехода 60 Гц; – постоянная амплитуда перемещения 0,075 мм; – постоянное ускорение 9,8 м/с ² (1 g)
Транспортная тряска, в упаковке	Согласно ГОСТ 22261: – максимальное ускорение 30 м/с ² (3 g); – количество ударов в минуту от 80 до 120; – продолжительность воздействия: 1 час

2.6 Технические характеристики

2.6.1 Общие технические и метрологические характеристики приведены в таблице 4.

Таблица 4

Наименование характеристики	Значение
Тип включения цепей напряжения	Непосредственное или трансформаторное
Тип включения цепей тока	Непосредственное или трансформаторное
Класс точности при измерении активной электрической энергии для счётчиков непосредственного включения (прием/отдача)	0,5 по ТСКЯ.411152.007ТУ Таблицы 5-21
Пределы допускаемых погрешностей измерений активной мощности для счётчиков непосредственного включения прямого и обратного направлений	0,5 по ТСКЯ.411152.007ТУ Таблицы 5-21
Класс точности при измерении реактивной электрической энергии для счётчиков непосредственного и трансформаторного включения (прием/отдача)	1 по ГОСТ 31819.23
Пределы допускаемых погрешностей измерений реактивной мощности прямого и обратного направлений	Соответствует классу точности 1 на реактивную электрическую энергию согласно

Наименование характеристики	Значение
	ГОСТ 31819.23
Класс точности при измерении активной электрической энергии для счётчиков трансформаторного включения(прием\отдача)	0,5S по ГОСТ 31819.22
Пределы допускаемых погрешностей измерений активной мощности для счётчиков трансформаторного включения (прямого и обратного направлений)	Соответствует классу точности 0,5S на активную электрическую энергию согласно ГОСТ 31819.22
Постоянная счётчика в основном режиме/в режиме поверки, имп./ кВт·ч (импульсный выход активной энергии): – счётчики непосредственного включения – счётчики трансформаторного включения 230/400 В – счётчики трансформаторного включения 57,7/100 В – счётчики трансформаторного включения 57,7/100 В	500/10000 (в режиме поверки до 50 А) 5000/100000 5000/100000 5000/400000 (в режиме поверки до 1 А)
Постоянная счётчика в основном режиме/в режиме поверки, имп./квар·ч (импульсный выход реактивной энергии): – счётчики непосредственного включения – счётчики трансформаторного включения 230/400 В – счётчики трансформаторного включения 57,7/100 В – счётчики трансформаторного включения 57,7/100 В	500/10000 (в режиме поверки до 50 А) 5000/100000 5000/100000 5000/400000 (в режиме поверки до 1 А)
Номинальное фазное/линейное напряжение $U_{ф.ном}/U_{л.ном}$, В	3×230/400 3×57,7/100
Установленный/расширенный рабочий диапазон напряжения, В: - для счётчиков непосредственного включения - для счётчиков трансформаторного включения: – при $U_{ф.ном} = 230$ В – при $U_{ф.ном} = 57,7$ В	от $0,7 \cdot U_{л.ном}$ до $1,3 \cdot U_{л.ном}$ от $0,7 \cdot U_{ф.ном}$ до $1,3 \cdot U_{ф.ном}$ от $0,75 \cdot U_{ф.ном}$ * до $1,3 \cdot U_{ф.ном}$
Предельный рабочий диапазон напряжения, В	от 0 до $1,3 \cdot U_{ф.ном}/U_{л.ном}$
Базовый ток I_b , А	5
Номинальный ток $I_{ном}$, А	5
Максимальный ток $I_{макс}$, А: – для счётчиков непосредственного включения – для счётчиков трансформаторного включения	100 10
Номинальная частота сети $f_{ном}$, Гц	50
Диапазон измерений среднеквадратических значений фазного напряжения переменного тока, В: – для счётчиков с номинальным фазным напряжением 230 В – для счётчиков с номинальным фазным напряжением 57,7 В	от $0,7 \cdot U_{ф.ном}$ до $1,3 \cdot U_{ф.ном}$ от $0,75 \cdot U_{ф.ном}$ * до $1,3 \cdot U_{ф.ном}$
Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности измерений среднеквадратических значений фазного напряжения переменного тока, В	$\pm 0,005 \cdot U_{ф.ном}$

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений среднеквадратических значений линейного (межфазного) напряжения переменного тока, В: – для счётчиков с номинальным линейным напряжением 400 В – для счётчиков с номинальным линейным напряжением 100 В	от $0,7 \cdot U_{\text{л.ном}}$ до $1,3 \cdot U_{\text{л.ном}}$ от $0,75 \cdot U_{\text{л.ном}}^*$ до $1,3 \cdot U_{\text{л.ном}}$
Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности измерений среднеквадратических значений линейного (межфазного) напряжения переменного тока, В	$\pm 0,005 \cdot U_{\text{л.ном}}$
Диапазон измерений отрицательного отклонения напряжения $U_{(-)}$, % от $U_{\text{ф.ном}}$: – для счётчиков с номинальным фазным напряжением 230 В – для счётчиков с номинальным фазным напряжением 57,7 В	от 0 до 30 от 0 до 20
Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности измерений отрицательного отклонения напряжения, % от $U_{\text{ф.ном}}$	$\pm 0,5$
Диапазон измерений положительного отклонения напряжения $U_{(+)}$, % от $U_{\text{ф.ном}}$: – для счётчиков с номинальным фазным напряжением 230 В – для счётчиков с номинальным фазным напряжением 57,7 В	от 0 до 30 от 0 до 30
Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности измерений положительного отклонения напряжения, % от $U_{\text{ф.ном}}$	$\pm 0,5$
Диапазон измерений среднеквадратических значений силы переменного тока в цепях фаз $I_{\text{ф}}$, А	от $0,01 \cdot I_{\text{б/ном}}$ до $I_{\text{макс}}$
Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности измерений среднеквадратических значений силы переменного тока в цепях фаз $I_{\text{ф}}$, А	$\pm [I_{\text{ф,изм}} \cdot 0,01 + 0,005]$
Диапазон измерений частоты переменного тока f , Гц	от 42,5 до 57,5
Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности измерений частоты переменного тока, Гц	$\pm 0,05$
Диапазон измерений отклонения основной частоты напряжения электропитания Δf , Гц	от минус 7,5 до плюс 7,5
Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности измерений отклонения основной частоты напряжения электропитания, Гц	$\pm 0,05$
Диапазон измерений коэффициента мощности $\cos \varphi$	от минус 1 до минус 0,25 от 0,25 до 1
Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерений коэффициента мощности $\cos \varphi$, %	± 2
Диапазон измерений коэффициента $\text{tg} \varphi$	от минус 57,29 до плюс 57,29
Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерений коэффициента $\text{tg} \varphi$, %	± 2
Диапазон измерений полной мощности S, В·А: – для счётчиков с номинальным фазным напряжением 230 В – для счётчиков с номинальным фазным напряжением 57,7 В	$0,7 \cdot U_{\text{ном}} \leq U \leq 1,3 \cdot U_{\text{ном}}$ $0,01 \cdot I_{\text{б}} \leq I \leq I_{\text{макс}}$ $0,75 \cdot U_{\text{ном}}^* \leq U \leq 1,3 \cdot U_{\text{ном}}$ $0,01 \cdot I_{\text{б}} \leq I \leq I_{\text{макс}}$
Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности измерений полной мощности, В·А: – для счётчиков непосредственного включения – для счётчиков трансформаторного включения	$\pm [S_{\text{изм}} \cdot 0,015 + 1,2]$ $\pm [S_{\text{изм}} \cdot 0,01 + 1,2]$

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений перенапряжения $U_{\text{пер}}$, % от $U_{\text{ф.ном}}$: – для счётчиков с номинальным фазным напряжением 230 В – для счётчиков с номинальным фазным напряжением 57,7 В	от 100 до 130 от 100 до 130
Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности измерений перенапряжения, % от $U_{\text{ф.ном}}$	± 1
Диапазон измерений длительности перенапряжения $t_{\text{пер}U}$, с	от 0,04 до 60,00
Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности измерений длительности перенапряжения, с	$\pm 0,04$
Диапазон измерений глубины провала напряжения $U_{\text{п}}$, % от $U_{\text{ф.ном}}$: – для счётчиков с номинальным фазным напряжением 230 В – для счётчиков с номинальным фазным напряжением 57,7 В	от 70 до 100 от 80 до 100
Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности измерений провала напряжения, % от $U_{\text{ф.ном}}$	± 1
Диапазон измерений длительности провала напряжения $t_{\text{п}U}$, с	от 0,04 до 60,00
Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности измерений длительности провала напряжения, с	$\pm 0,04$
Стартовый ток (чувствительность), А, не более: – для счётчиков непосредственного включения: - по активной энергии: класс 0,5 по ТСКЯ.411152.007ТУ - по реактивной энергии: класс 1 по ГОСТ 31819.23 – для счётчиков трансформаторного включения (в режиме $U_{\text{ном}} = 230 \text{ В}$): - по активной энергии: класс 0,5S по ГОСТ 31819.22 - по реактивной энергии: класс 1 по ГОСТ 31819.23 – для счётчиков трансформаторного включения (в режиме $U_{\text{ном}} = 57,7 \text{ В}$): - по активной энергии: класс 0,5S по ГОСТ 31819.22 - по реактивной энергии: класс 1 по ГОСТ 31819.23	0,02 0,02 0,005 0,01 0,005 0,01
Ход внутренних часов при наличии и отсутствии питания во всем диапазоне рабочих температур, с/сут, не хуже	$\pm 5,0$
Минимальное время между импульсами при проверке отсутствия самохода при измерении активной электрической энергии и реактивной электрической энергии для счётчиков непосредственного и трансформаторного включения	Таблица 22
Активная (полная) мощность, потребляемая по всем цепям напряжения (без учета потребления дополнительными интерфейсными модулями), Вт ($\text{В} \cdot \text{А}$), не более	6 (30)
Полная мощность, потребляемая каждой последовательной цепью тока счётчиков при базовом/номинальном токе, номинальной частоте и нормальной температуре, $\text{В} \cdot \text{А}$, не более	0,1
Габаритные размеры (ширина×длина×высота), мм, не более	162×192×89
Предельный ток при температуре 40 °С в течение 2 ч, А (для счётчиков непосредственного включения)	110
Нормальные условия измерений: – температура окружающего воздуха, °С – относительная влажность воздуха, %	от +21 до +25 от 30 до 80

Наименование характеристики	Значение
*В диапазоне напряжения переменного тока от $0,75 \cdot U_{ф/л.ном}$ до $0,8 \cdot U_{ф/л.ном}$ работоспособность дополнительного модуля связи не гарантируется. $I_{ф,изм}$ – измеряемое значение среднеквадратического значения силы переменного тока в фазе, А; $S_{изм}$ – измеряемое значение полной мощности, В·А. Примечания 1 Погрешность измерений не зависит от способов передачи измерительной информации при использовании цифровых каналов связи и определяется классами точности применяемых средств измерений. 2 Дополнительная погрешность, вызываемая изменением напряжения питания, в диапазоне напряжений сети от $0,7 \cdot U_{ном}$ ($0,75 \cdot U_{ном}$) до $1,3 \cdot U_{ном}$ отсутствует. Относительная погрешность измерений активной энергии и мощности для счётчиков непосредственного и трансформаторного включения (230 В) в диапазоне напряжений сети от 0 до $0,7 \cdot U_{ном}$ и трансформаторного включения (57,7 В) в диапазоне от 0 до $0,75 \cdot U_{ном}$ находится в пределах от плюс 10 % до минус 100 %.	

В таблице 5 приведены пределы допускаемой основной относительной погрешности измерений активной электрической энергии и мощности для счетчиков непосредственного включения класса точности 0,5, вызванной изменением тока, при симметричной нагрузке и номинальном напряжении.

Таблица 5

Сила переменного тока, А	Коэффициент	Пределы допускаемой основной относительной погрешности, %
$0,05 \cdot I_6 \leq I < 0,1 \cdot I_6$	$\cos \varphi = 1$	$\pm 0,8$
$0,10 \cdot I_6 \leq I \leq I_{макс}$		$\pm 0,5$
$0,10 \cdot I_6 \leq I < 0,20 \cdot I_6$	$\cos \varphi = 0,5$ (при индуктивной нагрузке) $\cos \varphi = 0,8$ (при емкостной нагрузке)	$\pm 1,0$
$0,20 \cdot I_6 \leq I \leq I_{макс}$		$\pm 0,8$

В таблице 6 приведены пределы допускаемой основной относительной погрешности измерений активной электрической энергии и мощности для счётчиков непосредственного включения класса точности 0,5, вызванной изменением тока, при однофазной нагрузке и номинальном напряжении.

Таблица 6

Сила переменного тока, А	Коэффициент	Пределы допускаемой основной относительной погрешности, %
$0,10 \cdot I_6 \leq I \leq I_{макс}$	$\cos \varphi = 1$	$\pm 0,6$
$0,2 \cdot I_6 \leq I \leq I_{макс}$	$\cos \varphi = 0,5$ (инд.)	$\pm 1,0$
Примечание - При измерении активной энергии и мощности разность между значениями погрешности при однофазной нагрузке счётчика и при симметричной многофазной нагрузке при базовом токе I_6 и коэффициенте мощности равном 1 находится в пределах $\pm 1,0$ %.		

В таблице 7 приведены пределы допускаемой дополнительной относительной погрешности измерений активной электрической энергии и мощности для счётчиков

непосредственного включения класса точности 0,5 при отклонении частоты сети от номинального значения в пределах $\pm 2\%$ при номинальном напряжении.

Таблица 7

Сила переменного тока, А	Коэффициент	Пределы допускаемой дополнительной относительной погрешности, %
$0,05 \cdot I_6 \leq I \leq I_{\text{макс}}$	$\cos \varphi = 1$	$\pm 0,2$
$0,1 \cdot I_6 \leq I \leq I_{\text{макс}}$	$\cos \varphi = 0,5$ (инд.)	$\pm 0,2$

В таблице 8 приведены пределы допускаемой дополнительной относительной погрешности измерений активной электрической энергии и мощности для счётчиков непосредственного включения класса точности 0,5, вызванной гармониками в цепях напряжения и тока, при номинальном напряжении.

Таблица 8

Сила переменного тока, А	Коэффициент	Пределы допускаемой дополнительной относительной погрешности, %
$0,5 \cdot I_{\text{макс}}$	$\cos \varphi = 1$	$\pm 0,5$

В таблице 9 приведены пределы допускаемой дополнительной относительной погрешности измерений активной электрической энергии и мощности для счётчиков непосредственного включения класса точности 0,5, вызванной постоянной составляющей и четными гармониками в цепи переменного тока, при номинальном напряжении.

Таблица 9

Сила переменного тока, А	Коэффициент	Пределы допускаемой дополнительной относительной погрешности, %
$I_{\text{макс}}/\sqrt{2}$	$\cos \varphi = 1$	$\pm 1,5$

В таблице 10 приведены пределы допускаемой дополнительной относительной погрешности измерений активной электрической энергии и мощности для счётчиков непосредственного включения класса точности 0,5, вызванной нечетными гармониками и субгармониками в цепи переменного тока, при номинальном напряжении.

Таблица 10

Сила переменного тока, А	Коэффициент	Пределы допускаемой дополнительной относительной погрешности, %
$0,5 \cdot I_6$	$\cos \varphi = 1$	$\pm 1,5$

В таблице 11 приведены пределы допускаемой дополнительной относительной погрешности измерений активной электрической энергии и мощности для счётчиков непосредственного включения класса точности 0,5, вызванной постоянной магнитной индукцией внешнего происхождения, при номинальном напряжении.

Таблица 11

Сила переменного тока, А	Коэффициент	Пределы допускаемой дополнительной относительной погрешности, %
I_b	$\cos \varphi = 1$	$\pm 2,0$

В таблице 12 приведены пределы допускаемой дополнительной относительной погрешности измерений активной электрической энергии и мощности для счётчиков непосредственного включения класса точности 0,5, вызванной магнитной индукцией внешнего происхождения 0,5 мТл, при номинальном напряжении.

Таблица 12

Сила переменного тока, А	Коэффициент	Пределы допускаемой дополнительной относительной погрешности, %
I_b	$\cos \varphi = 1$	$\pm 1,0$

В таблице 13 приведены пределы допускаемой дополнительной относительной погрешности измерений активной электрической энергии и мощности для счётчиков непосредственного включения класса точности 0,5, вызванной внешним радиочастотным электромагнитным полем, при номинальном напряжении.

Таблица 13

Сила переменного тока, А	Коэффициент	Пределы допускаемой дополнительной относительной погрешности, %
I_b	$\cos \varphi = 1$	$\pm 2,0$

В таблице 14 приведены пределы допускаемой дополнительной относительной погрешности измерений активной электрической энергии и мощности для счётчиков непосредственного включения класса точности 0,5, вызванной кондуктивными помехами, наведенными радиочастотными полями, при номинальном напряжении.

Таблица 14

Сила переменного тока, А	Коэффициент	Пределы допускаемой дополнительной относительной погрешности, %
I_b	$\cos \varphi = 1$	$\pm 2,0$

В таблице 15 приведены пределы допускаемой дополнительной относительной погрешности измерений активной электрической энергии и мощности для счётчиков

непосредственного включения класса точности 0,5, вызванной наносекундными импульсными помехами, при номинальном напряжении.

Таблица 15

Сила переменного тока, А	Коэффициент	Пределы допускаемой дополнительной относительной погрешности, %
I_b	$\cos \varphi = 1$	$\pm 2,0$

В таблице 16 приведены пределы допускаемой дополнительной относительной погрешности измерений активной электрической энергии и мощности для счётчиков непосредственного включения класса точности 0,5, вызванной самонагревом, при номинальном напряжении.

Таблица 16

Сила переменного тока, А	Коэффициент	Пределы допускаемой дополнительной относительной погрешности, %
$I_{\max}$	$\cos \varphi = 1$	$\pm 0,2$
	$\cos \varphi = 0,5$ (инд.)	

В таблице 17 приведены пределы допускаемой дополнительной относительной погрешности измерений активной электрической энергии и мощности для счётчиков непосредственного включения класса точности 0,5, вызванной кратковременными перегрузками по току, при номинальном напряжении.

Таблица 17

Сила переменного тока, А	Коэффициент	Пределы допускаемой дополнительной относительной погрешности, %
$20 \cdot I_{\max}$ (с отклонением от 0 % до минус 10 %) в течение 0,5 с	$\cos \varphi = 1$	$\pm 0,05$

В таблице 18 приведены пределы допускаемой дополнительной относительной погрешности измерений активной электрической энергии и мощности для счётчиков непосредственного включения класса точности 0,5 при обратном порядке следования фаз при номинальном напряжении.

Таблица 18

Сила переменного тока, А	Коэффициент	Пределы допускаемой дополнительной относительной погрешности, %
$0,1 \cdot I_b$	$\cos \varphi = 1$	$\pm 0,1$

В таблице 19 приведены пределы допускаемой дополнительной относительной погрешности измерений активной электрической энергии и мощности для счётчиков

непосредственного включения класса точности 0,5, вызванной несимметрией напряжения, при номинальном напряжении.

Таблица 19

Сила переменного тока, А	Коэффициент	Пределы допускаемой дополнительной относительной погрешности, %
I_6	$\cos \varphi = 1$	± 1

В таблице 20 приведен средний температурный коэффициент счётчиков в диапазоне рабочих температур при измерении активной электрической энергии и мощности для счётчиков непосредственного включения класса точности 0,5 при номинальном напряжении.

Таблица 20

Сила переменного тока, А	Коэффициент	Средний температурный коэффициент, %/°C
$0,05 \cdot I_6 \leq I \leq I_{\text{макс}}$	$\cos \varphi = 1$	$\pm 0,03$
$0,1 \cdot I_6 \leq I \leq I_{\text{макс}}$	$\cos \varphi = 0,5$ (инд.)	$\pm 0,05$

В таблице 21 приведен средний температурный коэффициент при измерении полной мощности в диапазоне рабочих температур при номинальном напряжении.

Таблица 21

Сила переменного тока, А	Коэффициент	Средний температурный коэффициент, %/°C
$0,05 \cdot I_6 \leq I \leq I_{\text{макс}}$	$\cos \varphi = 1$	$\pm 0,05$
	$\sin \varphi = 1$	
$0,1 \cdot I_6 \leq I \leq I_{\text{макс}}$	$\cos \varphi = 0,5$ (инд.)	$\pm 0,07$
	$\sin \varphi = 0,5$ (инд., емк.)	

В таблице 22 приведено минимальное время между импульсами при проверке отсутствия самохода при измерении активной и реактивной электрической энергии для счётчиков непосредственного и трансформаторного включения.

Таблица 22

Тип включения	Класс точности	Напряжение переменного тока $U_{\text{ном}}$, В	Минимальное время между импульсами, с
При измерении активной энергии			
Непосредственное	0,5	230	53
Трансформаторное	0,5S	230	53
		57,7	52
При измерении реактивной энергии			
Непосредственное	1	230	42
Трансформаторное	1	230	42
		57,7	42

2.6.2 Технические характеристики счетчиков по модификациям приведены в таблице 23.

Таблица 23

Характеристика	Параметр счетчика		
Вид включения	через трансформаторы тока и напряжения	через трансформатор тока	непосредственное включение
КОНСТРУКЦИЯ			
Конструкция	Моноблок		
УСЛОВИЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ			
Класс защиты от пыли и воды по ГОСТ 14254	IP51		
Условия эксплуатации	Внутри помещений		
Диапазон рабочих температур окружающего воздуха °С	От минус 50 до плюс 70 Дисплей ЖКИ: от минус 10 до плюс 40		
Вид монтажа	Крепление на 3 винта		
Рабочие условия – относительная влажность воздуха	90 % при 30 °С		
Рабочие условия – атмосферное давление, кПа(мм.рт.ст.)	от 70,0 до 106,7 (от 537 до 800)		
ОСНОВНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ			
Номинальное фазное напряжение/линейное, В	3×57,7/100	3×230/400	3×230/400
Базовый (макс.) ток, А	–	–	5(100)
Номинальный (максимальный) ток, А	5(10)	5(10)	–
Класс точности активная/реактивная энергия	0,5S/1		0,5/1
Номинальная частота сети, Гц	50		
Количество электрических импульсных выходов	1		1
Количество дискретных входов	2	2	–
Количество дискретных выходов	2	2	–

Характеристика	Параметр счетчика		
Вид включения	через трансформаторы тока и напряжения	через трансформатор тока	непосредственное включение
Двухнаправленный учет энергии	+ (раздельно)		
ТАРИФИКАЦИЯ (устанавливается администратором сети при конфигурировании)			
Число тарифов	Согласно СПОДЭС		
Число тарифных зон	Согласно СПОДЭС		
Учет тарифного расписания и исключительных дней	+		
ИЗМЕРЯЕМЫЕ ВЕЛИЧИНЫ			
Электрическая энергия	Измерение и учет активной энергии; измерение и учет реактивной энергии, в том числе с учетом коэффициентов трансформации (только счетчики трансформаторного включения)		
Мощность	Измерение и учет активной, реактивной и полной мощности		
Параметры основных электрических величин (частоты, напряжения, тока, коэффициентов)	Измерение: – среднеквадратических значений фазного напряжения; – среднеквадратических значений силы переменного тока в фазе; – частоты переменного тока; – коэффициентов cos φ, tg φ. Индикация угла между напряжением и током		
Показатели качества электрической энергии в сети согласно ГОСТ 32144	Измерение: – положительного и отрицательного отклонения напряжения; – отклонения основной частоты напряжения; – длительности провала напряжения; – длительности перенапряжения; – глубины провала напряжения; – величины перенапряжения. Методы измерений показателей качества электроэнергии - класс S согласно ГОСТ 30804.4.30.		
ФИКСАЦИЯ ВНЕШНИХ ВОЗДЕЙСТВИЙ			
Фиксация воздействия сверхнормативного магнитного поля	+		
Настройка порога срабатывания события воздействия сверхнормативного магнитного поля	+		
Наличие трехосевого датчика магнитного поля	+		

Характеристика	Параметр счетчика		
Вид включения	через трансформаторы тока и напряжения	через трансформатор тока	непосредственное включение
Фиксация факта вскрытия	+ (клеммных крышек и корпуса, энергонезависимая фиксация)		
ДОПОЛНИТЕЛЬНОЕ ПИТАНИЕ ПРИ ОТСУТСТВИИ СЕТЕВОГО			
Внешний резервный источник питания	+ (от 10 до 27 В, питание счетчика, оптопорта и интерфейсных модулей)	+ (12 В,питание счетчика и оптопорта)	
Внешний резервный источник питания интерфейсного модуля	—	+ (12 В)	
Встроенная батарея	+ (основная)		
Сменная батарея	+ (дополнительная)		
РЕЛЕ			
Встроенное реле отключения (ограничения)/включения нагрузки	—	—	+
Максимальный ток встроенного реле отключения/включения нагрузки, А	—	—	110
Контроль состояния встроенного реле отключения (ограничения)/включения нагрузки	—	—	—
Использование импульсного выхода для управления отключением (ограничением)/включением нагрузки	+ (реактивный)	+ (реактивный)	-
ИНДИКАЦИЯ			
ЖКИ с подсветкой	+		
ОБМЕН ДАННЫМИ			
Один реализуемый протокол обмена данными	+ (СПОДЭС)		
Возможность выступать в качестве инициатора связи с верхним уровнем при работе по протоколу СПОДЭС	+		

Характеристика	Параметр счетчика		
Вид включения	через трансформаторы тока и напряжения	через трансформатор тока	непосредственное включение
ИНТЕРФЕЙСЫ			
Оптический порт	+		
RS-485 (встроенный)	+		
RS-485 (дополнит.)	+	—	
RF433	+		
*Количество одновременно присутствующих интерфейсов определяется модификацией.			

2.7 Устройство и принцип работы счетчика

2.7.1 Принцип действия

Принцип действия счетчика основан на учете информации, получаемой с импульсных выходов специализированного микроконтроллера – измерителя электрической энергии.

В качестве датчиков тока в счетчиках 307S.23 используются трансформаторы тока, включенные последовательно в цепь тока по каждой фазе (три измерительных элемента).

В качестве датчиков напряжения используются резистивные делители, включенные параллельно в цепи напряжения сети. Напряжение снимается с резистивного делителя и подается на вход аналого-цифрового преобразователя контроллера.

Микроконтроллер реализует управляющие алгоритмы в соответствии со специализированной программой, помещенной в его внутреннюю память. Управление узлами производится через аппаратно-программные интерфейсы, реализованные на портах ввода/вывода микроконтроллера.

Счетчик измеряет количество протекающей через него электрической энергии путем перемножения измеренных им мгновенных значений напряжения и тока в соответствующем блоке микропроцессора с последующим накоплением результата. Измеренные данные и другая информация отображаются на ЖКИ.

Передача информации осуществляется по интерфейсам связи согласно реализуемому протоколу обмена.

2.7.2 Встроенное программное обеспечение

Встроенное программное обеспечение производит обработку информации, поступающей от аппаратной части счетчика, формирует массивы данных и сохраняет их в энергонезависимой памяти, отображает измеренные значения на индикаторе, а также формирует ответы на запросы, поступающие по интерфейсам связи.

2.7.3 Конструкция

Счетчики представляют собой единый измерительно-индикаторный блок, включающий в себя все узлы счетчика, и изготавливаются в корпусе 10м (крепление на 3 винта, ширина 162 мм).

Масса счетчиков – не более 1,27 кг.

Корпус и крышка зажимов счетчика пломбируются таким образом, чтобы внутренние части были недоступны без нарушения целостности пломб.

На лицевой панели счетчика находятся две кнопки для переключения на ЖКИ отображения параметров, сгруппированным по циклам (п. 3.3).

Визуализация рабочего состояния осуществляется посредством оптических импульсных выходов и обновления информации на ЖКИ.

2.8 Внешний вид счетчиков, органы управления и назначение клемм

2.8.1 На рисунках 2, 3 приведен внешний вид, органы управления и назначения клемм счетчиков.

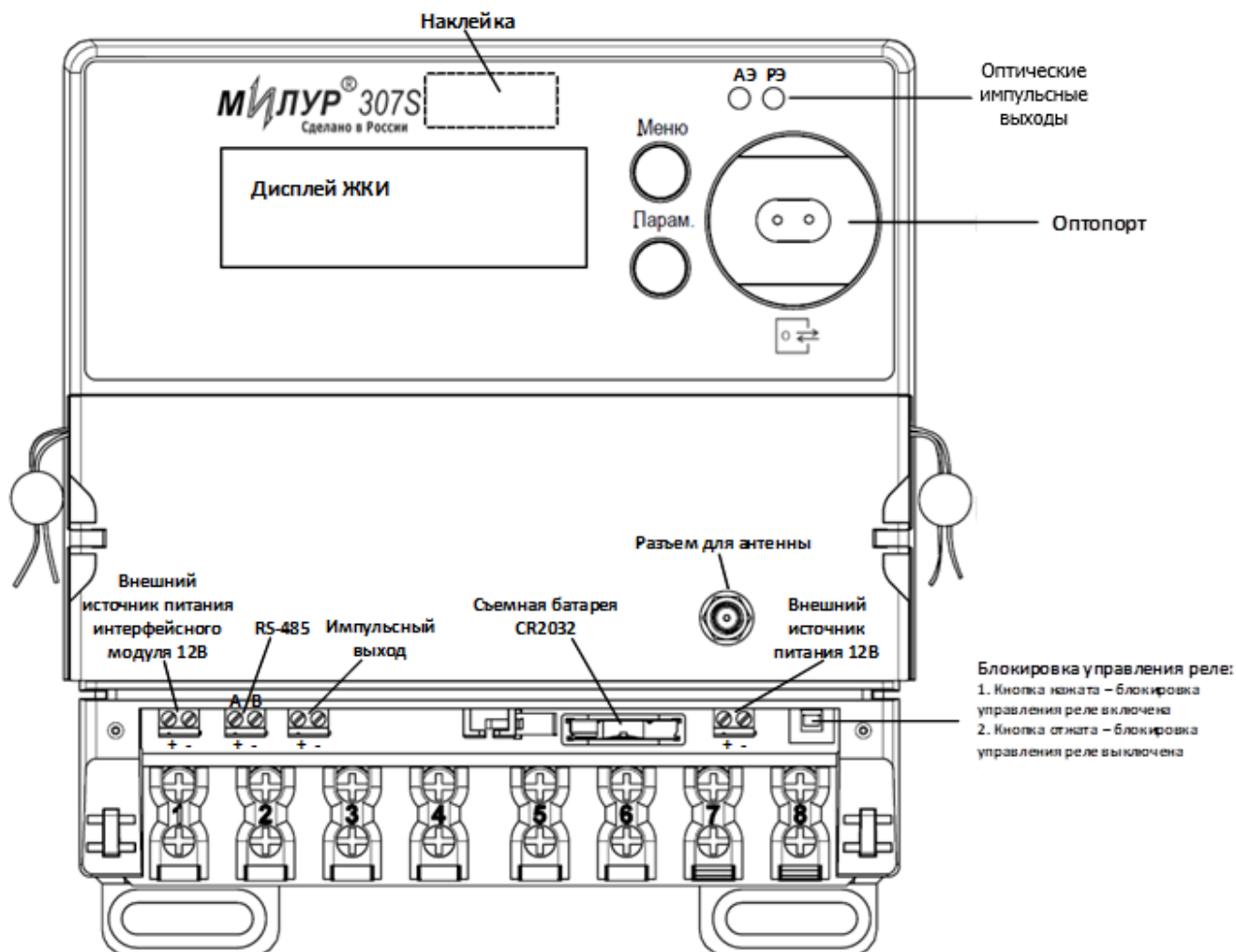


Рисунок 2 - Внешний вид, органы управления и назначения клемм счетчиков Милур 307S.72 непосредственного включения

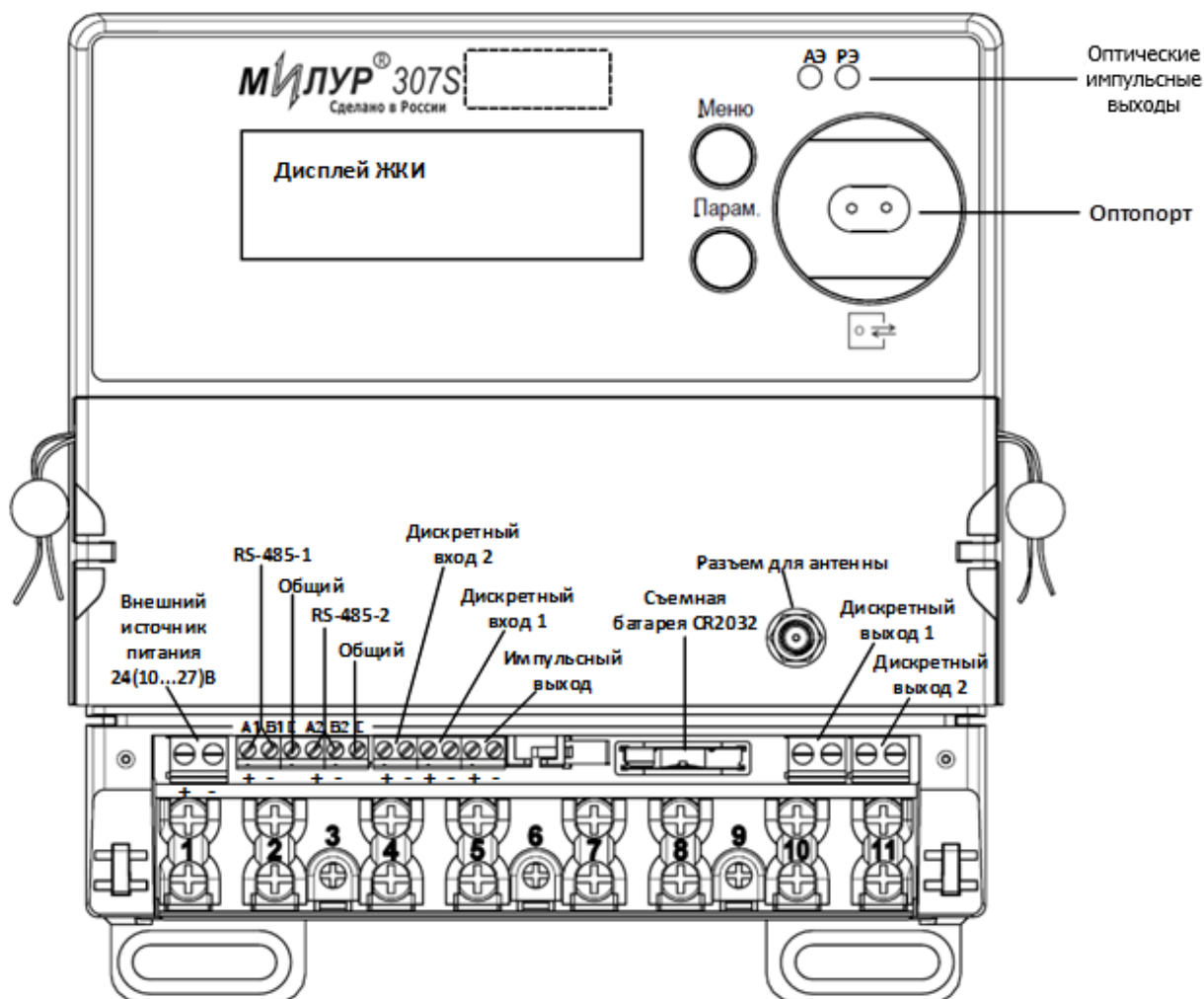


Рисунок 3 - Внешний вид, органы управления и назначения клемм счетчиков Милур 307S.23 трансформаторного включения

2.9 Схемы подключения счетчиков к сети

Типовые схемы подключения к сети представлены на рисунках 4-6.

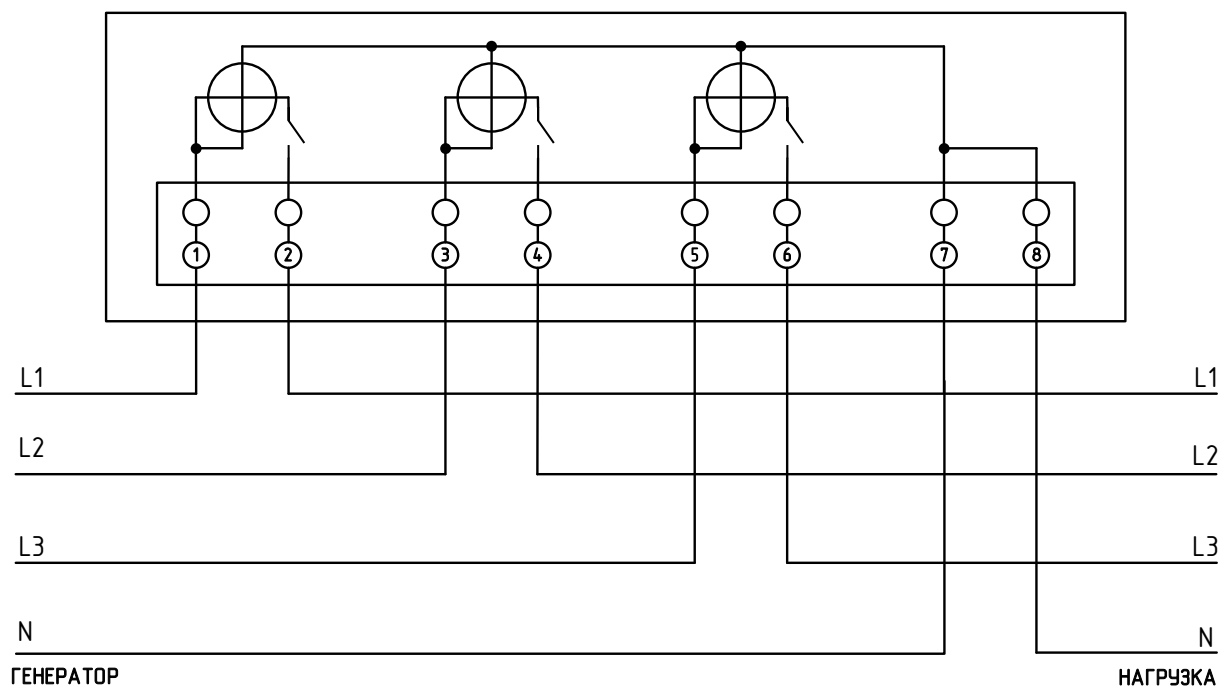


Рисунок 4 - Схема подключения трёхфазного счетчика прямого включения

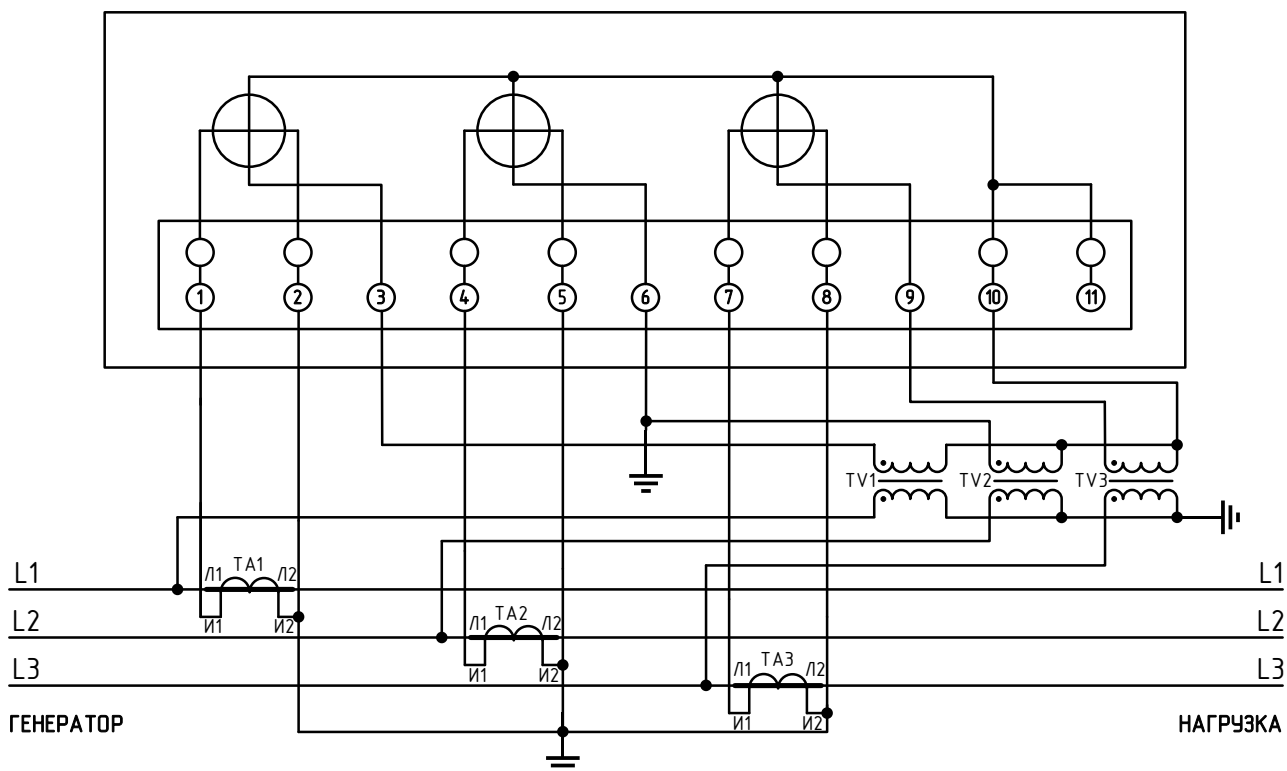


Рисунок 5 - Схема подключения счетчика к трехфазной трехпроводной сети с использованием трансформаторов тока и напряжения (косвенное включение)

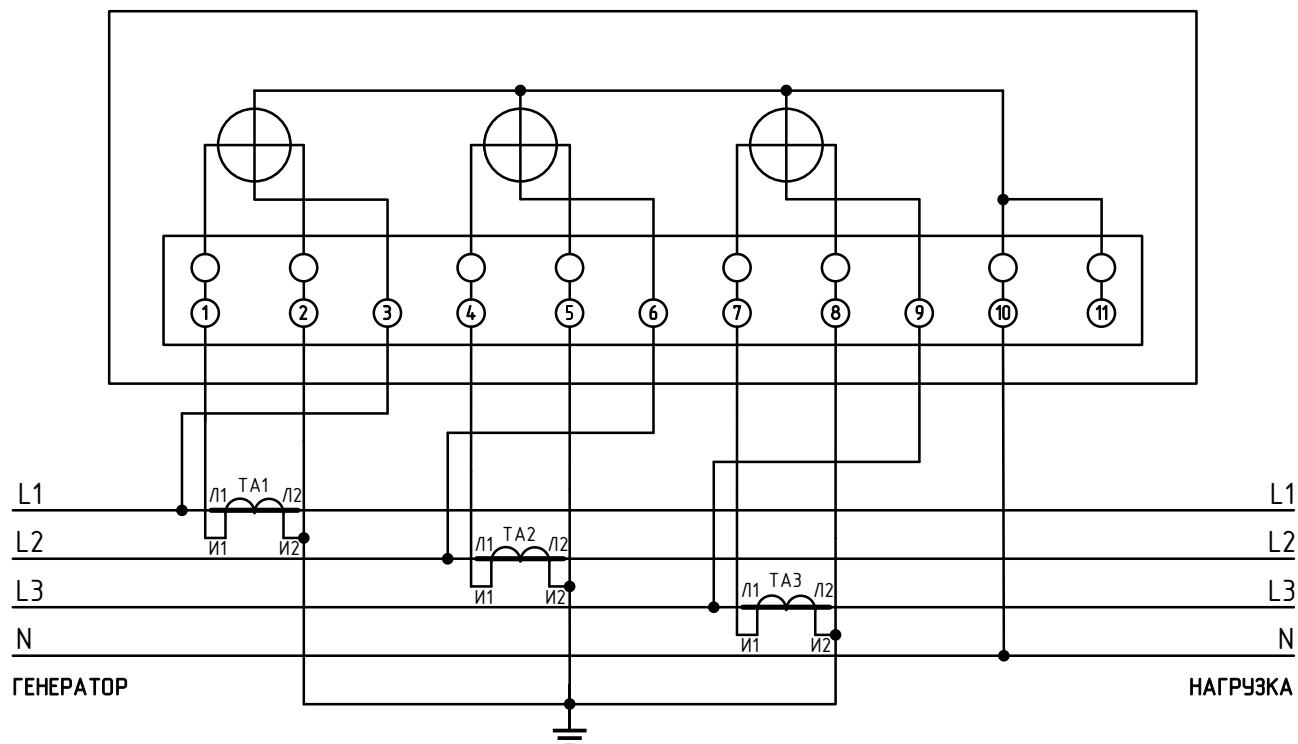


Рисунок 6 – Схема подключения счетчика трансформаторного
включения к трехфазной четырехпроводной сети с
использованием трансформаторов тока (полукозенное
включение)

Примечание – При подключении счетчиков электрической энергии по схемам, не указанным в настоящем руководстве, необходимо обратиться в техническую поддержку.

2.10 Маркировка и пломбирование

2.10.1 Маркировка

Маркировка счетчиков соответствует ГОСТ 31818.11, ГОСТ 22261 и чертежам предприятия-изготовителя.

На внутренней стороне клеммной крышки нанесена несмываемая схема подключения счетчика. Зажимы счетчика промаркированы.

На лицевой панели счетчиков находится наклейка с обозначением модификации счетчика, штрих-кодом и цифровым кодом заводского номера. Штрих-код дублирует информацию цифрового кода.

Заводской номер состоит из последних двух цифр года выпуска, кода предприятия-изготовителя, кода изделия и семизначного порядкового номера счетчика по сквозной нумерации. Наклейка недоступна для удаления без вскрытия крышки корпуса счетчика. Пример заводского номера приведен на рисунке 7.

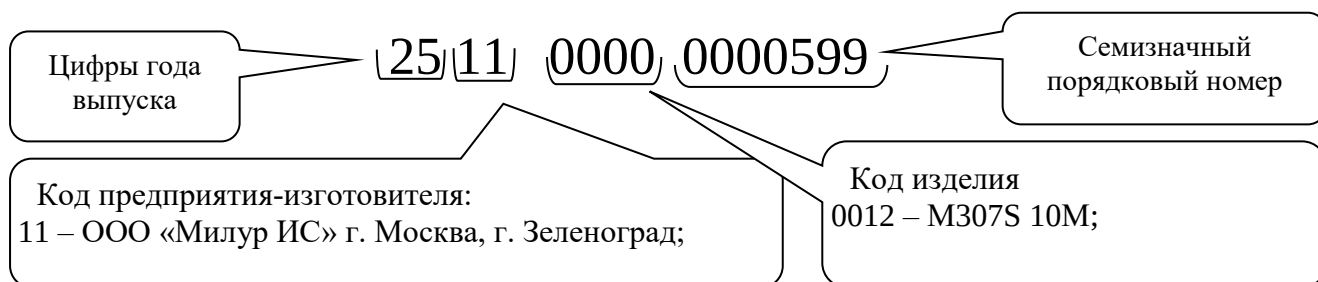


Рисунок 7

2.10.2 Пломбирование

Корпус и клеммные крышки счетчика пломбируются так, что внутренние части недоступны без нарушения целостности пломб (рисунок 8).

При поставке счетчик имеет две навесные пломбы:

- одну пломбу с оттиском службы контроля качества изготовителя, устанавливаемую после проведения приемо-сдаточных испытаний;
- вторую пломбу с оттиском поверительного клейма, устанавливаемую после проведения поверки счетчика поверочной службой.

Клеммные крышки пломбируются пломбами организации, обслуживающей счетчик.

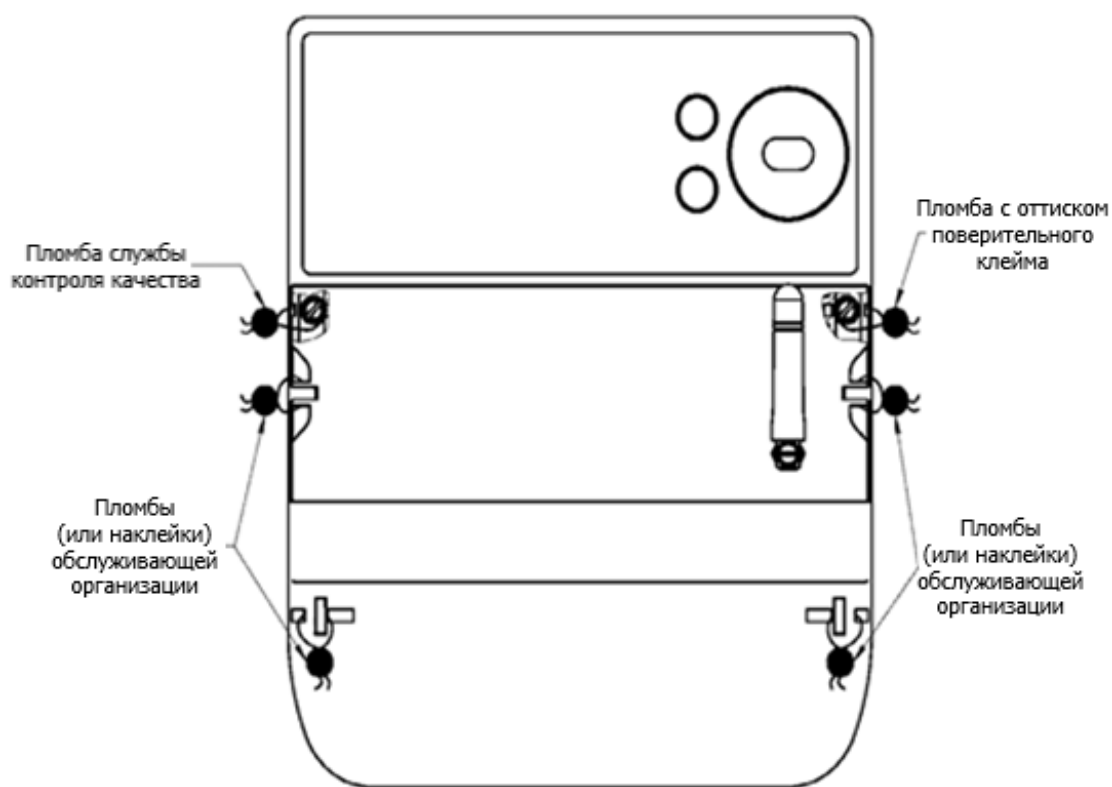


Рисунок 8

2.11 Упаковка

Счетчик упаковывается по КД предприятия-изготовителя в закрытых вентилируемых помещениях, при отсутствии агрессивных примесей в окружающей среде в рабочих условиях применения.

3 Функциональные возможности счетчика

3.1 Ведение времени, тарификация

Счетчик имеет встроенные энергонезависимые часы-календарь реального времени и календарь, обеспечивающие ведение хронометрических данных стабильно, в независимости от наличия напряжения в питающей сети. Встроенные часы реального времени обеспечивают возможность снабжать учетные и регистрируемые данные и события меткой времени, поддержку тарификации, обработку команд управления в соответствии с установленными временными значениями или графиком.

При отсутствии напряжения в силовой сети часы питаются от встроенной в счетчик литиевой батареи. Для своевременной замены внутреннего источника питания необходимо обеспечивать контроль его состояния. Несвоевременная замена источника питания может привести к сбою часов в случае отсутствия сетевого напряжения. Подробнее о внутренних источниках питания в п. 3.10.2.

Ведение времени осуществляется в формате:

«часы [0...23]: минуты [0...59]: секунды [0...59]».

Ведение даты осуществляется в формате:

«день месяца. месяц. год».

При этом:

- «день месяца» – диапазон значений [1...31];
- «месяц» – диапазон значений [1...12], где 1 - январь, 12 - декабрь;
- «год» – диапазон значений [00...99].

Календарь имеет возможность настройки списка до 32 исключительных дней.

ПО счетчика производит проверку текущей даты на ее совпадение с установленными исключительными днями. При совпадении текущая дата считается исключительным днем и для определения текущего тарифа используются установки тарифного расписания для исключительного дня. При несовпадении используются установки тарифного расписания для текущего дня недели.

Счетчик имеет возможность переключения на зимнее/летнее время (по умолчанию переключение отключено). В счетчике введено локальное «Поясное

время» - принятое в данном часовом поясе и «Сезонное» (зимнее/летнее время). «Сезонное время может отличаться от поясного, если будет включено переключение на летнее/зимнее время.

Список исключительных дней и возможность переключения на зимнее/летнее время настраиваются в конфигураторе DLMS.

Точность хода внутренних часов при наличии напряжения питания на зажимах счетчика в диапазоне рабочих температур не хуже ± 5 с/сут.

Изменение времени предполагает установку любого времени, даты и дня недели.

Корректировать время целесообразно перед вводом счетчика в эксплуатацию, а также если он был перевезен в другой часовой пояс, после ремонта или длительного хранения, при сбое часов в результате разряда внутренней батареи питания (если не была произведена ее своевременная замена или при разряде батареи у выключенного счетчика), в случае рассогласования времени в счетчике с реальным текущим временем.

Счетчик обеспечивает только ручную коррекцию времени. Рекомендованы методы коррекции времени: «подстройка к минуте» и «сдвиг времени».

«Подстройка к минуте» – устанавливает время счетчика с целыми минутами (секунды обнуляются). Минуты сохраняются, если секунд менее 30, и минуты увеличиваются если секунд более 30.

«Коррекция времени, сек» позволяет скорректировать локальное время счетчика на заданную величину в диапазоне от минус 900 до плюс 900 секунд. Особенности выполнения коррекции:

- коррекция вперед (положительное значение). Выполняется немедленно;
- коррекция назад (отрицательное значение). Происходит без изменения значений минут, часов, суток, месяцев и лет, только за счет сдвига секунд. Сдвиг времени назад выполняется итеративно. При достижении значения времени в диапазоне от 30 до 50 секунд по времени счетчика происходит сдвиг назад примерно на 20 секунд. Повторная коррекция времени назад невозможна до завершения текущего процесса. В случае отключения питания счетчика начатый процесс сдвига времени будет продолжен после восстановления питания.

Коррекция времени производится с помощью конфигулятора DLMS в соответствии с руководством пользователя. Факт изменения времени фиксируется в журнале событий.

Синхронизация часов счетчика с часами внешнего источника (например, автоматизированным рабочим местом оператора, системными часами ИСУЭЭ) возможна только по команде с верхнего уровня при наличии соответствующих прав доступа.

Счетчик ведет учет энергии по времени суток в многотарифном режиме согласно загруженному тарифному расписанию, а также суммарно (по всем тарифам). На ЖКИ счетчика всегда отображается номер тарифа, по которому ведется учет в данное время – текущий тариф.

Переключение тарифов в счетчике осуществляется с помощью внутреннего тарификатора, который определяет номер текущего тарифа по указанным в тарифном расписании временным зонам в пределах суток.

Настройка тарифного расписания также осуществляется с помощью конфигулятора DLMS.

3.2 Регистрация и хранение данных

3.2.1 Общие сведения

Счетчик имеет внутреннюю энергонезависимую память, которая в случае отсутствия сетевого питания обеспечивает хранение измеренных и регистрируемых данных, а также хранение настроек, устанавливаемых при выпуске. Все указанные значения и настройки доступны для считывания по интерфейсу для соответствующего уровня доступа (п. 3.9.1).

Счетчик обеспечивает сохранность в памяти информации (измеренных данных, параметров настройки, программ) при отключенном питании не менее 30 лет.

Счетчик ведет учет энергии в многотарифном режиме согласно загруженному тарифному расписанию.

Параметры, регистрируемые посуточно, записываются в память в момент наступления следующих суток (00:00) и содержит данные, накопленные за предыдущие календарные сутки.

Помесячная регистрация параметров осуществляется исходя из устанавливаемых расчетных дат (расчетный период – месяц).

Нарушение нормального функционирования счетчика или вмешательство извне является событием. В процессе эксплуатации счетчик обеспечивает фиксацию факта возникновения события путем записи информации в соответствующие журналы событий (п. 3.2.3, 3.2.4). Каждый журнал имеет свою глубину записи – то есть предельно допустимое количество сохраняемых в памяти счетчика записей.

3.2.2 Список регистрируемых данных, хранящихся в энергонезависимой памяти счетчика:

- дата и время;
- значения активной и реактивной электрической энергии прямого и обратного направления, накопленных нарастающим итогом с момента изготовления суммарно и по каждому тарифу (до восьми);
- значения активной и реактивной электрической энергии прямого и обратного направлений нарастающим итогом суммарно и отдельно по тарифам за сутки, глубина хранения 123 дня;
- значения активной и реактивной электроэнергии прямого и обратного направлений нарастающим итогом суммарно и отдельно по тарифам на текущий месяц и на конец предыдущих месяцев, глубина хранения 36 месяцев;
- журналы событий с обязательной фиксацией даты и времени событий;
- значения активной и реактивной электрической энергии прямого и обратного направлений нарастающим итогом суммарно и отдельно по тарифам за текущий год и предыдущие два года (на начало года);
- приращения активной и реактивной энергии прямого и обратного направления с программируемым интервалом времени интегрирования, в диапазоне от одной до 60 минут, глубина хранения – 246 суток при 60-минутном интервале;

– приращения активной и реактивной электроэнергии прямого и обратного направлений за прошедший месяц, глубина хранения – 36 месяцев.

3.2.3 Список параметров и настроек, хранящихся в энергонезависимой памяти счетчика:

- признак перехода на летнее/зимнее время;
- тарифное расписание (восемь тарифов, 16 тарифных зон);
- праздничное расписание (до 32-ти исключительных дней);
- параметры сеанса связи;
- пароли доступа по интерфейсу;
- наименование модификации счетчика;
- серийный номер счетчика;
- параметры индикации;
- калибровочные коэффициенты часов реального времени;
- калибровочные коэффициенты метрологии;
- признак разрешения ретрансляции пакетов данных;
- режимы работы встроенного реле отключения нагрузки;
- режимы работы импульсных выходов;
- версия (идентификационного номера) программного обеспечения;
- версия метрологической части ВПО.
- ограничители (параметры управления нагрузкой);
- пороговые значения по току, напряжению, частоте, мощности;
- пороговые значения начала и конца прерывания напряжения, начала и конца провала напряжения, начала и конца перенапряжения.

3.2.4 Журналы событий счетчика:

- журнал событий, относящихся к напряжению;
- журнал событий, относящихся к токам;
- журнал событий включения/выключения счетчика, коммутаций реле нагрузки;
- журнал программирования параметров счетчика - коррекции данных;
- журнал внешних воздействий;

- журнал коммуникационных событий;
- журнал событий контроля доступа;
- журнал событий самодиагностики и инициализации;
- журнал событий по превышению реактивной мощности (тангенс сети);
- журнал параметров качества сети;
- журнал состояния дискретных входов и выходов (для счетчиков трансформаторного включения);
- журнал телесигнализации.

3.2.5 Счетчики внешних воздействий

В памяти счётчика реализовано накопление информации о внешних воздействиях и параметрах, характеризующих процесс вмешательства:

- счетчик коррекций (конфигурирования);
- дата последнего конфигурирования;
- дата последней калибровки;
- дата последнего активирования календаря;
- дата последней установки времени;
- дата последнего изменения, встроенного ПО;
- счетчик вскрытий корпуса;
- дата последнего вскрытия корпуса;
- продолжительность последнего вскрытия корпуса;
- общая продолжительность вскрытия корпуса;
- счетчик вскрытий крышки клеммников;
- дата последнего вскрытия крышки клеммников;
- продолжительность последнего вскрытия крышки клеммников;
- общая продолжительность вскрытия крышки клеммников;
- счетчик срабатываний датчика магнитного поля;
- дата последнего воздействия датчика магнитного поля;
- продолжительность последнего воздействия магнитного поля;
- общая продолжительность воздействия магнитного поля.

3.3 Отображение данных, работа ЖКИ

3.3.1 Отображение данных на ЖКИ

Результаты измерений и вычислений выводятся на ЖКИ.

ЖКИ счетчиков заключен в корпус счетчика.

Информация на ЖКИ отображается на русском языке. При указании единиц измерения величин наряду с русским обозначением применяется их обозначение по международной системе единиц СИ. Общий вид ЖКИ счетчиков приведен на рисунке 9.



Рисунок 9

3.3.2 Разрядность величин, отображаемых на ЖКИ соответствует приведенным в таблицах 24, 25.

Таблица 24 – Разрядность величин отображаемых на ЖКИ счетчиков

Измеряемая величина	Основная единица	Формат отображения (единицы старшего.младшего разряда)		
		Непосред- ственное включения	Включение через трансформатор тока	Включение через трансформаторы тока и напряжения
Активная энергия	кВт·ч	000000.00	00000.000	
Реактивная энергия	квар·ч	000000.00	00000.000	
Активная мощность	кВт	000.00000		
Реактивная мощность	квар	000.00000		
Полная мощность	кВ·А	000.00000		
Ток	А	0000.000		
Напряжение	В	00000.000		
Частота сети	Гц	00000.000		
Коэффициент мощности	Безразмерный	00000.000		
Угол сдвига фаз	°	0000000.0		

Таблица 25 – Разрядность величин, отображаемых на ЖКИ счетчиков в режиме КТ (если коэффициенты трансформации по напряжению и току не равны 1)

Измеряемая величина	Основная единица	Формат отображения (единицы старшего.младшего разряда)		
		Непосред- ственное включения	Включение через трансформатор тока	Включение через трансформаторы тока и напряжения
Активная энергия	кВт·ч	000000.00	00000000	
Реактивная энергия	квар·ч	000000.00	00000000	
Активная мощность	кВт	000000.00		
Реактивная мощность	квар	000000.00		
Полная мощность	кВ·А	000000.00		
Ток	А	00000.000		
Напряжение	В	00000.000		
Частота сети	Гц	00000.000		
Коэффициент мощности	Безразмерная	00000.000		
Угол сдвига фаз	°	0000000.0		

Если коэффициенты трансформации по напряжению по току равны 1, то отображение размерностей величин следующее: V, A, kW, kWh kVar, kVA, kWh, kVarh.

Если коэффициенты трансформации по напряжению по току не равны 1, то отображение размерностей величин следующее: V, A, W, Wh, Var, Va, Wh, Varh. В цифровом знакоместе рядом с символом П (рисунок 10) отображается десятичный масштаб:

- 3 (Кило) - kV, kA, kW, kVar, kVA, kWh, kVarh;
- 6 (Мега) - MV, MA, MW, MVar, MVA, MWh, MVarh;
- 9 (Гига) - GV, GA, GW, GVar, GVA, GWh, GVarh.



Рисунок 10

3.3.3 Режимы индикации счетчика

Информация на ЖКИ отображается в виде сменяющих друг друга кадров. Каждый кадр отображает определенный параметр. Просмотр информации на ЖКИ счетчика осуществляется в автоматическом или ручном режиме.

Автоматический режим по умолчанию устанавливается после первичной подачи питания на счетчик. В автоматическом режиме заданный набор основных параметров пролистывается автоматически, кадры сменяют друг друга каждые несколько секунд.

Набор параметров в автоматическом цикле и длительность показа кадра могут быть изменены с помощью конфигуратора DLMS. После завершения процесса настройки индикации счетчиков электроэнергии на их ЖКИ будут отображаться только те параметры, которые были отмечены при конфигурации.

В автоматический цикл индикации могут быть включены следующие параметры (в кавычках после параметра указано значение по умолчанию: 1 включен, 0 выключен):

- активная энергия суммарная (по умолчанию 1);
- активная энергия по тарифу 1 (по умолчанию 1);
- активная энергия по тарифу 2 (по умолчанию 1);
- активная энергия по тарифу 3 (по умолчанию 1);
- активная энергия по тарифу 4 (по умолчанию 1);
- активная энергия по тарифу 5 (по умолчанию 1);
- активная энергия по тарифу 6 (по умолчанию 1);
- активная энергия по тарифу 7 (по умолчанию 1);
- активная энергия по тарифу 8 (по умолчанию 1);
- активная мощность (по умолчанию 1);
- дата (по умолчанию 1);
- время (по умолчанию 1).

В ручном режиме просмотр информации на ЖКИ происходит с помощью кнопок управления «Меню» и «Парам.». Нажатие на кнопку «Меню» переводит счетчик из автоматического режима в ручной режим просмотра информации.

Индикация параметров разделена на циклы, в каждый из которых входит свой набор кадров с параметрами.

Кнопкой «Меню» осуществляется последовательное переключение между циклами, кнопкой «Парам» – последовательное переключение между кадрами внутри цикла.

Для ЖКИ счетчика возврат на начало автоматического цикла по умолчанию происходит после последнего нажатия кнопок счетчика через 10 с. Время возврата в автоматический цикл задается в настройках.

3.3.4 Подсветка ЖКИ

Счетчики имеют одностоннюю подсветку ЖКИ, режимы работы которой определяются типом корпуса счетчика.

Подсветка ЖКИ может быть настроена на работу в один из следующих режимов:

- постоянно включена;
- постоянно выключена;
- включена при просмотре информации в ручном режиме. В этом случае подсветка ЖКИ включается при нажатии на любую кнопку. Отключение подсветки происходит автоматически после завершения работы в ручном режиме. Длительность свечения ЖКИ после последнего нажатия кнопок по умолчанию равна 10 с.

3.4 Коммуникационная функция

3.4.1 Протоколы информационного обмена

Счетчик обеспечивает работу по протоколу СПОДЭС (DLMS).

3.4.2 Инициация связи со стороны счетчика

Счетчик инициирует связь с уровнем ИВКЭ или ИВК в следующих ситуациях:

- при вскрытии клеммных крышек;
- при вскрытии корпуса;
- при воздействии сверхнормативным магнитным полем;
- при перепараметрировании;
- при превышении максимальной мощности;
- при отклонении от нормированного значения уровня напряжения.

3.5 Интерфейсы

Коммуникационная функция счетчика реализуется с помощью интерфейсов связи (таблица 26). Интерфейсы связи счетчика предназначены для обмена информацией с внешними устройствами обработки данных (ПК, УСПД) в локальном и в дистанционном режиме. Количество одновременно присутствующих в счетчике интерфейсов связи определяется его модификацией.

Считывание данных со счетчика и запись информации в память счетчика производится с помощью соответствующих преобразователей интерфейсов или УСПД. Для корректного соединения счетчика с удаленными устройствами необходимо предусмотреть совместимость устройств в соответствии с текущим протоколом счетчика. Преобразователи интерфейсов и УСПД, совместимые со счетчиком и используемые для соединения по интерфейсам, приведены в таблице 38.

Подключение проводных интерфейсов производится через клеммы, имеющие соответствующую маркировку на клеммной крышке.

Счетчики с радиointерфейсом должны эксплуатироваться в зоне уверенного радиоприема. Перед установкой счетчика, имеющего беспроводные интерфейсы связи (радиointерфейс, LTE) необходимо произвести настройки GSM LTE или RF-соединения (при задании параметров связи, не соответствующих параметрам удаленных устройств, подключающихся к счетчику по беспроводным интерфейсам, связь будет невозможно установить).

Рекомендации по подключению счетчика к ПК по интерфейсам связи приведены в разделе 6.

Таблица 26

Интерфейс	Скорость обмена данными, бит/с	Способ передачи данных, дополнительные сведения
Оптический интерфейс (оптопорт)	9600	По оптическому каналу присутствует во всех модификациях соответствует ГОСТ ИЕС 61107
RS-485	От 300 до 115200	По медному кабелю (витая пара) длина линии связи до 1200 м; Количество устройств до 256
GSM LTE	57600	Через мобильную сотовую связь стандарта 4G по технологии GPRS – 2,5 G;
RF433	4800	По радиоканалу с несущей частотой 433 МГц в полосе частот от 433,075 до 434,775 МГц (LPD)

Примечания

1 Для работоспособности интерфейса GSM LTE необходимо установить SIM-карту с отключенной функцией ввода PIN-кода в разъем и подключить антенну GSM LTE в счетчик (антенна не входит в комплект поставки счетчика) к разъему SMA. Использование счетчиков с модулем GSM LTE без GSM-антенн запрещается!

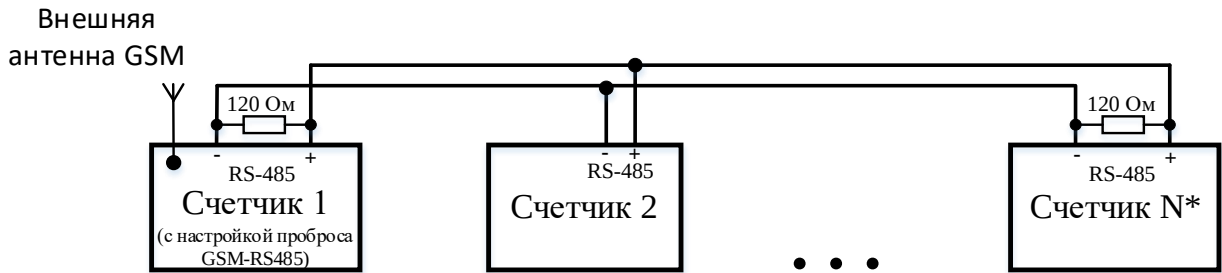
2 В работающем устройстве с интерфейсом GSM LTE при замене основной SIM-карты необходимо одновременно извлечь обе карты, а затем установить их заново. Подробный порядок замены описан в п. 4.2.

3 Для обеспечения лучшего приема сигнала допускается выносить антенну при помощи кабеля. Корректное функционирование интерфейса обеспечивается при исправной антенне, SIM-карте и корректных настройках GSM LTE-связи. Настройка параметров связи по каналу GSM LTE осуществляется с помощью конфигулятора DLMS. Для обеспечения лучшего приема сигнала подключить GSM LTE-антенну (не входит в комплект поставки счетчика) к соответствующему разъему. Разъем подключения антенны – SMA-M.

3.5.1 Проброс данных с использованием «мастер-счетчика»

Для передачи информации со счетчиков на ПО верхнего уровня могут быть использованы «мастер-счетчики», передающие информацию со счетчиков, подключённых к ним по различным интерфейсам, там, где это необходимо. «Мастер - счетчики» могут принимать и передавать данные для других счетчиков от внешних устройств обработки данных (ПК, УСПД). При этом интерфейсы для передачи данных могут комбинироваться, данные будут «пробрасываться» с одного интерфейса на другой.

Пример – Счетчик, на котором включен «проброс GSM/LTE – RS-485», может получать запросы от ПО верхнего уровня по GSM LTE-интерфейсу и пробрасывать их на интерфейс RS-485, на шину которого подключен другой счетчик (в данном варианте требуется подключение согласующего резистора 120 Ом, рисунок 11).



* Максимальное количество подключаемых счетчиков на шине RS-485 – 256.

Рисунок 11

Виды пробросов:

- GSM/LTE ↔ RS-485;
- GSM/LTE ↔ RF;
- RS-485 ↔ RF;
- RF ↔ RS-485.

3.5.1.1 Проброс «GSM/LTE ↔ RS-485»

Для включения функции «проброса» для назначенного «мастер - счетчиком» счетчика Милур, для приема данных через RS-485 и передачи через TCP соединение выполнить следующую последовательность действий:

- подключить счетчики согласно схеме, приведенной на рисунке 11;
- подключиться к счетчику с помощью конфигуратора DLMS (версия 1.6.0.381 и выше) согласно п. 5.3.
- открыть в правой части окна пункт меню «Настройка интерфейсов», выбрать «GSM»/«LTE» (рисунок 12);
- в центральном поле нажать кнопку «Прочитать»;
- активировать пункт меню «Проброс GSM ↔ RS-485»/«Проброс LTE ↔ RS-485»;
- нажать кнопку «Записать»;
- нажать кнопку «Закрыть».

По завершении записи счетчик Милур станет «мастер – счетчиком» для приема данных от счетчиков, подключенных по шине RS-485, и передачи данных от них через TCP-соединение.

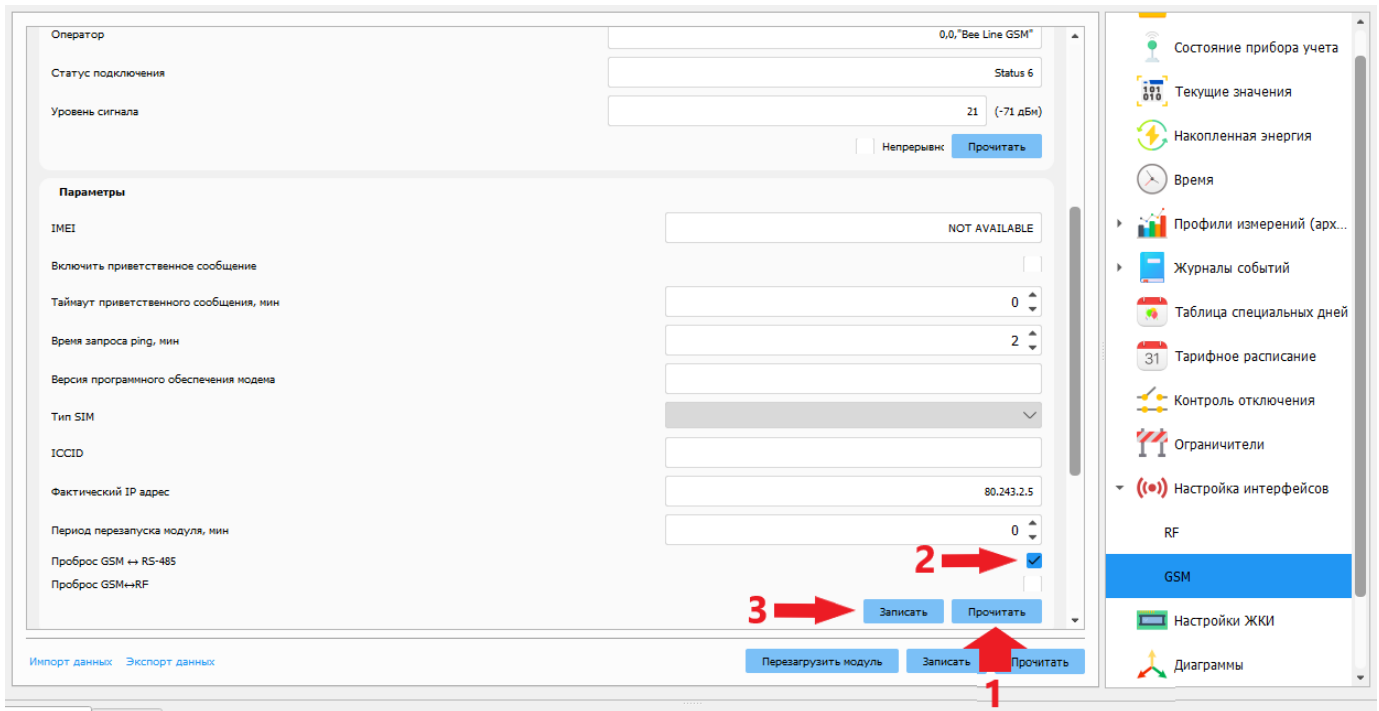


Рисунок 12

Для проверки проброса необходимо:

- ввести в конфигураторе последние четыре цифры серийного номера счётчика, подключенного по RS-485 к «мастер-счётчику»;
- нажать кнопку «Открыть»;
- считать информацию со счетчика.

Проверка проброса успешно пройдена, если соединение с счетчиком устанавливается и информация об устройстве успешно считывается.

3.5.1.2 Проброс «GSM/LTE ↔ RF»

Для включения функции «проброса» для назначенного «мастер - счетчиком» счетчика Милур, приема данных через RF и передачи через TCP-соединение выполнить следующую последовательность действий:

- подключить счетчики согласно схеме, приведенной на рисунке 13;
- подключиться к счетчику с помощью конфигуратора DLMS (версия 1.6.0.381 и выше) согласно п. 5.3;
- открыть в правой части окна пункт меню «Настройка интерфейсов», выбрать «GSM»/«LTE» (рисунок 14);
- в центральном поле нажать кнопку «Прочитать»;

- активировать пункт меню «Проброс GSM ↔ RF»/«Проброс LTE ↔ RF»;
- нажать кнопку «Записать»;
- нажать кнопку «Заккрыть».



Рисунок 13

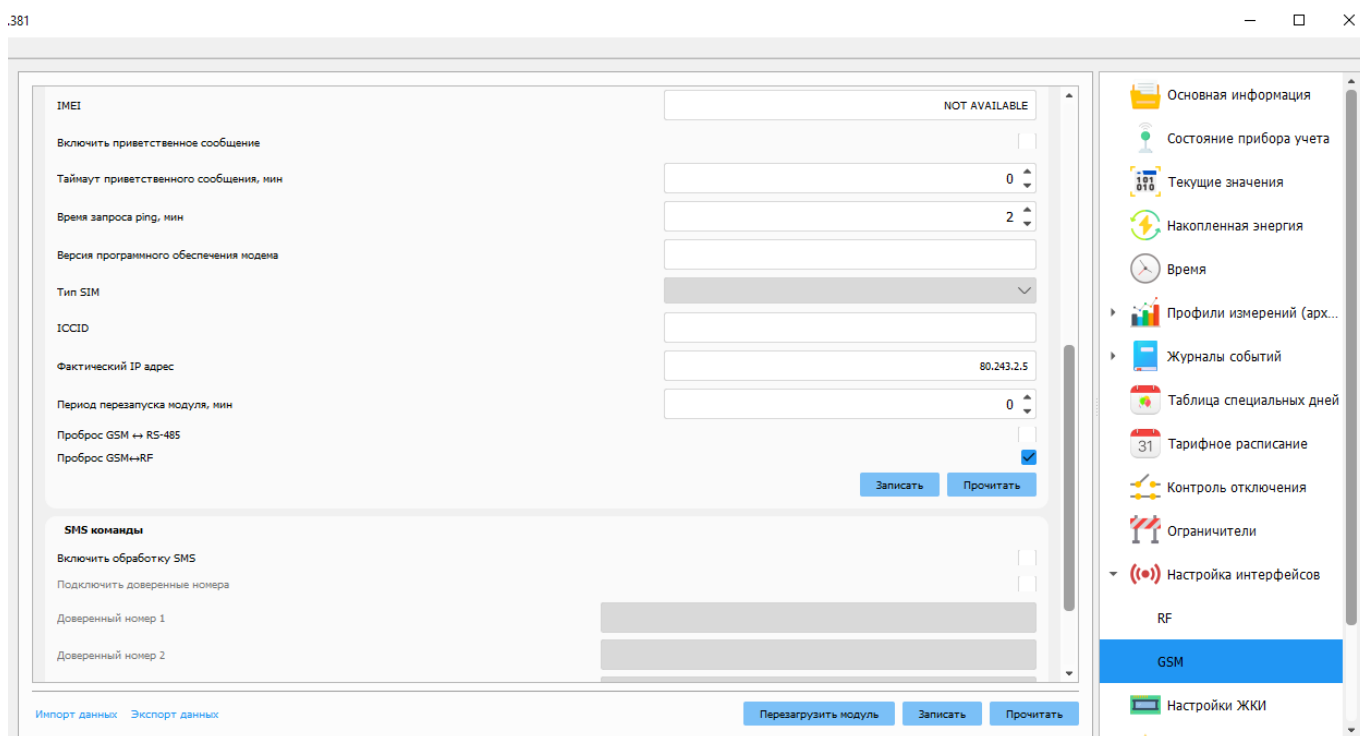


Рисунок 14

По завершении записи счетчик Милур станет «мастер – счетчиком» для приема данных от счетчика, подключенного по интерфейсу RF, и передачи данных от него через TCP-соединение.

Примечание – Счетчики должны быть предварительно настроены на одну частоту.

Для проверки проброса данных необходимо:

- ввести в конфигураторе последние четыре цифры серийного номера счётчика, подключенного по RF к «мастер-счётчику»;

- нажать кнопку «Открыть»;
- считать информацию со счетчика.

Проверка проброса данных успешно пройдена, если соединение со счетчиком устанавливается, и информация об устройстве в меню «Основная информация» конфигуратора успешно считывается.

3.5.1.3 Проброс «RF ↔ RS-485»

Для включения функции «проброса» для назначенного «мастер - счетчиком» счетчика Милур, для приема данных по шине RS-485 и передачи через RF соединение выполнить следующую последовательность действий:

- подключить счетчики согласно схеме, приведенной на рисунке 15;
- подключиться к счетчику с помощью конфигуратора DLMS (версия 1.6.0.381 и выше);
- открыть в правой части окна пункт меню «Настройка интерфейсов», выбрать «RF» (рисунок 16);
- в центральном поле нажать кнопку «Прочитать»;
- активировать пункт меню «RS-485 ↔ RF»;
- нажать кнопку «Записать»;
- нажать кнопку «Заккрыть».

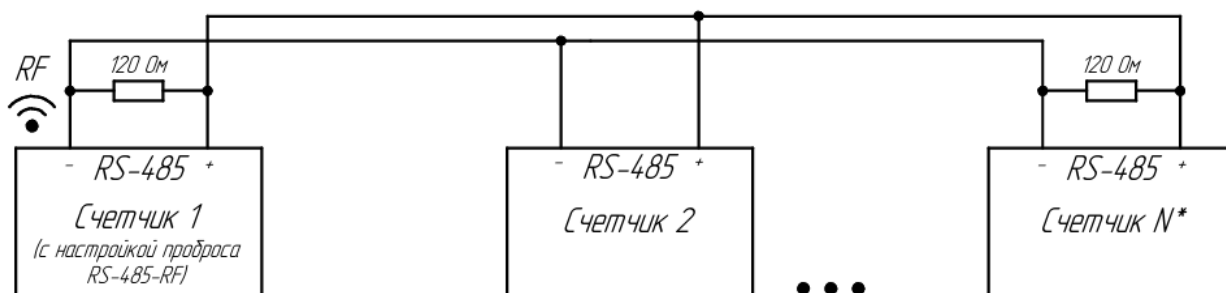


Рисунок 15

По завершении записи счетчик Милур станет «мастер – счетчиком» для приема данных от счетчиков, подключенных по шине RS-485, и передачи данных от них через RF соединение.

Основные настройки

Частота на 1 канале, кГц: 433920

Мощность на 1 канале, %: 16

Частота на 2 канале, кГц: 434500

Мощность на 2 канале, %: 100

Номер активного канала: 1

Записать Прочитать

Настройки ретрансляции

Режим ретрансляции: ☒

Задержка ретрансляции пакетов, мсек: 900

Уровень ретрансляции: 84

Записать Прочитать

Проброс данных

☒ RS-485 ↔ RF

Записать Прочитать

Сайдбар:

- Основная информация
- Состояние прибора учета
- Текущие значения
- Накопленная энергия
- Время
- Профили измерений (арх...)
- Журналы событий
- Таблица специальных дней
- Тарифное расписание
- Контроль отключения
- Ограничители
- Настройка интерфейсов
- RF**
- Калибровка
- Настройки ЖКИ

Рисунок 16

Для проверки проброса данных необходимо:

- ввести в конфигураторе последние четыре цифры серийного номера счётчика, подключенного по RS-485 к «мастер-счётчику»;
- нажать кнопку «Открыть»;
- считать информацию со счетчика в соответствии с выбранным пунктом меню.

Проверка проброса успешно пройдена, если соединение с счетчиком устанавливается и информация об устройстве успешно считывается.

3.5.1.4 Проброс «RS-485 ↔ RF»

Для включения функции «проброса» для назначенного «мастер - счетчиком» счетчика Милур, для приема данных через RF и передачи по шине RS-485 выполнить следующую последовательность действий:

- подключить счетчики согласно схеме, приведенной на рисунке 17;
- подключиться к счетчику с помощью конфигуратора DLMS (версия 1.6.0.381 и выше);
- открыть в правой части окна пункт меню «Настройка интерфейсов», выбрать «RF» (рисунок 16);

- в центральном поле нажать кнопку «Прочитать»;
- активировать пункт меню «RS-485 ↔ RF»;
- нажать кнопку «Записать»;
- нажать кнопку «Закрыть».

По завершении записи счетчик Милур станет «мастер – счетчиком» для приема данных от счетчика по RF и передачи их по шине RS-485.

Примечание – Счетчики должны быть предварительно настроены на одну частоту;

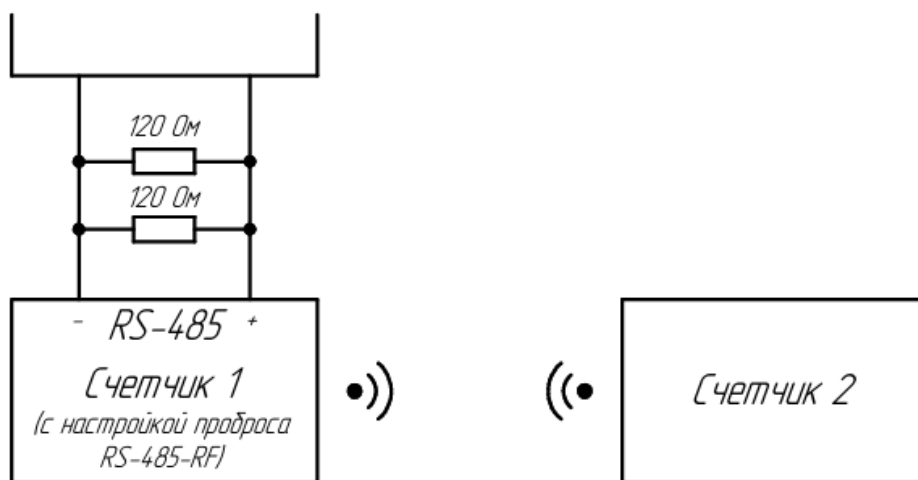


Рисунок 17

Для проверки проброса данных необходимо:

– ввести в конфигураторе последние четыре цифры серийного номера счётчика, подключенного по RF к «мастер-счётчику»;

- нажать кнопку «Открыть»;
- считать информацию со счетчика в соответствии с выбранным пунктом меню.

Проверка проброса данных успешно пройдена, если соединение с счетчиком устанавливается и информация об устройстве успешно считывается.

3.5.2 Организация ретрансляции в беспроводной сети RF

Помимо функции проброса данных, счетчики поддерживают режим ретрансляции (RF-повторителя). Данный режим предназначен для расширения зоны действия радиосети и обеспечения связи с удаленными счетчиками, находящимися вне прямой видимости или за пределами устойчивого приема базовой станции.

Для правильного построения сети с использованием ретрансляции необходимо учитывать следующие принципы работы:

- принцип обработки сообщений ретранслятором;
- принцип обработки ответов конечных устройств.

3.5.2.1 Принцип обработки сообщений ретранслятором

Ретранслятор функционирует по принципу «запоминания и повторения» последнего полученного пакета:

- при получении радиосигнала, не адресованного непосредственно данному прибору, ретранслятор активирует таймер фиксированной задержки;
- по истечении заданного времени ожидания прибор ретранслирует (переиздает) принятый пакет в эфир.

Если в период между приемом первого сообщения и срабатыванием таймера ретранслятор получает другой пакет (от любого устройства), ранее сохраненное сообщение безвозвратно стирается из буфера. В этом случае ретрансляции подлежит только последний принятый пакет.

3.5.2.2 Принцип обработки ответов конечных устройств

Любой конечный терминал (счетчик, не выступающий в роли ретранслятора), получивший пакет, содержащий его уникальный идентификатор (адрес), обязан сформировать и отправить ответный сигнал.

3.5.2.3 Фильтрация по уровню и направлению (UpLink / DownLink)

Критически важным условием построения маршрутов является строгая иерархия уровней сигнала (LVL). Ретранслятор фильтрует сообщения в зависимости от направления трафика и собственного уровня:

- нисходящий трафик (DownLink) — команды от концентратора к приборам. Ретранслятор принимает и ретранслирует сообщения только с уровнем (LVL) на единицу меньше, чем его собственный.

Пример – Если ретранслятор имеет уровень $LVL = 1$, он будет обслуживать (принимать пакеты для повторения) только приборы с $LVL = 0$;

- восходящий трафик (UpLink) — данные от приборов к концентратору. Ретранслятор принимает и ретранслирует сообщения только с уровнем (LVL) на

единицу больше, чем его собственный.

Пример – Если ретранслятор имеет уровень $LVL = 1$, он будет передавать на верхний уровень только данные, поступившие от приборов с $LVL = 2$.

Примечание – Соблюдение иерархии уровней предотвращает образование «петель» в сети и гарантирует передачу сообщения по кратчайшему маршруту от источника к получателю, исключая хаотичное переиздание.

3.6 Импульсные выходы

3.6.1 Оптические импульсные выходы

Счетчик имеет два оптических импульсных выхода (один для активной, другой – для реактивной энергии), расположенные на лицевой стороне корпуса счетчика.

Оптические импульсные выходы предназначены для визуального контроля работоспособности счетчика и оценки его погрешности при проверке. Период мерцания оптических импульсных выходов пропорционален потребляемой энергии потребителем, в случае отсутствия потребления энергии оптические импульсные выходы постоянно светятся. Оптические импульсные выходы работают в режиме учета активной и реактивной энергии.

3.6.2 Электрические импульсные выходы

Счетчик имеет один электрический импульсный выход (активной энергии и реактивной энергии). Наименование и полярность выхода указаны на клеммной крышке.

Электрический импульсный выход счетчика может работать в режимах, приведенных в таблице 27. А также в режимах, не описанных в настоящем руководстве, но необходимых для калибровки точности хода часов.

Режим работы импульсных выходов переключается по команде, поступающей по интерфейсам с внешнего устройства, и сохраняется в энергонезависимой памяти счетчика.

Таблица 27

Режим работы импульсных выходов	Функция*	
Основной и поверка	Учет активной и реактивной энергии прямого направления; учет активной и реактивной энергии обратного направления	+
Управление нагрузкой – постоянно включена; – постоянно выключена; – автоматическое управление (выключение по превышению лимита мощности, включение)	Формирование сигнала управления внешним отключающим (ограничивающим)/включающим нагрузку устройством	_**
* Модификации счетчиков с непосредственным включением имеют встроенное реле и должны осуществлять функцию управления нагрузкой посредством реле. ** Управление нагрузкой при помощи внешнего устройства (реле) в счетчиках происходит через импульсный выход реактивной энергии посредством ограничителей.		

Электрические импульсные выходы гальванически изолированы от остальных цепей на пробивное среднеквадратическое напряжение 4 кВ и имеют следующие характеристики:

- имеют два состояния, отличающиеся импедансом выходной цепи;
- сопротивление выходной цепи передающего устройства в состоянии «замкнуто» не более 200 Ом;
- сопротивление цепи импульсных выходов в состоянии «разомкнуто» не менее 50 кОм;
- предельно допустимое значение тока, которое выдерживает выходная цепь передающего устройства в состоянии «замкнуто» - 80 мА;
- предельно допустимое напряжение на выходных клеммах импульсных выходов в состоянии «разомкнуто» - 24 В.
- тип: рпр - транзисторы с открытыми коллекторами.

Схема электрических импульсных выходов приведена на рисунке 18.

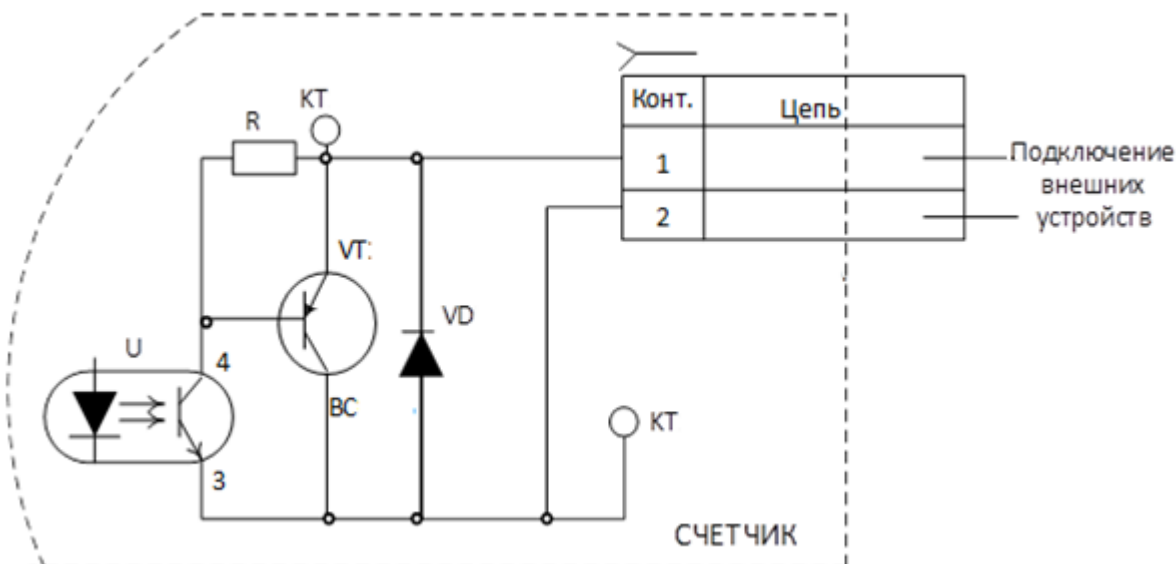


Рисунок 18

3.7 Дискретные входы и выходы

Счетчик трансформаторного включения имеет два дискретных входа и два дискретных выхода.

При помощи дискретных входов счетчик фиксирует состояние внешних датчиков. При помощи дискретных выходов счетчик обеспечивает выходной сигнал для управления внешними устройствами.

3.7.1 Дискретные входы

Типы входных сигналов дискретных входов: «сухой контакт», «логический сигнал».

Регистрация состояния «замкнуто» при сопротивлении в цепи датчика не более 150 Ом и регистрация состояния «разомкнуто» при сопротивлении в цепи датчика не менее 50 кОм.

Номинальный ток опроса датчиков ($4,5 \pm 0,5$) мА, максимальный ток опроса датчиков - не более 5 мА (класс тока 1 по ГОСТ Р МЭК 870-3).

Регистрация изменения состояния дискретных сигналов должна обеспечиваться при длительности входного сигнала и времени восстановления входного сигнала не менее 100 мс по ГОСТ Р МЭК 870-3.

Номинальное напряжение внутреннего источника входов ТС составляет $(24,0 \pm 2,4)$ В.

Время подавления «дребезга» контактов датчика телесигнализации задается программно в интервале от 100 до 1000 мс с дискретностью 100 мс.

3.7.2 Дискретные выходы

Тип выхода: электромеханическое реле.

Тип контактов - одна группа на замыкание.

Максимальное значение коммутируемого тока при работе с активной нагрузкой 5 А.

Наличие гальванической развязки от остальных цепей ИПУЭ.

Максимальное коммутируемое напряжение 24 В.

Сопротивление контактов реле в состоянии «замкнуто» не более 0,5 Ом, в состоянии «разомкнуто» – не менее 1 МОм.

3.8 Управление нагрузкой

Примечание - Раздел актуален только для счетчиков прямого включения.

3.8.1 Управление нагрузкой осуществляется с помощью реле. Все счетчики прямого включения в корпусе имеют встроенное реле.

Выбор режима работы реле и его переключение осуществляется с помощью конфигулятора DLMS.



ВНИМАНИЕ! ПО УМОЛЧАНИЮ ПРИ ВЫПУСКЕ СЧЕТЧИКА УСТАНОВЛИВАЕТСЯ РЕЖИМ 0, В ДАННОМ РЕЖИМЕ РЕЛЕ ВСЕГДА ВКЛЮЧЕНО, ВОЗМОЖНОСТЬ УПРАВЛЕНИЯ НЕ ПРЕДУСМОТРЕНА. ПРИ ВВОДЕ В ЭКСПЛУАТАЦИЮ НЕОБХОДИМО УСТАНОВИТЬ РЕЖИМ РАБОТЫ РЕЛЕ В СООТВЕТСТВИИ С ТРЕБУЕМЫМИ РЕЖИМАМИ УПРАВЛЕНИЯ.

События включения/отключения реле регистрируются в журнале событий счетчика. Когда встроенное реле находится в состоянии «отключено» на ЖКИ счетчика выводится информационный символ .

Коммутационная износостойкость контактов реле – не менее 10000 циклов включения/выключения при номинальном фазном напряжении и максимальном токе реле.

Управление реле в счетчиках реализовано в соответствии с ГОСТ Р 58940 и ПП РФ 890.

3.8.2 Режимы работы встроенного реле

Состояния встроенного реле в счетчике: «Отключено»; «Подключено»; «Готово к переподключению» (физически отключено, ждет команды).

В счетчике реализованы следующие типы ограничителей:

- по мощности;
- по току;
- по напряжению;
- по магнитному полю;
- по температуре внутри корпуса;
- по вскрытию электронных пломб.

Ограничители, заданные по умолчанию при выпуске счетчика, приведены в п. 3.14.

Эти ограничители (кроме вскрытия электронных пломб) характеризуются двумя настраиваемыми параметрами:

- пороговое значение;
- допустимый интервал времени превышения контролируемой величины порога.

В том случае, если контролируемая величина превышает порог дольше допустимого интервала времени, происходит отключение нагрузки с помощью реле (если выбран режим управления реле, позволяющий совершать отключения по внутренним событиям счетчика - локальное отключение).

Состояние реле можно изменить:

- локально: реле отключается по команде самого счетчика при превышении порога ограничителя дольше допустимого интервала времени;
- вручную: с панели управления счетчика;
- удаленно: реле отключается/включается принудительно по команде конфигуратора DLMS, переданной по интерфейсу связи.

Описание режимов работы реле в счетчике приведено в таблице 28 и пп. 3.8.2.1-3.8.2.12.

Таблица 28

Режим	Отключение						Переподключение					
	Удаленное		Ручное	Локальное			Удаленное		Ручное	Локальное		
enum:	(b)	(c)	(f)	(g)	(m)	(s)	(a)	(d)	(e)	(h)	(k)	(p)
(0)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
(1) ⁴	+	+	+	+	-	-	-	+	+	-	-	-
(2)	+	+	+	+	-	-	+	-	+	-	-	-
(3) ⁴	+	+	-	+	-	-	-	+	+	-	-	-
(4)	+	+	-	+	-	-	+	-	+	-	-	-
(5)	+	+	+	+	-	-	-	+	+	+	-	-
(6)	+	+	-	+	-	-	-	+	+	+	-	-

Примечания

1 Удаленное отключение (b) (c) - перевод реле в состояние «Отключено» по команде через интерфейс: (b) – из состояния «Подключено», (c) – из состояния «Готово к переподключению».

2 Удаленное подключение (a) (d) – удаленное подключение реле по команде через интерфейс из состояния «Отключено».

Пример - (a) – если удаленное подключение разрешено, то реле переходит в состояние «Подключено» (режим управления = 2, 4), (d) – если удаленное подключение запрещено (это (a)(-)), то реле переходит в состояние «Готово к переподключению» (режим управления = 1, 3, 5, 6).

3 Локальное (g), (m), (s), (h), (k), (p) – управление реле по команде самого счетчика по внутренним событиям счетчика (при выходе ограничителя за установленные пределы / при возвращении ограничителя в норму).

4 Ручное (f), (e) – управление реле вручную с панели управления счетчика.

5 Если реле в режиме 1 и 3 перешло в состояние «Готово к переподключению», следует выбрать удаленно режим 2 или 4 для включения реле удаленно и включить его по команде удаленно.

6 В режимах 1 и 3 из состояния «Готово к переподключению» реле можно включить вручную при нормальном состоянии ограничителей и их таймаутов.

Возможные переходы состояния реле приведены в таблице 29.

Таблица 29

Переход	Наименование	Описание перехода
a	Удаленное переподключение	Изменяет состояние из «Отключено» в «Подключено»
b	Удаленное отключение	Изменяет состояние из «Подключено» в «Отключено»
c	Удаленное отключение	Изменяет состояние из «Готово к переподключению» в «Отключено»
d	Удаленное переподключение	Изменяет состояние из «Отключено» в «Готово к переподключению»
e	Ручное переподключение	Изменяет состояние из «Готово к переподключению» к «Подключено»
f	Ручное отключение	Изменяет состояние из «Подключено» в «Готово к переподключению»
g	Локальное отключение	Изменяет состояние из «Подключено» в «Готово к переподключению»
m	Локальное отключение	Изменяет состояние из «Подключено» в «Отключено»
s	Локальное отключение	Изменяет состояние из «Готово к переподключению» к «Отключено»

Переход	Наименование	Описание перехода
h	Локальное переподключение	Изменяет состояние из «Готово к переподключению» в «Подключено»
k	Локальное переподключение	Изменяет состояние из «Отключено» в «Подключено»
p	Локальное переподключение	Изменяет состояние из «Отключено» в «Готово к переподключению»

Таблицу 29 можно представить в виде диаграммы состояний реле и переходов между ними (рисунок 19).

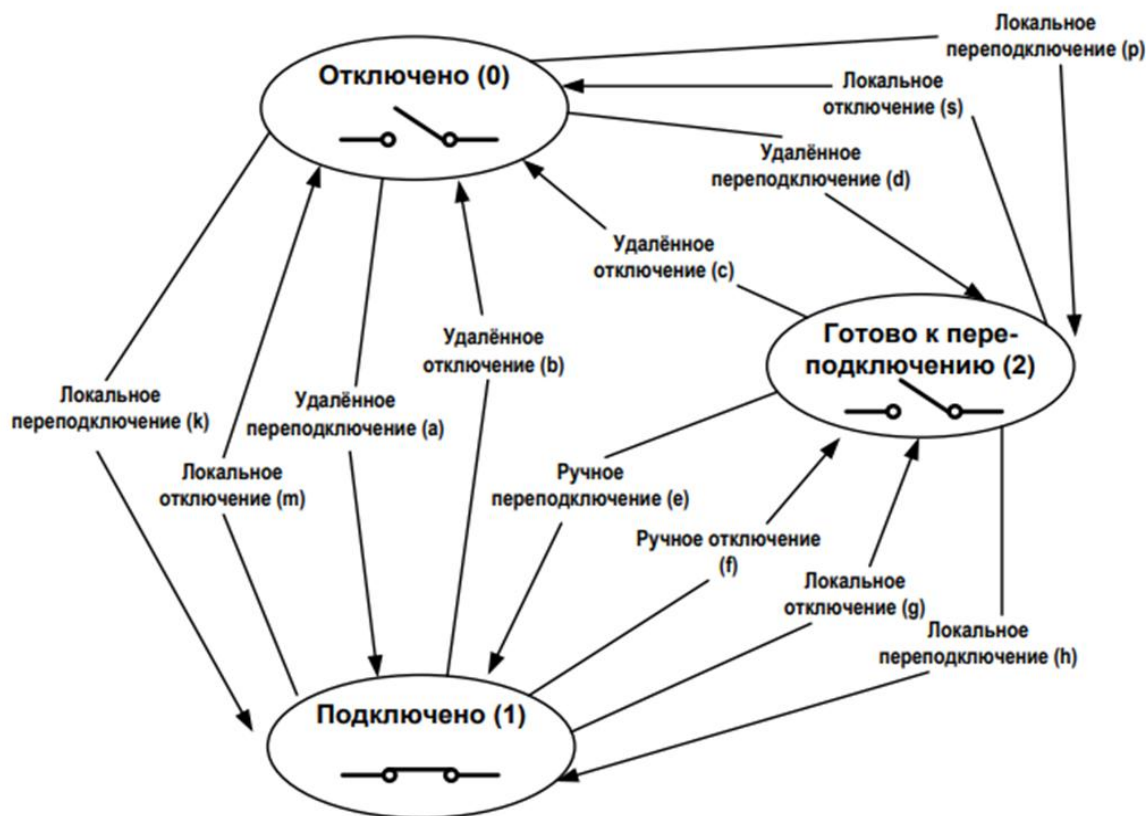


Рисунок 19

В состоянии «Готово к переподключению» нагрузка отключена. Подача напряжения на нагрузку произойдет только после выполнения одного из разрешенных событий:

- локальное подключение (например, автоматическое восстановление питания при возвращении сетевого напряжения в допустимые пределы);
- удаленная команда «отключить/подключить», если дистанционное управление разрешено.

Ограничители по напряжению и току реализованы поканально (параметры отслеживаются на каждой из фаз). Остальные ограничители отслеживают один конкретный параметр (полная мощность, магнитное поле).

В случае наступления нескольких событий, приводящих к отключению нагрузки, приоритеты будут располагаться таким образом:

- отключение по мощности,
- отключение по магнитному полю,
- отключение по току (фаза А – фаза В – фаза С),
- отключение по напряжению (фаза А – фаза В – фаза С).

При одновременном срабатывании ограничителя по мощности и по току фазы А, отключение произойдёт по событию превышения мощности (дальнейшие отключения станут невозможны).

Пример – Рассмотрим режим реле 4. «Режим 4» позволяет как удаленное (по команде через интерфейс), так и локальное (по команде самого счетчика по ограничителям) отключение нагрузки, а также позволяет принудительно удаленно перевести реле в состояние «подключено» по команде через интерфейс.

3.8.2.1 Удаленное переподключение (+)

Удаленное переподключение реле по команде разрешено.

Если реле отключено, то в этом режиме разрешено его включить удаленно при помощи программы через интерфейс связи со счетчиком.

3.8.2.2 Удаленное отключение (+)

Удаленное отключение разрешено.

Если реле включено, то в этом режиме разрешено его отключить удаленно при помощи программы через интерфейс связи со счетчиком.

3.8.2.3 Удаленное отключение – разрешено (+)

Если реле в состоянии «Готово к переподключению» (ограничители в норме), то в этом режиме разрешено его отключить удаленно при помощи программы через интерфейс связи со счетчиком.

3.8.2.4 Удаленное перепереподключение – не разрешено (-)

В связи с тем, что в режиме 4 разрешено удаленное подключение (a)(+), но запрещено (d)(-), реле из состояния «Отключено» нельзя удаленно перевести в состояние «Готово к подключению», можно только перевести в состояние «Включено» (a)(+) удаленно по команде через интерфейс.

3.8.2.5 Ручное отключение – не разрешено (-)

Отключить реле вручную нельзя.

3.8.2.6 Ручное переподключение – разрешено (+)

Если реле в состоянии «Готово к переподключению» (ограничители в норме), то в этом режиме разрешено его включить вручную.

3.8.2.7 Локальное отключение – разрешено (+)

Управление реле по команде самого счетчика по внутренним событиям счетчика.

Если реле включено, то локально по команде самого счетчика при выходе значений ограничителей за пределы, оно перейдет в состояние «Готово к переподключению», нагрузка отключится.

3.8.2.8 Локальное отключение – не разрешено (-)

Реле из состояния «Подключено» нельзя локально по команде счетчика перевести в состояние «Отключено».

3.8.2.9 Локальное отключение – не разрешено (-)

Реле из состояния «Готово к переподключению» нельзя локально по команде счетчика перевести в состояние «Отключено».

3.8.2.10 Локальное подключение – не разрешено (-)

При возвращении показателей в норму (ограничители в пределах), реле не будет включено по команде самого счетчика.

Пример – Для того, чтобы при возвращении напряжения в установленные пределы, счетчик сам локально включал нагрузку, следует выбрать режимы 5 или 6.

3.8.2.11 Локальное подключение – не разрешено (-)

Реле из состояния «Отключено» нельзя локально по команде счетчика перевести в состояние «Подключено».

3.8.2.12 Локальное подключение – не разрешено (-)

Реле из состояния «Отключено» нельзя локально по команде счетчика перевести в состояние «Готово к переподключению».

При выборе режима 0 – реле всегда включено, не реагирует ни на локальные, ни на удаленные команды.

Если установлен режим 1 или 3, а реле перешло в состояние «Готово к переподключению», следует выбрать удаленно режим 2 или 4 для включения реле удаленно и включить его по команде ПО.

Краткое описание режимов:

- режим 0. Реле всегда включено, возможность управления не предусмотрена;
- режим 1. Реле может быть отключено локально, удаленно и вручную:
 - удаленно реле можно перевести из состояния «Подключено» в «Отключено»;
 - удаленно реле можно перевести из состояния «Готово к переподключению» в «Отключено»;
 - локально и вручную реле можно перевести из состояния «Подключено» в «Готово к подключению»;

Реле может быть включено последовательностью удаленной команды и последующим ручным включением:

- удаленно реле можно перевести из состояния «Отключено» в «Готово к переподключению»;
- вручную реле можно перевести из состояния «Готово к переподключению» в «Подключено»;
- режим 2. Реле может быть отключено локально, удаленно и вручную:
 - удаленно реле можно перевести из состояния «Подключено» в «Отключено»;
 - удаленно реле можно перевести из состояния «Готово к переподключению» в «Отключено»;
 - локально и вручную реле можно перевести из состояния «Подключено» в «Готово к переподключению».

Реле может быть включено удаленно и вручную:

- удаленно реле можно перевести из состояния «Отключено» в «Подключено»;

- вручную реле можно перевести из состояния «Готово к переподключению» в «Подключено»;

- режим 3. Реле может быть отключено удаленно и локально:

- удаленно реле можно перевести из состояния «Подключено» в «Отключено»;
- удаленно реле можно перевести из состояния «Готово к переподключению» в «Отключено»;

- локально реле можно перевести из состояния «Подключено» в «Готово к переподключению»;

Реле может быть включено последовательностью удаленной команды и последующим ручным включением:

- удаленно реле можно перевести из состояния «Отключено» в «Готово к переподключению»;

- вручную реле можно перевести из состояния «Готово к переподключению» в «Подключено»;

- режим 4. Реле может быть отключено удаленно и локально:

- удаленно реле можно перевести из состояния «Подключено» в «Отключено»;
- удаленно реле можно перевести из состояния «Готово к переподключению» в «Отключено»;

- локально реле можно перевести из состояния «Подключено» в «Готово к переподключению».

Реле может быть включено удаленно и вручную:

- удаленно реле можно перевести из состояния «Отключено» в «Подключено»;
- вручную реле можно перевести из состояния «Готово к переподключению» в «Подключено»;

- режим 5. Реле может быть отключено локально, удаленно и вручную:

- удаленно реле можно перевести из состояния «Подключено» в «Отключено»;
- удаленно реле можно перевести из состояния «Готово к переподключению» в «Отключено»;

- локально и вручную реле можно перевести из состояния «Подключено» в «Готово к переподключению».

Реле может быть включено последовательностью удаленной команды и последующим ручным или локальным включением:

- удаленно реле можно перевести из состояния «Отключено» в «Готово к переподключению»;
- вручную и локально реле можно перевести из состояния «Готово к переподключению» в «Подключено»;
- режим 6. Реле может быть отключено удаленно и локально:
 - удаленно реле можно перевести из состояния «Подключено» в «Отключено»;
 - удаленно реле можно перевести из состояния «Готово к переподключению» в «Отключено»;
 - локально реле можно перевести из состояния «Подключено» в «Готово к переподключению».

Реле может быть включено последовательностью удаленной команды и последующим ручным или локальным включением:

- удаленно реле можно перевести из состояния «Отключено» в «Готово к переподключению»;
- вручную и локально реле можно перевести из состояния «Готово к переподключению» в «Подключено».

3.8.3 Описание ручного управления состоянием реле

Для ручного изменения состояния реле необходимо:

- на панели счетчика с помощью кнопки «Меню» выбрать меню изменения состояния реле – на дисплее появится «rELE On» (если реле включено) либо «rELE Off» (если реле выключено);
- нажать кнопку «Парам.», выбрать кадр «rELE Off» и нажать кнопку «Меню» для переключения состояния реле из «On» в «Off»;
- нажать кнопку «Парам.», выбрать кадр «rELE On» и подтвердить изменение состояния нажатием кнопки «Меню» для переключения состояния реле из «Off» в «On».

Состояние реле будет изменено если ручное переключение разрешено режимом реле.

3.8.4 Состояния управления реле

Существует два состояния управления реле:

- управление реле запрещено – блокировка включена (режим вкл.);
- управление реле разрешено – блокировка отключена (режим выкл.).

Включение/отключение функции происходит с помощью аппаратного переключателя – при нажатой кнопке блокировка управления реле включена и горит индикаторный светодиод красного цвета, при отжатой кнопке блокировка управления реле выключена (рисунок 20).



Рисунок 20

3.9 Защита от несанкционированного доступа

3.9.1 Защита информации на программном уровне

Уровень защиты программного обеспечения счетчика от непреднамеренных и преднамеренных изменений «высокий» в соответствии с Р 50.2.077.

Защита счетчика на программном уровне при соединении по интерфейсам связи для конфигурирования и считывания информации обеспечивается при помощи механизма разграничения прав доступа через процедуру аутентификации путем введения пароля.

Пароли, установленные при выпуске счетчика указаны в п. 3.14. Изменение пароля фиксируется в журнале событий счетчика.

При введении неверного пароля во время установления соединения со счетчиком, сеанс связи не будет открыт.

При эксплуатации счетчиков после смены паролей и/или адреса необходимо особое внимание уделить сохранности (запоминанию) последних. Восстановление доступа к счетчику по интерфейсу возможно только при обращении в сервисный центр производителя.

Метрологически значимая часть ПО, калибровочные коэффициенты и измеренные данные счетчика заблокированы программной перемычкой защиты записи и не доступны для изменения без вскрытия счетчика.

3.9.2 Аппаратная защита

3.9.2.1 Электронные пломбы

Счетчики оснащены электронными пломбами на клеммных крышках и на корпусе.

Счетчик имеет энергонезависимые от внешнего питания электронные пломбы и фиксирует факт вскрытия клеммных крышек и корпуса как во включенном, так и в выключенном состоянии. Факт вскрытия крышки корпуса или клеммных крышек счетчика фиксируется в журнале событий счетчика.

Мигающий символ  на ЖКИ может указывать на вскрытие клеммной крышки (подробнее в приложении Г).

При вскрытой клеммной крышке на ЖКИ отображается символ события .

3.9.2.2 Датчик магнитного поля

Встроенный датчик магнитного поля выполняет следующие функции:

- фиксация событий в журнале. Запись факта воздействия сверхнормативным магнитным полем производится при превышении установленного порога срабатывания;
- ограничение работы счётчика с помощью реле. Порог срабатывания настраивается программно в диапазоне от 1 до 220 мТл.

Мигающий символ  на ЖКИ может указывать на срабатывание датчика (подробнее в приложении Г).

Символ воздействия магнитным полем отображается по окончании события и может быть сброшен под соответствующим уровнем доступа пользователя.

3.10 Питание счетчика

3.10.1 Питание от сети

Питание счетчика во время его эксплуатации производится от трехфазной сети переменного тока. Схемы подключения указаны в п. 2.9. Параметры питания счетчика приведены в таблице 4.

3.10.2 Внутренние источники питания

Внутренний источник питания счетчика в случае отсутствия основного сетевого питания обеспечивает питание электронных пломб корпуса и клеммных крышек, и поддерживает хронометрические функции, сбой которых может повлечь за собой необходимость повторного конфигурирования счетчика.

Внутренние источники питания счетчиков:

- основная несъемная батарея CR14250H (замене не подлежит);
- дополнительная съемная литиевая батарея типоразмера CR2032 (устанавливается после разрядки основной несъемной).

Для обеспечения своевременной замены источника питания должен осуществляться контроль его состояния техническим персоналом.

Существует три типа состояния батареи:

- состояние "Батарея заряжена" означает, что напряжение батареи находится в диапазоне от 2941 мВ до 3200 мВ, при этом символ разряда  на ЖКИ не отображается;
- состояние "Батарея скоро будет полностью разряжена" означает, что напряжение батареи находится в диапазоне от 2701 мВ до 2940 мВ, при этом символ разряда  на ЖКИ начинает мигать;
- состояние "Батарея полностью разряжена или отсутствует" означает, что напряжение батареи находится в диапазоне от 0 мВ до 2700 мВ, при этом символ разряда  на экране горит постоянно, а в журнале событий формируется запись.

При разряде основной батареи необходимо вставить дополнительную батарею в течение двух месяцев после появления символа-оповещения, предварительно подключив внешний источник питания (см. таблицу 30). Внешний источник питания обеспечивает питание часов реального времени и календаря в процессе замены батареи во избежание их сбоя. Установка сменной дополнительной батареи в счетчик производится без нарушения поверительных клейм.



ВНИМАНИЕ! ПРИ ВКЛЮЧЕННОМ ПИТАНИИ СЧЕТЧИКА ДОПОЛНИТЕЛЬНАЯ ЛИТИЕВАЯ БАТАРЕЯ НАХОДИТСЯ ПОД ПОТЕНЦИАЛОМ ПИТАЮЩЕЙ СЕТИ!

По факту замены батареи необходимо внести отметку в формуляр. Подробнее о замене батареи см. в п. 9.3.

3.10.3 Внешние резервные источники питания

Счетчик имеет клеммы для подключения внешнего резервного источника питания.

Подключение внешнего источника питания к счетчику, отключенному от сетевого питания, обеспечивает получение информации из энергонезависимой памяти счетчика через оптический интерфейс, отображение информации на ЖКИ, питание часов реального времени и календаря.

Информация о внешних источниках питания приведена в таблице 30.



ВНИМАНИЕ! ПРИ ПОДКЛЮЧЕНИИ РЕЗЕРВНОГО ИСТОЧНИКА ПИТАНИЯ СЧЕТЧИК ДОЛЖЕН БЫТЬ ПОЛНОСТЬЮ ОТКЛЮЧЕН ОТ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ 230 В, И ДОЛЖНА БЫТЬ ПРЕДУСМОТРЕНА ЗАЩИТА ОТ СЛУЧАЙНОГО ВКЛЮЧЕНИЯ СЧЕТЧИКА, ТАК КАК КЛЕММНЫЙ ВХОД СЧЕТЧИКОВ «ВНЕШНИЙ ИСТОЧНИК 12 В» ГАЛЬВАНИЧЕСКИ СВЯЗАН С СЕТЕВЫМ НАПРЯЖЕНИЕМ (КРОМЕ СЧЕТЧИКОВ ТРАНСФОРМАТОРНОГО ВКЛЮЧЕНИЯ).

Таблица 30

Модификация счетчика	Кол. источников питания	Маркировка клеммных выходов счетчика	Выходное напряжение внешнего источника питания, В	Ток потребления, мА, не более	Гальваническая изоляция входа от сетевого напряжения	Функция
Счетчик непосредственного включения	2	«Внешний источник питания 12 В»	От 9 до 15	300	Связан	Питание счетчика, достаточное для работы оптопорта и ЖКИ
		«Внешний источник питания интерфейсного модуля 12 В»	От 9 до 15	500	Изолирован на 4 кВ	Обмен данными через дополнительные интерфейсы связи при одновременном подключении обоих источников резервного питания
Счетчик трансформаторного включения	1	«Внешний резервный источник питания 24 В (от 10 до 27) В»	От 10 до 27	500	Изолирован на 4 кВ	Питание счетчика, оптопорта, ЖКИ, интерфейсных модулей

3.11 Контроль температуры внутри корпуса

В счетчике реализована функция контроля температуры внутри корпуса.

Контроль температуры осуществляется в диапазоне от минус 50 °С до плюс 100 °С;

В соответствующем режиме работы реле обеспечивается защитное отключение счетчика при превышении температуры внутри корпуса по истечении допустимого интервала времени (п. 3.8).

По факту срабатывания реле при превышении температуры внутри корпуса производится запись в журнале событий.

Порог срабатывания реле по температуре и время допустимого превышения значения температуры настраиваются программно с помощью конфигулятора DLMS.

3.12 Самодиагностика

3.12.1 Счетчик осуществляет ежесуточную самодиагностику счетчика по следующим событиям:

- инициализация ПУ;
- измерительный блок;
- вычислительный блок;
- часы реального времени (таймер);
- блок питания;
- дисплей;
- блок памяти данных;
- блок памяти программ;
- система тактирования ядра;
- интерфейс RF;
- реле;
- датчик магнитного поля.

Данные о самодиагностике записываются в соответствующий журнал событий.

Мигающий символ  вокруг текущего тарифа на ЖКИ счетчика означает, что произошло одно из таких событий, как:

- воздействие магнитным полем;
- вскрытие корпуса;
- ухудшение качества электроэнергии;
- ошибка в пункте, проверяемом при самодиагностике.

Код самодиагностики доступен в одном из ручных циклов индикации. Расшифровку кода самодиагностики можно посмотреть программно через конфигуратор DLMS в журнале событий самодиагностики.

3.13 Параметры счетчика, доступные к конфигурированию

На соответствующем уровне доступа счетчик имеет возможность считывания и настройки следующих параметров:

- тарифного расписания;
- текущего времени, числа, месяца, года;
- времени интегрирования при ведении массива профиля мощности;
- значений лимитов мощности и электрической энергии;
- разрешения/запрета автоматического перехода с «летнего» времени на «зимнее» и с «зимнего» на «летнее»;
- режимов работы импульсных выходов и реле;
- режимов индикации, списка выводимых параметров индикации автоматического режима, длительности индикации параметра;
- скорости обмена данными;
- журналов событий;
- паролей первого и второго уровней доступа.

В случае, если в ПО какой-либо параметр недоступен к конфигурированию, это означает, что он ограничен для данного уровня доступа.

Допускается расширение списка пунктов конфигурации счетчика по мере усовершенствования ПО.



ВНИМАНИЕ! ИЗМЕНЕНИЕ РЕЖИМОВ РАБОТЫ И ПАРАМЕТРОВ СЧЕТЧИКА ДОЛЖНО СТРОГО КОНТРОЛИРОВАТЬСЯ ЭКСПЛУАТИРУЮЩИМИ ОРГАНИЗАЦИЯМИ!

3.14 Первоначальные установки счетчика при выпуске

3.14.1 Параметры по умолчанию при выпуске счетчика приведены в таблице 31.

Таблица 31

Параметр	Значение при работе счетчика
Пароль уровня «Публичный клиент (без пароля)»	Не требуется
Пароль уровня «Считыватель показаний (низкий)»	789456
Пароль уровня «Конфигуратор (высокий)»	1597531234567890
Скорость обмена по оптопорту	9600 бит/с
Параметры интерфейса UART (COM-порта)	8N1
Однобайтовый адрес	—
Логический адрес	1
Физический адрес	К четырем последним цифрам серийного номера прибавить 16 и результат перевести в формат HEX
Время интегрирования срезов мощности	30 мин
Тип адресации	—
Праздничные дни	—
Режим переключения сезонного времени	Запрещен
Режим работы импульсных выходов	Основной
Время индикации одного параметра на ЖКИ в режиме автопрокрутки	10 с
Длительность свечения ЖКИ после последнего нажатия кнопок в ручном режиме	10 с
Режим работы встроенного реле	Режим 0 (см. п. 3.8)
Время возврата в режим автопрокрутки после последнего нажатия кнопок	10 с
Примечание - Если установлен автоматический режим управления подсветки, то по истечении времени возврата в режим автопрокрутки подсветка выключится.	

3.14.2 Пороговые значения потребляемой мощности приведены в таблице 32.

Таблица 32

Тип счетчика	Значение номинального напряжения, В	Максимальное пороговое значение потребляемой мощности, Вт
Счетчики непосредственного включения	230	79500
Счетчики косвенного включения	57,7	1980
Счетчики полукосвенного включения	230	7950

3.14.3 Пороговые значения, при которых производятся записи в журналы событий счетчика приведены в таблице 33.

Таблица 33

Параметр	Диапазон пороговых значений счетчиков	
	прямого включения с $U_{ном}$ 230 В	трансформаторного включения с $U_{ном}$ 57,7 В
Прерывание напряжения	от 6 % до 8,4 % $U_{ном}$	от 6 % до 8,4 % $U_{ном}$
Провал напряжения	от 91 % до 93% $U_{ном}$	от 91 % до 93% $U_{ном}$
Перенапряжение	от 109 % до 107 % $U_{ном}$	от 109 % до 107 % $U_{ном}$

3.14.4 Пороговые значения ограничителей, управляющих встроенным реле в счетчиках прямого включения приведены в таблице 34.

Таблица 34

Порог	Значение ограничителей, управляющих встроенным реле в счетчиках по умолчанию	Диапазон настройки значения	Временной интервал превышения порога по умолчанию, с	Диапазон настройки по времени, с
По активной мощности	(согласно таблице 32)		7200	от 1 до 14400
По току, А	105	от 1 до 110	60	от 1 до 14400
По напряжению, А	276	от 1 до 299	60	от 1 до 14400
По воздействию сверхнормативным магнитным полем, мТл	15	от 0 до 220	60	от 1 до 14400
По срабатыванию электронных пломб клеммных крышек	по умолчанию отключено	-	-	1
По температуре внутри корпуса, °С	100	от 20 до 100	120	от 1 до 14400

4 Использование по назначению

4.1 Оборудование, инструменты и принадлежности

Оборудование, инструменты и принадлежности, необходимые для проведения настройки, монтажа и технического обслуживания счетчика приведены в таблице 35.

Таблица 35

Наименование	Обозначение	Основная характеристика
Источник питания постоянного тока	Б5-50	Выходное напряжение $U_{\text{вых}}$ от 1 до 299 В; Выходной ток $I_{\text{нагр}}$ от 0,001 до 0,299 А
Источник питания	UT5003ED	Выходное напряжение: 0~50 В
ПИ «Милур IC» UREG-Z/P	ТСКЯ.468369.500-01	—
Устройство сбора и передачи данных	«MILAN IC 02» ТСКЯ.424170.001	—
Устройство сопряжения оптическое	УСО-2 ИГЛШ.468351.008	—
Преобразователь интерфейса USB/RS-485	ПИ-2 ИГЛШ.468152.003	—
Персональный компьютер	ПК	Операционная система не ниже Windows 7 с установленным программным обеспечением; Процессор не менее 1 ГГц; ОЗУ не менее 2 Гб; Объем жесткого диска от 300 Гб; Наличие интерфейсов USB, Ethernet
Кабель	USB A(m) – USB B(m)	—
Кабель	Витая пара	—
Трансформатор разделительный	ХН-200VA	—
Антенны (для счетчиков с соответствующим интерфейсом)		
Компактная штыревая внешняя антенна RF433	ANT 433 ESG-433-01 R/A SMA-M	Тип разъема SMA-M; Диапазон 433 МГц
Внешняя антенна LTE	BY-GSM-01 SMA, SMA угловой	Тип разъема SMA-M; Диапазон: GSM-900, GSM-1800
Оборудование для монтажа счетчика		
Провод	тип СИП	Сечением от 16 до 25 мм ²
Отвертка шлицевая	—	2,0x50 мм
Отвертка крестовая	—	pz4x200 мм
Кабель	Belden 9841, 3106A, Teldor 9392L01XXX	—
Опрессовочные щипцы (кримпер) для обжима штыревых наконечников	6PK-301S CRIMPFOX 25R	Производитель ProsKit Производитель Phoenix Contact

Наименование	Обозначение	Основная характеристика
Прокалывающие зажимы	P1X-95	Для СИП, от 16 до 95 мм ² /от 1,5 до 10,0 мм ²
Ключ трещоточный	ДТ	Для фиксации прокалывающих зажимов с головками на 10. 13. 17, изолированные, выдерживающие напряжение 1000 В
Клещи натяжные (для ленты)	BTS (OPV) Telenco	—
Наконечники	НШВИ 10-12, НШВИ 16-12	—
Накидные диэлектрические ключи	—	—
Динамометрическая отвертка	TSD-M 6NM	Производитель Phoenix Contact
Бита для отвертки со шлицом	PZ/SL или PZ2	Размер шлица PZ2/SL 5 мм
Анкерный зажим	ЗАБ 16-25	Сечение удерживаемых СИП: от 2х16 до 4х25 мм ² Вес 0,09 кг Номинальное напряжение 1000 В Температура эксплуатации от минус 60 до плюс 70 °С
Примечание - Допускается применение оборудования, отличного от указанного в таблице, аналогичного по техническим характеристикам.		

4.2 Мероприятия, проводимые до установки счетчика на объект

4.2.1 Подготовка места установки счетчика

Перед монтажом счетчика должно быть подготовлено место его установки.

Место установки должно обеспечивать доступ к осмотру лицевой части счетчика.

Счетчики с интерфейсами беспроводной передачи данных (радиоинтерфейс RF433, интерфейс LTE) должны располагаться в зоне уверенного приема сигнала связи.

При интеграции счетчика в систему ИСУЭЭ необходимо провести предпроектное исследование объекта с целью выбора аппаратной части ИСУЭЭ, типа канала связи между уровнями ИСУЭЭ, а также определения совместимости счетчика с уже имеющимся оборудованием и планируемыми к внедрению технологическими средствами. Выбор типа связи и комплекса технических средств основывается на условиях, в которых будет осуществляться передача информации о потребленных энергоресурсах.

4.2.2 Предварительное конфигурирование счетчика

При необходимости перед установкой счетчика на объект часто требуется произвести изменение (конфигурирование) заводских установок счетчика. Настройка счетчика выполняется с помощью конфигуратора DLMS.

При использовании счетчика в составе интеллектуальной системы коммерческого учета электроэнергии (ИСУЭЭ) необходимо настроить интерфейс передачи данных (см. п. 5), который используется в ИСУЭЭ.

Перед установкой на объект счетчика с радиointерфейсами и интерфейсом LTE необходимо произвести соответствующие настройки связи RF- и LTE-модулей счетчика в конфигураторе DLMS.

Подключение счетчика к ПК производится различными способами в зависимости от имеющихся в счетчике интерфейсов связи с помощью соответствующих преобразователей интерфейсов или УСПД (таблица 38).

4.2.3 Установка SIM-карты и LTE-антенны

Перед установкой на объект счетчика с интерфейсом LTE (модификации с держателем SIM-holder) установить в двухслотовый держатель (рисунки 21, 22) SIM-карту/SIM-карты регионального оператора сотовой связи с отключенным запросом PIN-кода.

Примечание – В двухслотовом держателе SIM-карт:

- верхний слот соответствует SIM1;
- нижний слот соответствует SIM2;

При подключенном сетевом питании установку или замену SIM-карт необходимо производить только одновременно для обоих слотов (SIM-holders). Порядок действий при замене:

- извлечь обе SIM-карты из устройства;
- установить новую (или извлеченную) основную SIM-карту в соответствующий слот;
- установить резервную (или извлеченную) SIM-карту в соответствующий слот.

Установить антенну LTE и произвести соответствующие настройки LTE-модуля счетчика в конфигураторе DLMS.

ВНИМАНИЕ! В СЛУЧАЕ МОНТАЖА СЧЕТЧИКА В МЕТАЛЛИЧЕСКИЙ ШКАФ, АНТЕННУ LTE МОДУЛЯ (ПРИ ЕЕ НАЛИЧИИ) НЕОБХОДИМО ВЫНОСИТЬ ЗА ПРЕДЕЛЫ ШКАФА.

4.2.4 Подготовка к монтажу счетчика

Перед монтажом счетчика следует:

- ознакомиться с настоящим руководством, расположением клемм и разъемов счетчика (см. п. 2.8);
- подготовить инструмент, оборудование, коммутационные аппараты, провода, крепежные изделия, необходимые для монтажа счетчика (п. 4.4.1).;
- обеспечить безопасность работ (раздел 1).

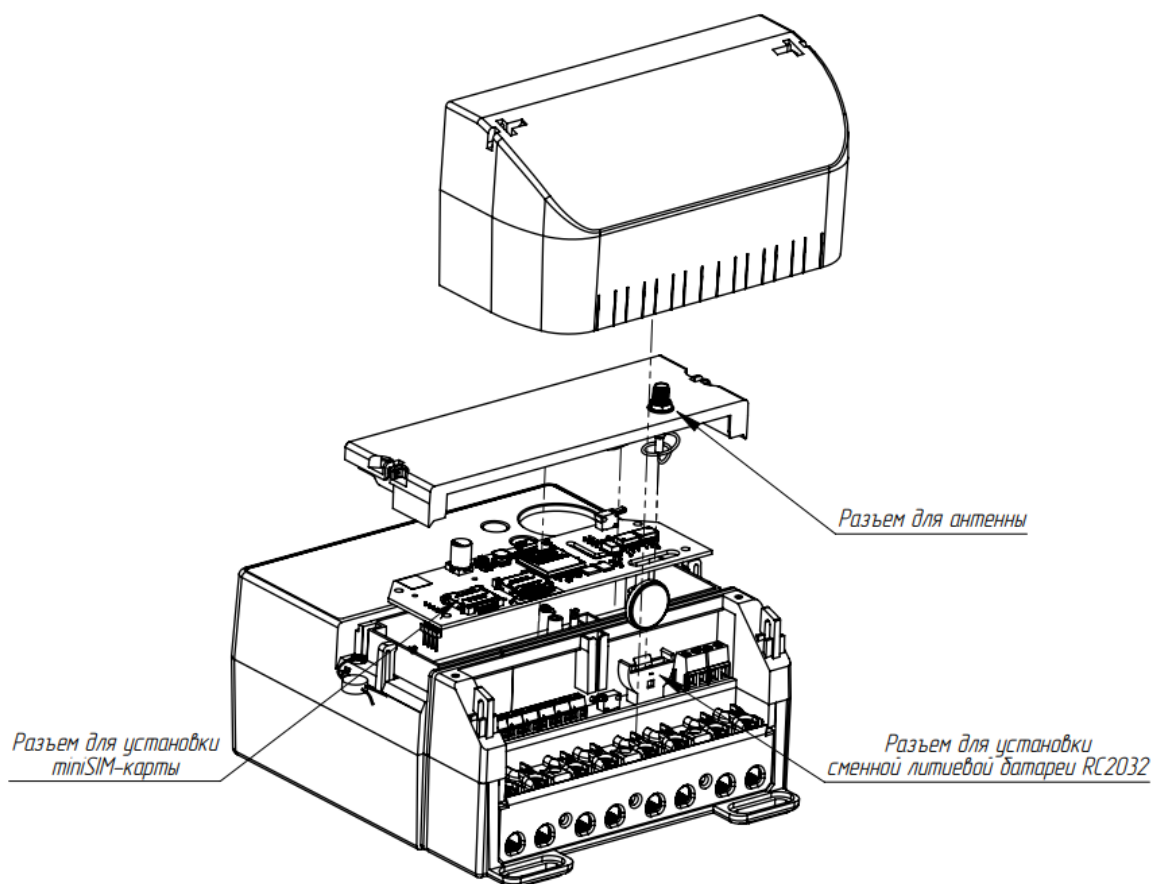


Рисунок 21 - Расположение батареи CR2032 и SIM-карты в счетчике трансформаторного включения

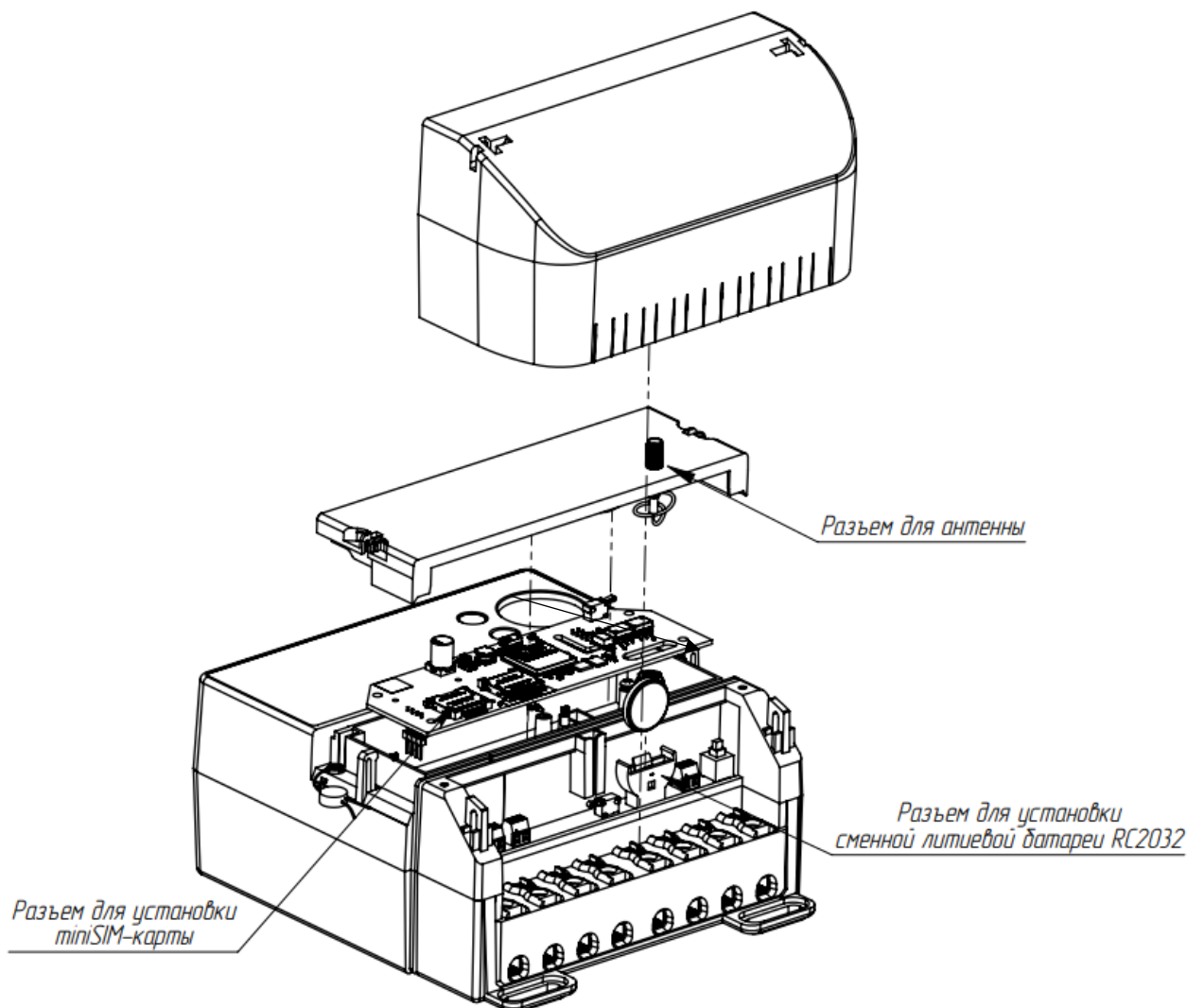


Рисунок 22 - Расположение батареи CR2032 и SIM-карты в счетчике прямого включения

4.3 Установка счетчика



ВНИМАНИЕ! МОНТАЖ СЧЕТЧИКА ДОЛЖЕН ПРОВОДИТЬСЯ В СООТВЕТСТВИИ С ДЕЙСТВУЮЩИМИ ПУЭ!

При установке счетчика на место монтажа необходимо обеспечить доступ к осмотру лицевой части счетчика для снятия показаний на ЖКИ. Счетчик крепится на три винта (возможна установка на другие основания при применении соответствующих переходных изделий).

Извлечь счетчик из транспортной упаковки, проверить комплектность по формуляру и произвести его внешний осмотр. Убедиться в отсутствии видимых

повреждений корпуса и клеммных крышек (сколов, трещин, царапин), наличии и разборчивости маркировки и пломб поверителя.

Снять крышку силовой клеммной колодки.

С провода, подключаемого к зажимам клеммной колодки счетчика, снять изоляцию на длину 20 мм. Зачищенный конец многожильного провода обжать наконечником (рисунок 23). Рекомендуемая форма обжатия – квадрат или прямоугольник, рекомендуемый инструмент для обжатия – кримпер. Максимально допустимое сечение токоведущей части провода - до 25 мм².



Рисунок 23 - Пример обжатия многожильного провода

Вставить провод в контактные зажимы без перекосов. Не допускается попадание в зажим участка провода с изоляцией, а также выступ за пределы колодки оголенного участка. Провода подключать без нахлеста друг на друга. Подключение к силовым клеммам производить в соответствии со схемами, приведенными на крышке счетчика и в данном РЭ (п. 2.9).

Затянуть верхние винты с рекомендуемым усилием затяжки винтов колодки от 3,5 до 4,5 Н·м. Затянуть нижние винты. Проверить затяжку каждого винта, слегка потянув за провод. После выдержки в две-пять минут подтянуть соединение еще раз. Затягивание следует производить аккуратно во избежание срыва резьбы.

При необходимости подключить интерфейс RS-485 в соответствии с маркировкой клемм и согласно настоящему руководству.

У счетчиков с интерфейсом LTE подключить антенну LTE (при наличии антенного переходника).

Установить клеммные крышки на колодки и зафиксировать.

После закрытия клеммных крышек провести обжатию электронных пломб (необходимо для активации фиксации событий вскрытия крышки корпуса и клеммных крышек. Также при этом происходит сброс ранее наступивших событий вскрытия).

При включении счетчика на лицевой панели замигают светодиоды. Наличие на ЖКИ показаний является следствием поверки счетчика на предприятии-изготовителе, а не свидетельством его износа или эксплуатации.

Опломбировать счетчик пломбами обслуживающей организации.

Сделать отметку в формуляре в пункте «Сведения о движении счетчика в эксплуатации» о дате ввода в эксплуатацию и месте установки счетчика.

4.4 Открытие сеанса связи со счетчиком через RF интерфейс

Подключить ПИ «Милур IC» UREG-Z/P согласно схеме, приведенной на рисунке 24.

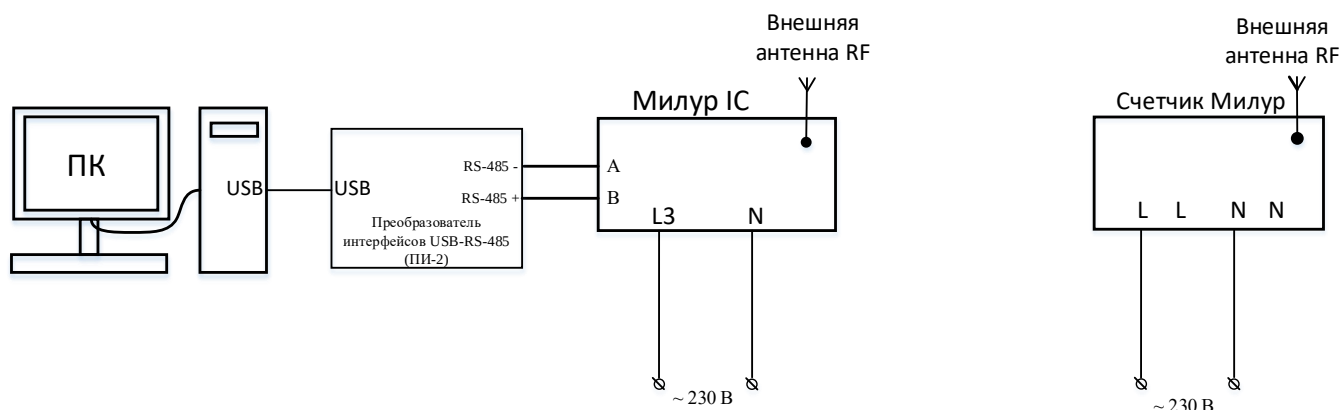


Рисунок 24

4.4.1 Настройка ПИ «Milur IC» UREG-Z/P для работы по интерфейсу RF

Открыть на ПК конфигуратор ПИ Milur IC.

Выполнить настройки в конфигураторе ПИ Milur IC, приведенные ниже.

В главном окне открывшегося конфигуратора ПИ Milur IC в разделе «Параметры подключения» выбрать тип подключения «COM-порт», в соответствующее поле ввести номер назначенного ПК COM-порта, для подключенного ПИ «Милур IC» UREG-Z/P (рисунок 25). Значения полей «Серийный номер», уровень доступа «Администратор» и «Пароль» оставить по умолчанию.

На панели инструментов конфигуратора ПИ Milur IC нажать иконку  «Прочитать все данные из устройства» и дождаться окончания считывания всех параметров (индикатор выполнения будет полностью заполнен).

На вкладке «Устройство», слева от таблицы маршрутизации, активировать параметр «RF модуль», настроить таблицу маршрутизации так, как на рисунке 26.

Выбрать вкладку «RF». Установить параметр «Номинальная частота» в соответствии с частотой счетчика (по умолчанию «433.92 МГц»), параметр «Полоса пропускания» равным 45,2 кГц (рисунок 27).

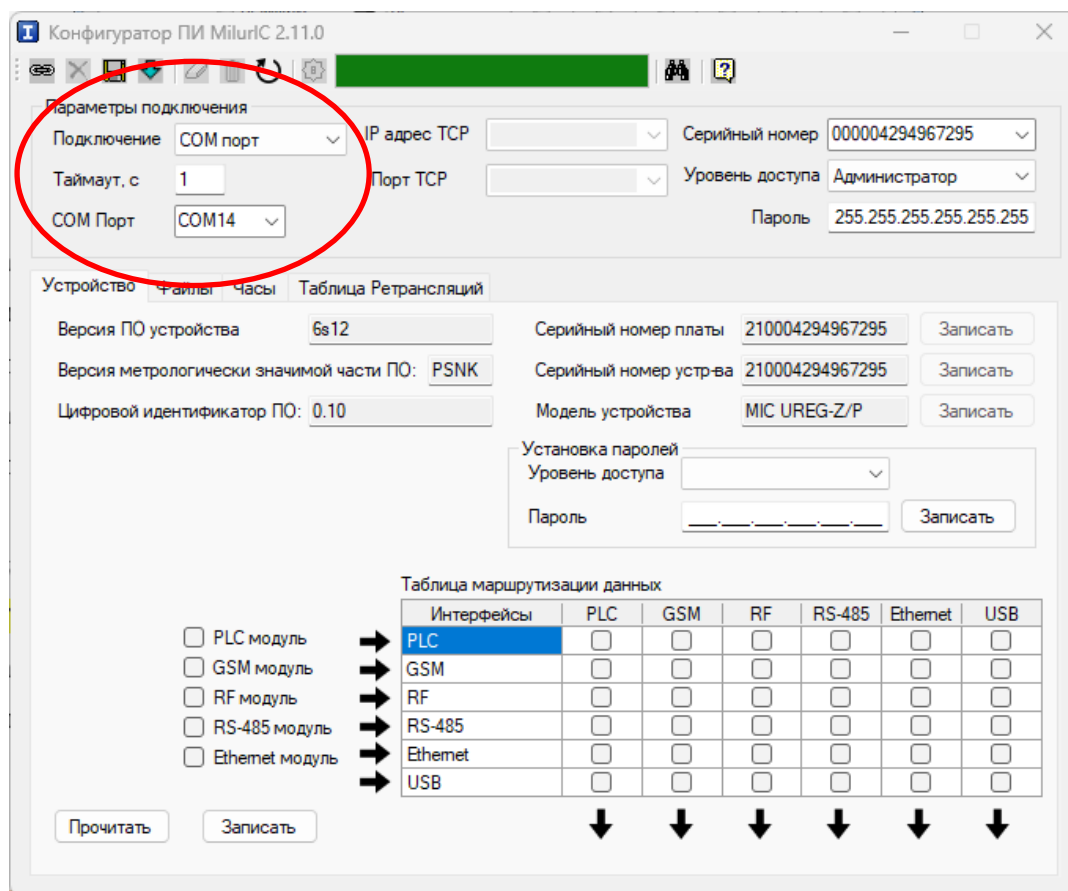


Рисунок 25

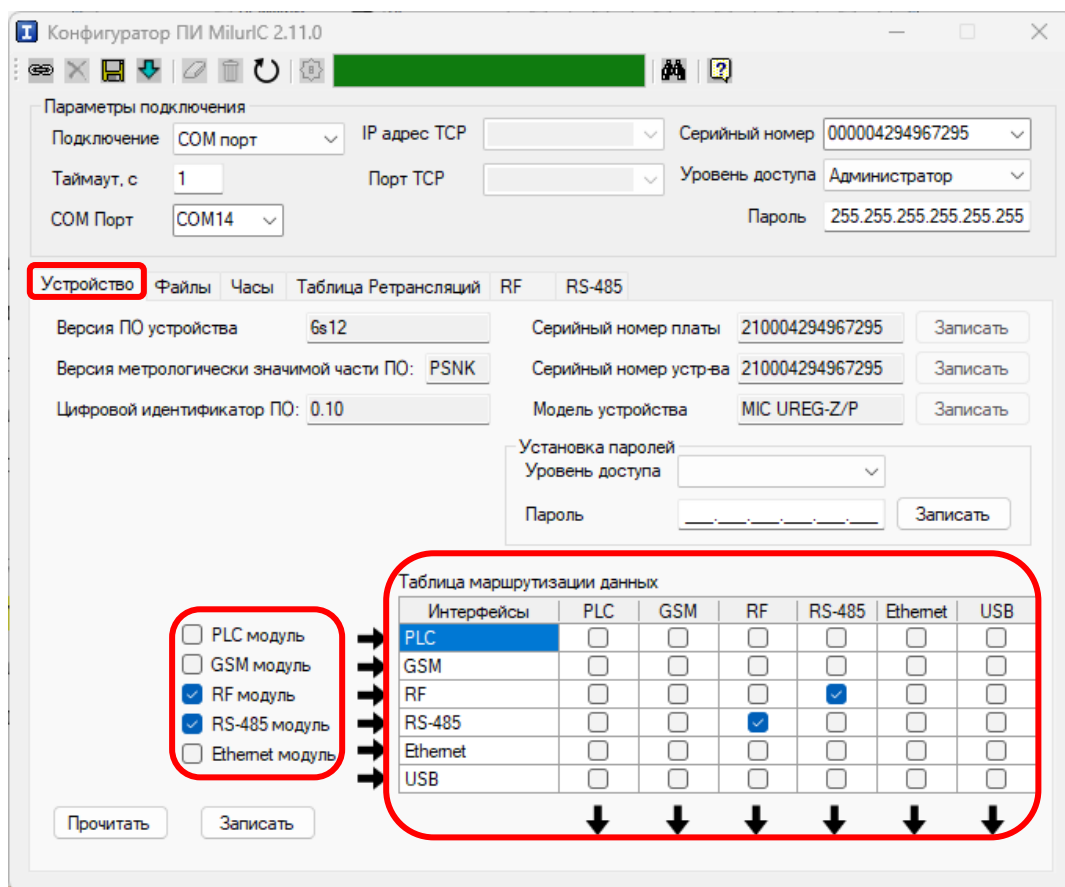


Рисунок 26

На панели инструментов конфигуратора ПИ Milur IC нажать иконку «Сохранить все данные в RAM устройства» для того, чтобы сохранить изменения в оперативную память ПИ «Милур IC» UREG-Z/P.

На панели инструментов нажать иконку  «Запись данных в flash-память устройства» для того, чтобы сохранить изменения в энергонезависимую память ПИ «Милур IC» UREG-Z/P. После этого преобразователь интерфейсов автоматически перезагрузится и будет применена новая конфигурация.

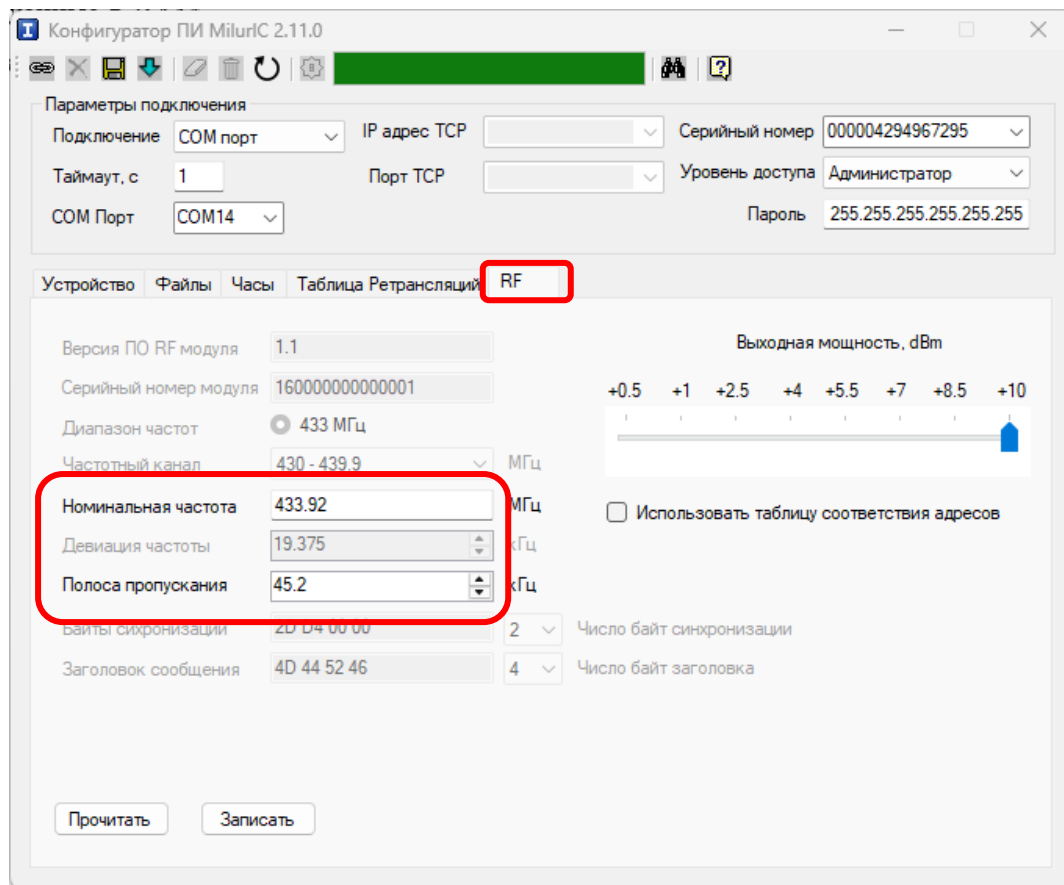


Рисунок 27

Для конфигуратора ПИ Милур версии ниже 2.11.0 совместно с ВПО версии ниже 6V00 создать и записать файл «HDLC_Match_Table.txt» в ПИ «Милур IC» UREG-Z/P следующим образом:

– на ПК создать файл с названием «HDLC_Match_Table.txt» (с данными о счетчике, с которым будет устанавливаться связь) с расширением «.txt» и ввести следующие данные в нем:

- 1) 1 – логический адрес счетчика (по умолчанию равен 1);
- 2) 2 – физический адрес счетчика в шестнадцатеричной системе;
- 3) 3 – последние 10 цифр серийного номера счетчика.

Пример – 1 13D6 0110005062 (рисунок 28).

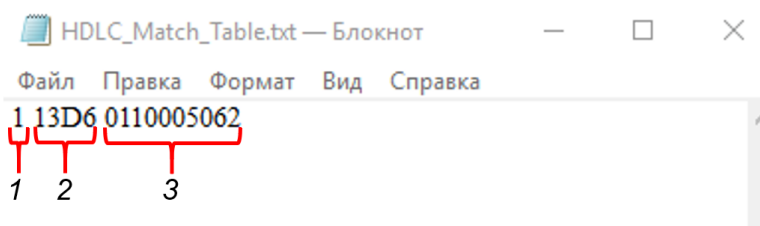


Рисунок 28

Примечание – Физический адрес счетчика формируется как перевод в hex-формат суммы четырех последних цифр серийного номера счетчика и числа 16. Полученное hex-значение при необходимости дополняется ведущим нулем до четырех символов.

Пример – Последние 10 цифр серийного номера: 0110005062. Физический адрес вычисляется следующим образом: $5062 + 16 = 5078(\text{DEC}) = 13D6(\text{HEX})$.

- перейти во вкладку «Файлы»;
- нажать иконку  «Подключить SD Card устройства» (рисунок 29);

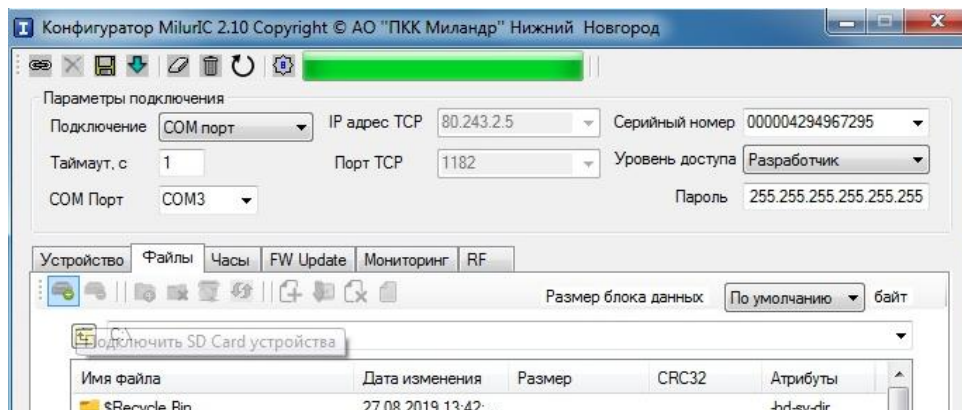


Рисунок 29

- зайти в папку  «Net_Table» (рисунок 30);
- нажать иконку  (записать файл в устройство);
- найти созданный файл «HDLC_Match_Table.txt» на ПК и записать его в ПИ «Милур IC» UREG-Z/P, нажав кнопку «Открыть»;
- нажать иконку «Отключить SD Card устройства».
- закрыть конфигуратор ПИ Милур IC.

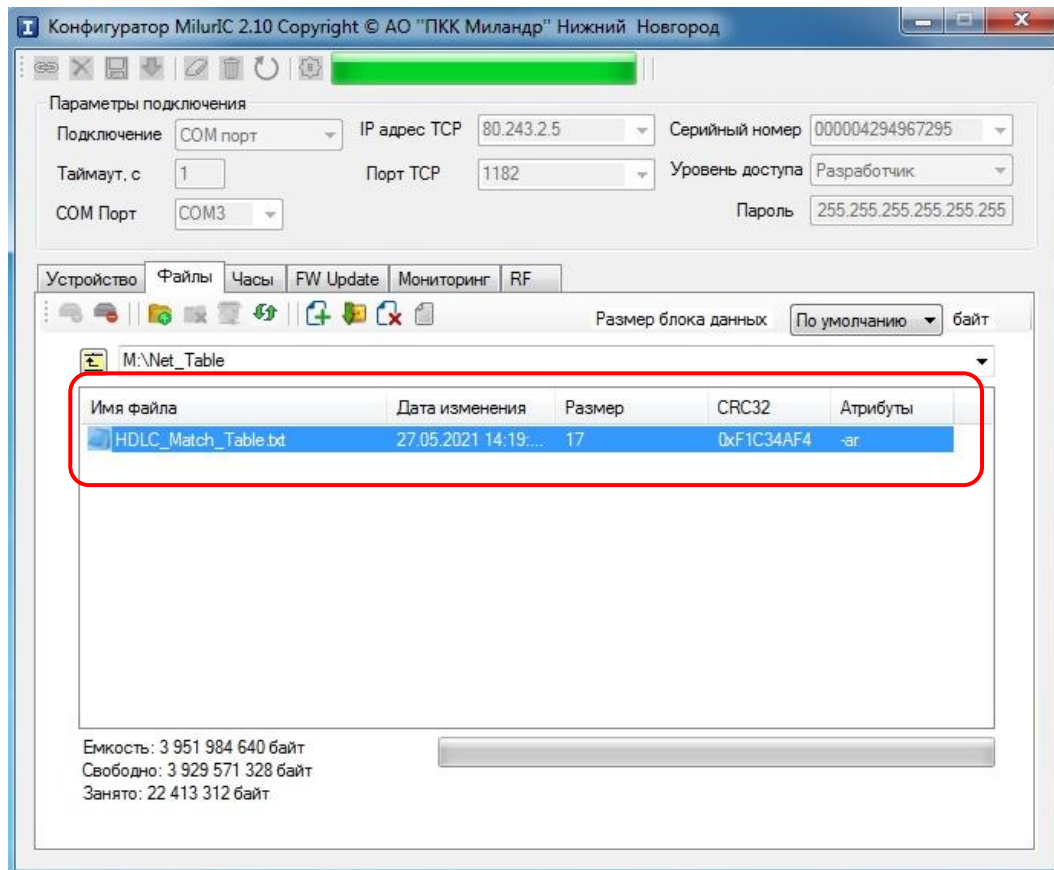


Рисунок 30

Для конфигуратора ПИ Милур ИС версии 2.11.0 и выше совместно с ВПО 6V00 добавить таблицу ретрансляции в конфигуратор ПИ Милур ИС следующим образом:

- нажать кнопку «Прочитать все данные из устройства» (рисунок 31);

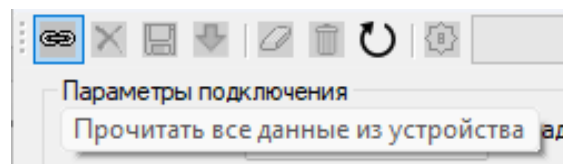


Рисунок 31

- перейти на вкладку «Таблица Ретрансляций» (рисунок 32);
- нажать кнопку «Прочитать таблицу»;
- в графе таблицы «Серийный номер» ввести последние 8 цифр серийного номера счетчика;
- создать новую запись или отредактировать существующую, используя соответствующие кнопки («Добавить строку»/«Заменить номер»);
- сохранить изменения в таблице, нажав кнопку «Записать таблицу»;

– для окончательного применения конфигурации нажать иконку  «Запись данных в flash-память устройства». После этого устройство автоматически перезагрузиться.

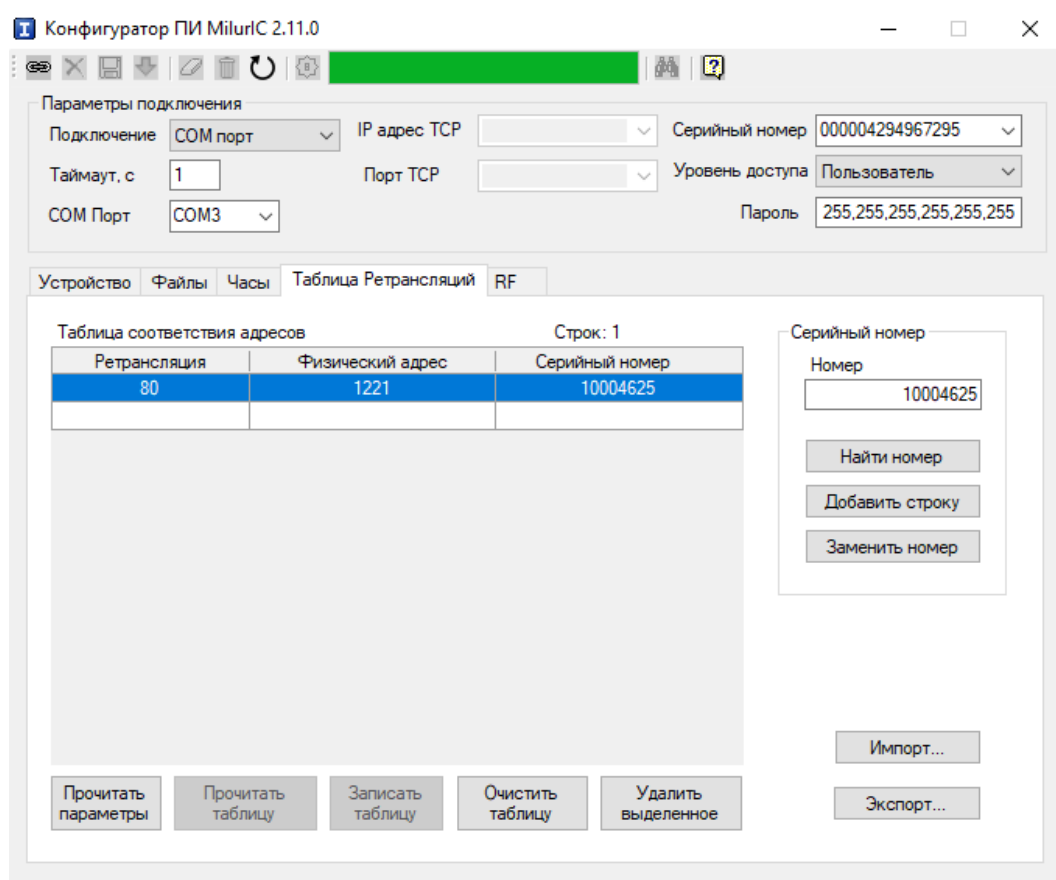


Рисунок 32

Подключить счетчик к ПК через оптопорт (рисунок 33).

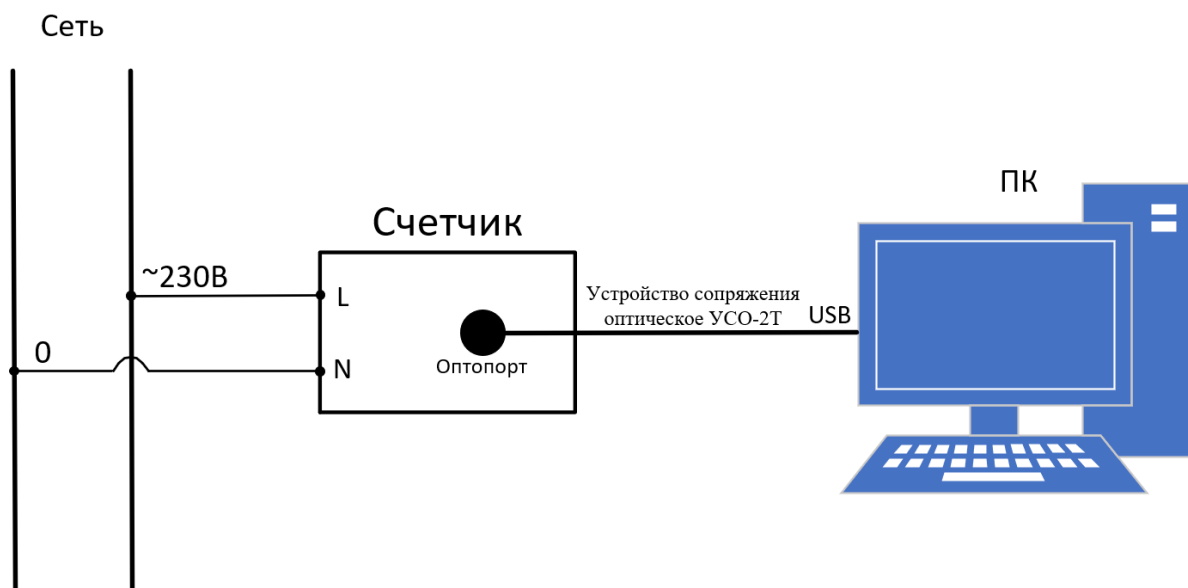


Рисунок 33

Открыть конфигуратор DLMS.

Выбрать COM-порт, соответствующий ПИ «Милур IC» UREG-Z/P.

Выбрать необходимый уровень доступа и ввести соответствующий пароль.

В строке «Физический» ввести физический адрес счетчика в шестнадцатеричной системе.

Нажать кнопку «Открыть», чтобы подключиться к счетчику.

4.5 Настройка параметров связи по каналу LTE при помощи SMS-сообщения

Для счетчиков с интерфейсом LTE кроме способа записи и чтения параметров связи LTE с помощью конфигуратора DLMS доступен способ записи параметров связи LTE при помощи конфигурационного SMS-сообщения.

Изменение параметров связи LTE при помощи SMS-сообщения доступно для счетчиков 307S.23-(H11, H11a)RRZ-2, 307S.72-(H11, H11a)RZ-2.

Запись параметров связи LTE может осуществляться с помощью отправки конфигурационного SMS-сообщения на номер SIM-карты, установленной в счетчик. Такой способ записи параметров связи LTE может быть выполнен только при условии, что технический персонал знает телефонный номер SIM-карты, установленной в счетчик.

SIM-карты должны:

- быть исправны;
- быть разблокированы: отключен запрос PIN-кода;
- иметь подключение к интернету;
- иметь включенную услугу передачи данных по технологии GPRS у оператора сети;
- иметь положительный баланс.

Запись параметров связи LTE с помощью отправки SMS-сообщения на номер SIM-карты в составе счетчика осуществляется следующим образом:

- убедиться, что SIM-карта находится в счетчике, счетчик включен;
- отправить SMS-сообщение, набранное на телефоне на номер SIM-карты в счетчике. Номер SIM-карты, на которую отправляется SMS, должен начинаться с

международного кода +7 (оплата за отправку SMS-сообщения взимается в соответствии с тарифами мобильного оператора);

Счетчик отправляет ответные SMS с результатом выполнения команд (для команд на перепрограммирование настроек) или значениями запрашиваемых параметров (для команд на чтение текущих параметров).

SMS не обрабатываются при открытом LTE соединении с счетчиком. Открытое соединение с конфигуратором DLMS на обработку SMS не влияет.

В счетчиках реализована возможность приема сообщений только с доверенных номеров (до 3-х), если они заданы.



ВНИМАНИЕ! ПРИ НАБОРЕ SMS-СООБЩЕНИЯ НЕДОПУСТИМО ИСПОЛЬЗОВАНИЕ КИРИЛЛИЦЫ. МЕЖДУ СИМВОЛАМИ В SMS НЕ ДОЛЖНО БЫТЬ ПРОБЕЛОВ!

4.5.1 Требования к формату SMS-сообщения:

- составные SMS не поддерживаются, максимальная длина сообщения - 140 символов (одно SMS);
- любая SMS-команда должна содержать корректный пароль*. Команды с некорректным паролем не обрабатываются.

Примечание – Пароль и возможность включения/отключения функционала обработки SMS задаются через конфигуратор DLMS.

Для SMS должен использоваться отдельный пароль, который устанавливается через конфигуратор DLMS. Длина пароля – 6 символов (значение по умолчанию – 159753). Смена пароля через SMS не предусмотрена.

4.5.2 Формат SMS-сообщения на перепрограммирование настроек LTE:

password;cmd1=x1;cmd2=x2;...;cmdn=xn

где:

password - пароль на отправку SMS;

cmdn - наименование команды;

xn - параметр команды;

; - разделитель между командами.

Некоторые команды могут иметь более одного параметра. В этом случае они должны быть указаны через запятую. Возможные команды для перепрограммирования настроек приведены в таблице 36.

Пример - Отправлено сообщение: 159753;MODE=C;PING=15;WM=1,5

В ответ счетчик должен отправить смс с результатом операции:

«OK» - если выполнены все команды из SMS;

«ERR cmd_n» - если хотя бы одну команду из SMS выполнить не удалось. В этом случае указывается наименование команды, завершившееся ошибкой, все команды из SMS не выполняются (в том числе и команды из SMS, предшествующие "ошибочной").

Таблица 36

Команда	Описание
APN2	Наименование APN, логин и пароль для второй SIM-карты. Параметры указываются следующей последовательности через запятую: APN,log,pass.
PNT1	Предпочитаемый тип сети для первой SIM-карты. Возможные значения: – 0-не задан (автовыбор); – 1-2G (GSM); – 3-4G (LTE)
PNT2	Предпочитаемый тип сети для второй SIM -карты. Возможные значения: – 0-не задан (автовыбор); – 1-2G (GSM); – 3-4G (LTE)
PSIM	Предпочитаемая sim карта. Возможные значения: – 0-не задан; – 1-SIM1; – 2-SIM2
SWDIS	Запрет переключения на другую SIM-карту
TCHNG	Таймаут переключения SIM-карт
TRET	Таймаут возврата на основную SIM-карту

4.5.3 Формат сообщения на чтение текущих параметров:

password;cmd1;cmd2;...;cmdn

В ответ счетчик должен отправлять смс, содержащее значения запрашиваемых параметров, разделенные разделителем ";".

Формат ответа:

cmd1=x1;cmd2=x2;...;cmdn=xn

Пример - Отправлено сообщение: 159753;DIAG

Получено сообщение:

APN активной SIM-карты=internet.mts.ru,mts,mts;NT=4G;STATUS=TCP OK;

MODE=C;RSSI=20; IP=222.33.4.112;PORT=22331

Возможные команды для чтения настроек приведены в таблице 37.

Таблица 37

Команда	Описание
APN2	Возвращает значение APN для второй sim-карты в формате: APN,log,pass.
NT	Возвращает фактический тип сети в виде 2G/4G
ASIM	Возвращает номер активной SIM-карты (в виде 1/2)
DIAG	Возвращает значения следующих параметров: APN активной SIM-карты (в формате APN,log,pass), фактический тип сети, статус, режим, уровень сигнала, IP-адрес (фактический), порт. Примечание – В ответе содержатся значения параметров (команда DIAG не указывается).

Примечание – В случае отправки SMS с невалидными паролем или форматом, сообщения "Invalid password" или "Invalid format" об ошибках отправляются только если подключены доверенные номера. В случае, когда настройка «Подключить доверенные номера» выключена, во избежание ответов на сообщения типа "спам" сообщения об ошибках не отправляются.

5 Использование счетчика в составе ИСУЭЭ

5.1.1 Счетчик может эксплуатироваться в составе ИСУЭЭ.

При интеграции счетчика в систему ИСУЭЭ необходимо провести предпроектное исследование объекта с целью выбора аппаратной части ИСУЭЭ, типа канала связи между уровнями ИСУЭЭ (приборный, УСПД и верхний), а также определения совместимости счетчика с уже имеющимся оборудованием и планируемыми к внедрению технологическими средствами.

Выбор типа связи и комплекса технических средств основывается на условиях, в которых будет осуществляться передача информации о потребленных энергоресурсах.

Счетчик интегрируется в систему ИСУЭЭ на приборный уровень (рисунки 34-37).

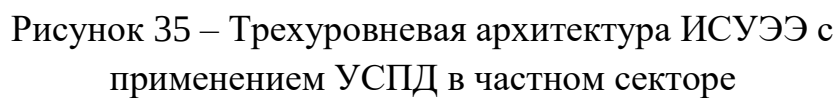
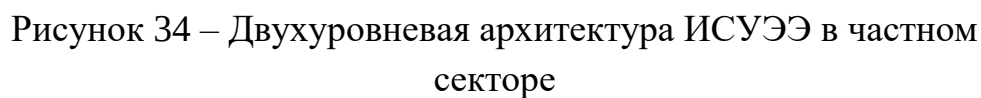
Верхний уровень включает в себя сервер ввода/вывода (ТСР-сервер) и сервер баз данных, которые могут находиться на одном и том же ПК, автоматизированное рабочее место (АРМ) оператора системы с установленным ПО. АРМ оператора и сервер должны иметь подключение к Интернет или локальной вычислительной сети, когда все элементы системы подключены к одной сети.

Возможные интерфейсы обмена данными между приборным уровнем и уровнем УСПД: RS-485, радиointерфейс RF433, GSM LTE.

Возможные интерфейсы обмена данными между приборным уровнем и уровнем УСПД и ПК оператора: USB, LTE.

При использовании счетчика в составе ИСУЭЭ необходимо подключить и настроить интерфейсы связи, используемые в системе.

Двухуровневый вариант ИСУЭЭ предполагает непосредственную передачу данных со счетчиков на автоматизированное рабочее место оператора верхнего уровня. Двухуровневая архитектура ИСУЭЭ может быть реализована при помощи счетчиков Милур с интерфейсом LTE, а также в локальных ИСУЭЭ при помощи вспомогательного устройства – преобразователя интерфейсов RS-485-USB или RF-USB.



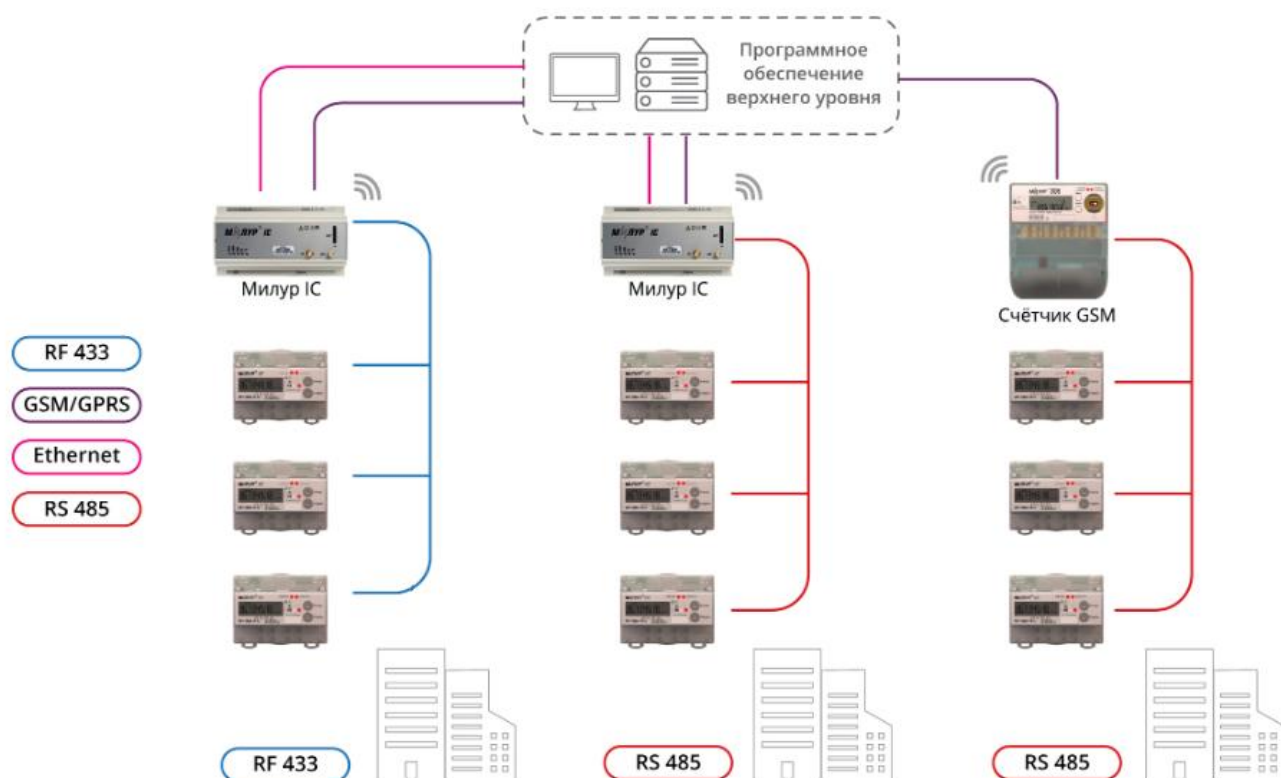


Рисунок 36 – Двухуровневая архитектура ИСУЭЭ в МКД

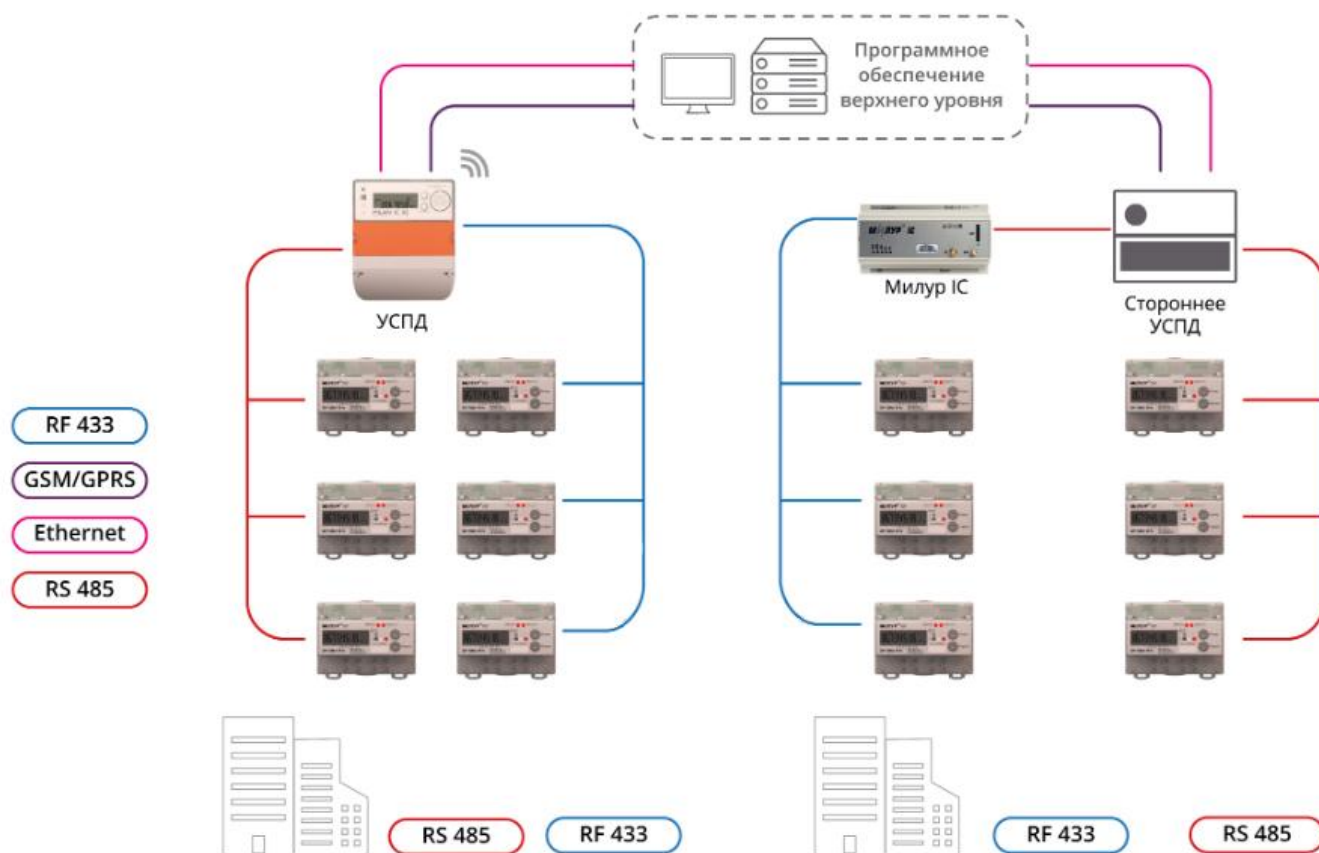


Рисунок 37 – Трехуровневая архитектура ИСУЭЭ с применением УСПД в МКД

Многоуровневая архитектура системы предполагает наличие уровня УСПД, на котором данные, собранные со счетчиков, накапливаются и далее передаются на верхний уровень. В уровень «УСПД» входят: УСПД, преобразователи интерфейсов, счетчики импульсов. При этом верхний уровень системы также может подразделяться на уровень рабочих мест операторов и сервер баз данных. Оптимальный вариант ИСУЭЭ выбирается для конкретного объекта после проведения предпроектного обследования.

6 Подключение счетчика к ПК

6.1 Общие сведения

Чтение данных со счетчика и конфигурирование его параметров осуществляется с помощью ПК, на котором установлено соответствующее ПО.

Конфигуратор DLMS позволяет осуществлять считывание и запись данных в счетчик согласно уровню доступа. Доступ к чтению и конфигурированию параметров счетчика открывается после аутентификации (введение корректного пароля) для соответствующего уровня доступа. Конфигуратор DLMS периодически обновляется производителем, его актуальную версию и руководство пользователя с подробным описанием работы можно скачать на официальном сайте <https://www.miluris.ru>.

Подключение счетчика к ПК производится через имеющиеся в счетчике интерфейсы связи с помощью соответствующих преобразователей интерфейсов или УСПД, согласно эксплуатационной документации на них. Рекомендуемые устройства приведены в таблице 38.

При соединении счетчика с ПК для конфигурирования приоритетным является подключение через оптический порт согласно схеме рисунка 38, так как при этом не требуется производить специальных настроек и сеанс связи с подключенным счетчиком устанавливается через стандартный открытый СОМ-порт.



ВНИМАНИЕ! В СЛУЧАЕ КОНФИГУРИРОВАНИЯ СЧЕТЧИКА ДО УСТАНОВКИ НА ОБЪЕКТ, ВКЛЮЧЕНИЕ СЧЕТЧИКА В СЕТЬ НЕОБХОДИМО ПРОИЗВОДИТЬ ЧЕРЕЗ РАЗДЕЛИТЕЛЬНЫЙ ТРАНСФОРМАТОР.

Таблица 38

Интерфейс связи счетчика	Используемый преобразователь интерфейсов или УСПД	Канал связи преобразователя интерфейсов или УСПД с ПК
Оптический порт	УСО-2Т ФРДС.468351.001	USB
RS-485	ПИ-2 ИГЛШ.468152.003, «Милур» UREG Z/P,	USB
RF433, LTE	«Милур» UREG Z/P	USB, Ethernet, GSM

Примечание – Конфигурирование счетчика без специальных настроек возможно также при соединении через интерфейс RS-485 при помощи ПИ «Милур IC» UREG-Z/P.

Объем доступных для чтения и/или записи конфигурационных параметров определяется уровнем доступа к счетчику.

В п. 6.2 приведено описание установления сеанса связи со счетчиком с помощью конфигуратора DLMS через оптический порт или интерфейс связи RS-485 (с помощью ПИ «Милур IC» UREG-Z/P).

Возможно установление сеанса связи со счетчиком для его конфигурирования через иные (не оптопорт) интерфейсы согласно схемам в приложении Е. В таком случае требуется предварительная настройка параметров физического, канального и сетевого уровней используемых ПИ или УСПД. Настройка производится в соответствии с эксплуатационной документацией на используемое оборудование, а также в соответствии с руководством пользователя на применяемое ПО.

До подключения к счетчику через интерфейс LTE необходимо сконфигурировать (настроить) модуль LTE счетчика. Настройка LTE-модуля счетчика производится через конфигуратор DLMS.

6.2 Открытие сеанса связи со счетчиком через COM-порт с помощью конфигуратора DLMS



ВНИМАНИЕ! ФИЗИЧЕСКОЕ ПОДКЛЮЧЕНИЕ ОБОРУДОВАНИЯ ПРОИЗВОДИТЬ ПРИ ОБЕСТОЧЕННОЙ СЕТИ И ВЫКЛЮЧЕННОМ СЧЕТЧИКЕ.

Подключить счетчик к ПК через оптопорт или через ПИ «Милур IC» UREG-Z/P по интерфейсу RS-485 (рисунки 38, 39).

Подать питание на счетчик.

Запустить конфигуратор DLMS двойным кликом по исполняемому файлу из распакованного архива. Конфигуратор DLMS не требуется устанавливать на ПК.

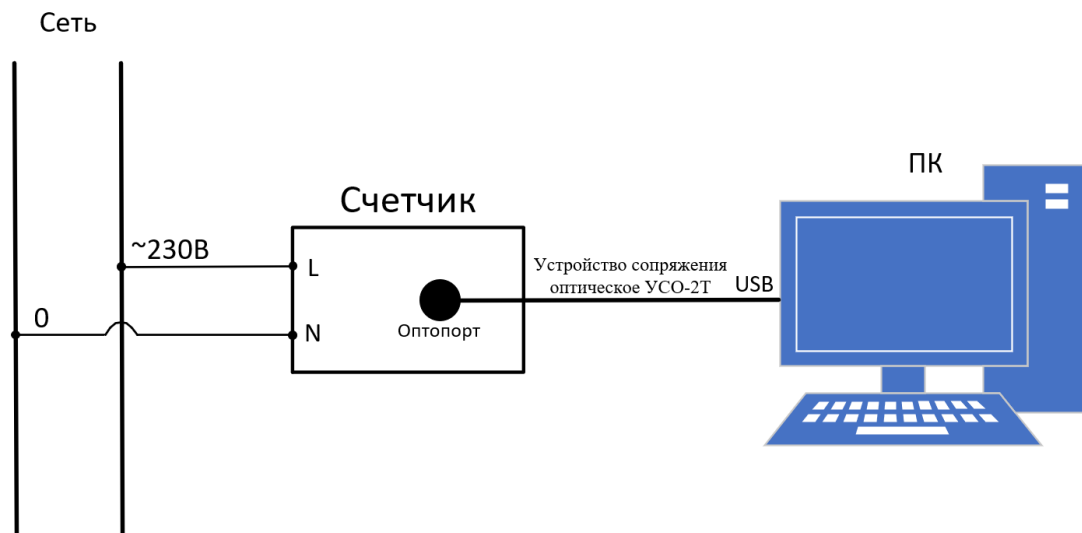


Рисунок 38 – Подключение счетчика к ПК через оптопорт

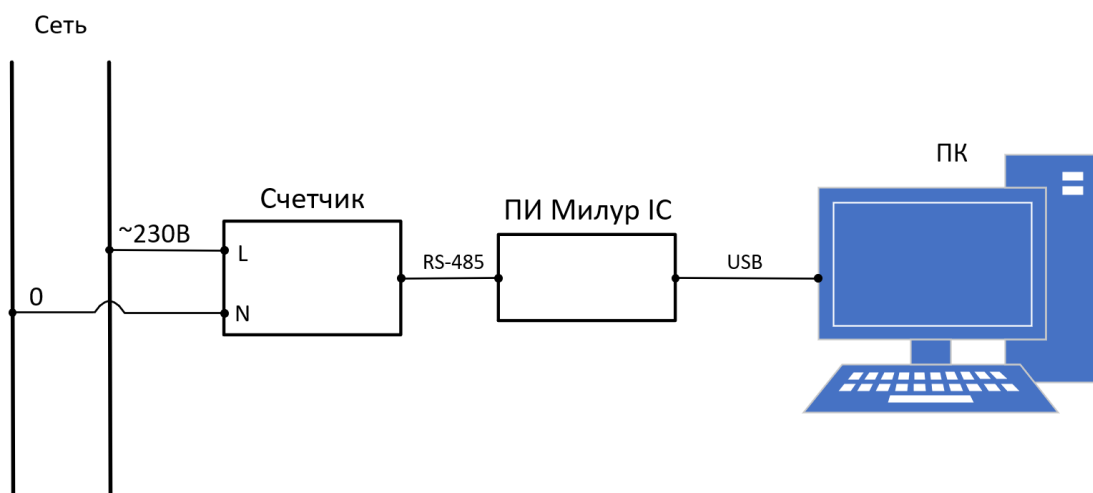


Рисунок 39 – Подключение счетчика к ПК через интерфейс RS-485 с помощью ПИ «Милур IC» UREG-Z/P

Установить параметры подключения (рисунок 40):

- «Интерфейс связи»: «COM порт»;
- «Порт»: порт, автоматически назначенный системой Windows для подключенного счетчика;
- «Уровень доступа»: «Публичный клиент (без пароля)», «Считыватель показаний (низкий)», «Конфигуратор (высокий)» или «Конфигуратор (GMAC)»;
- «Пароль» (кроме уровня доступа «Конфигуратор (GMAC)»): тот, который соответствует уровню доступа;
- «Адрес ПУ (HEX) Логический»: «1»;
- «Адрес ПУ (HEX) Физический» (2 способа подключения к счетчику):

1) вычислить физический адрес: к четырем последним цифрам серийного номера счетчика прибавить 16, перевести в формат HEX (режим калькулятора «Программист», рисунок 41) и получившееся значение ввести в поле «Адрес ПУ». Например, серийный номер счетчика 211500120400842 - В этом случае в поле следует вводить 35A (латинские буквы);

2) нажать кнопку «Прочитать».

Рисунок 40

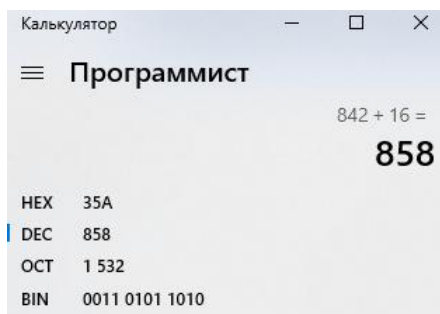


Рисунок 41

Нажать кнопку «Открыть».

В секторе «Информация об устройстве» поля заполнятся следующей информацией (рисунок 42):

- «Производитель ПУ»: LLC Milur IS означает ООО «Милур ИС»;
- «Модификация ПУ»;
- «Версия ВПО»;
- «Серийный номер».

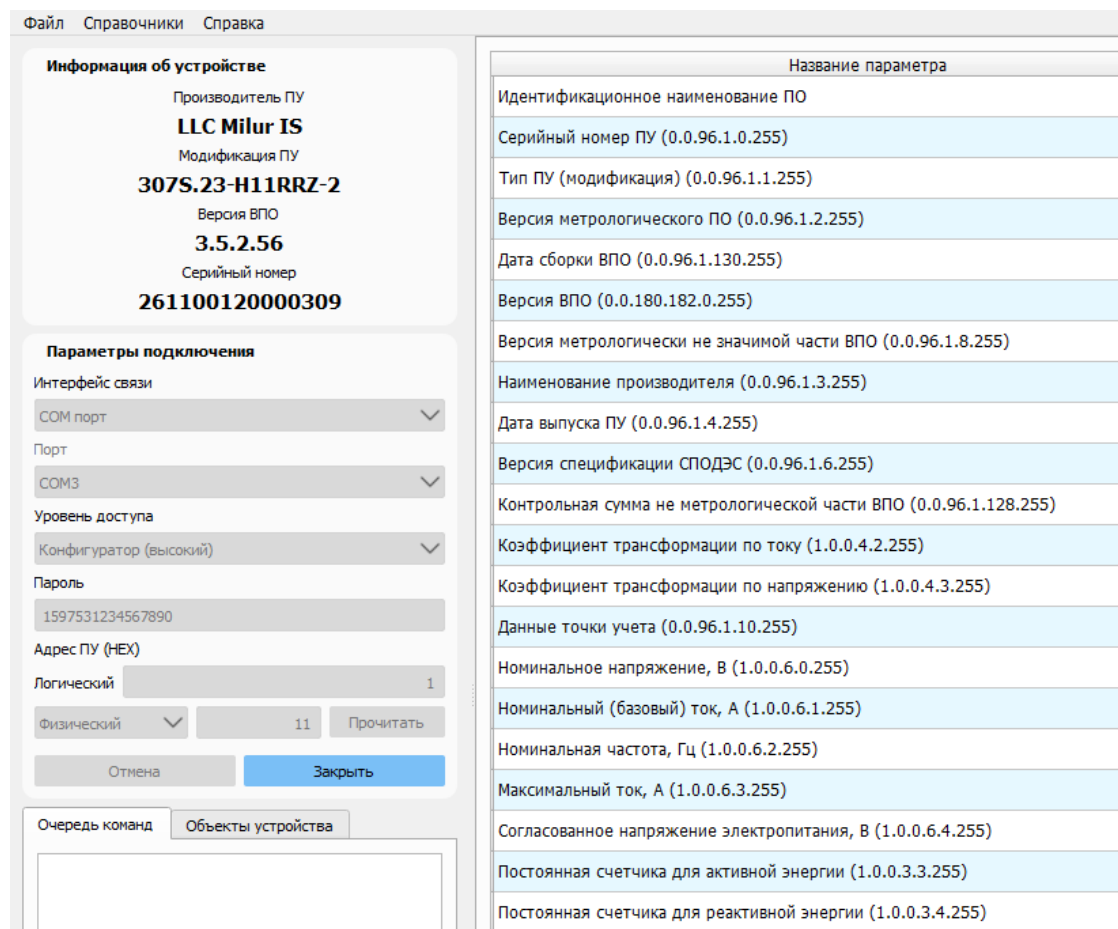
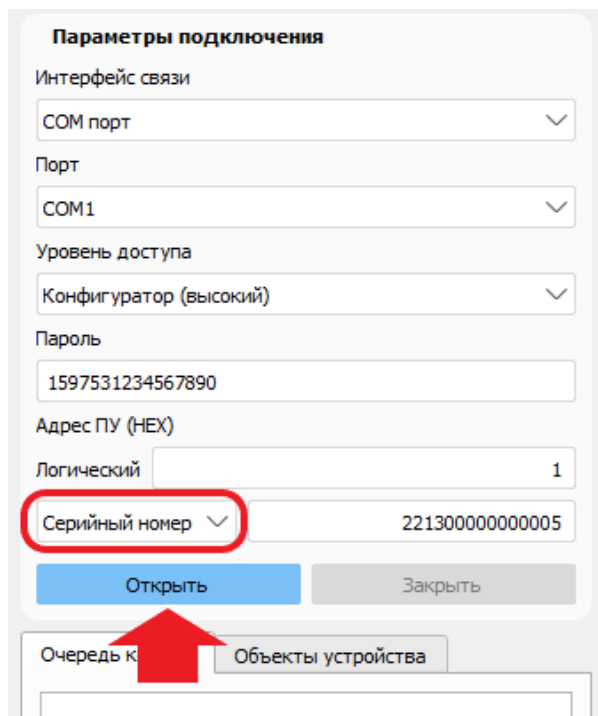


Рисунок 42

Для соединения по серийному номеру необходимо выбрать вариант «Серийный номер», ввести серийный номер счетчика и нажать кнопку «Открыть» (рисунок 43). Установится сеанс связи с счетчиком (связь со счетчиком возможна при наборе четырех последних цифр номера счетчика).



Параметры подключения

Интерфейс связи
COM порт

Порт
COM1

Уровень доступа
Конфигуратор (высокий)

Пароль
1597531234567890

Адрес ПУ (HEX)
Логический 1

Серийный номер 221300000000005

Открыть

Закрыть

Очередь к Объекты устройства

Рисунок 43

При выборе уровня доступа «Конфигуратор (GMAC)» необходимо выбрать соответствующие настройки защиты (аутентификация и шифрование) и ввести ключи аутентификации и шифрования (рисунок 44). По умолчанию уровень доступа «Конфигуратор (GMAC)» ограничен. Для получения доступа необходимо обратиться в техническую поддержку.

Рисунок 44

6.3 Открытие сеанса связи со счетчиком через TCP-сервер

Конфигуратор DLMS позволяет установить соединение со счетчиком через TCP-сервер при условии, что в счетчике есть GSM LTE-модем и установлена рабочая SIM-карта с положительным балансом.

Подать питание на счетчик.

Запустить конфигуратор DLMS двойным кликом по исполняемому файлу из распакованного архива.

Установить параметры подключения (рисунок 45, данные IP-адреса и IP-порта приведены для примера, следует вводить эксплуатационные данные, предоставленные системным администратором):

- «Интерфейс связи»: «TCP соединение»;
- «IP адрес»;
- «IP порт»;
- «Уровень доступа»: «Низкий без пароля», «Низкий с паролем» или «Конфигуратор (высокий)»;
- «Пароль»: тот, который соответствует уровню доступа;

- «Адрес ПУ (HEX) Логический»: «1»;
- серийный номер счетчика.

Нажать кнопку «Открыть».

Рисунок 45

6.4 Ошибка открытия сеанса связи со счетчиком

Если после нажатия кнопки «Открыть» соединение не устанавливается, то появится всплывающее окно с информационным сообщением: «Не удалось открыть соединение HDLS. Ошибка: таймаут ответа истек» (рисунок 46).

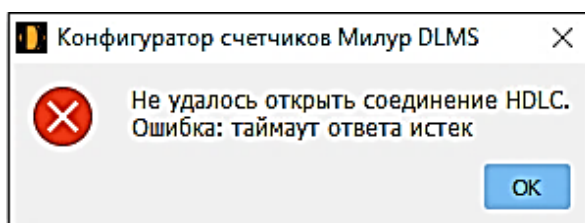


Рисунок 46

При появлении сообщения об ошибке следует проверить введенные пароли, серийный номер, выбранные СОМ-порт/ТСР-порт, IP-адрес.

6.5 Изменение настроек безопасности на уровне доступа «Конфигуратор»

Для смены пароля определённого уровня доступа (например, «Соединение типа «Считыватель показаний»») необходимо на вкладке «Настройки доступа» нажать кнопку «Прочитать», соответствующую этому уровню (рисунок 47).

Рисунок 47

Изменить пароль (для уровня «Считыватель показаний» - шесть цифр, для уровня «Конфигуратор» - 16 цифр). Нажать кнопку «Записать».

Разорвать соединение со счетчиком на уровне доступа «Конфигуратор». Выбрать уровень доступа, для которого менялся пароль. Ввести вновь созданный пароль. Нажать кнопку «Открыть».

Если соединение установлено, то пароль изменен успешно.

6.6 Изменение настроек безопасности на уровне доступа «Конфигуратор GMAC»

Изменение настроек безопасности на уровне доступа «Конфигуратор GMAC» осуществляется через вкладку «Настройки доступа» (рисунок 48).

Политика безопасности – это сборка бит, каждый из которых определяет алгоритм секретности:

- 0 – не используется, должен быть «0»;
- 1 – не используется, должен быть «0»;
- 2 – запрос с проверкой подлинности;
- 3 – запрос с шифрованием;
- 5 – ответ с проверкой подлинности;

- 6 – ответ с шифрованием.

С помощью кнопки «Усиление безопасности» можно усилить политику безопасности, выбрав соответствующие настройки защиты («Запрос с проверкой подлинности», «Ответ с проверкой подлинности», «Запрос с шифрованием», «Ответ с шифрованием»).

Для смены ключей необходимо:

- ввести «Мастер-ключ»;
- выбрать ключи, подлежащие замене (ключ шифрования, ключ аутентификации, широковещательный ключ, или мастер-ключ);
- ввести новые значения ключей и нажать кнопку «Сменить ключи».

Предупреждение
После смены паролей/ключей необходимо особое внимание уделить их сохранности (запоминанию).
Восстановление доступа к счетчику по интерфейсу возможно только при обращении в сервисный центр производителя.

Механизм аутентификации (0.0.144.0.0.255) Высокий (GMAC) Прочитать

Соединение типа 'Считыватель показаний (низкий)'

Секрет (пароль) Записать Прочитать

Настройки безопасности 'Конфигуратор (высокий)'

Политика безопасности

☐ Запрос с проверкой подлинности ☐ Ответ с проверкой подлинности
☐ Запрос с шифрованием ☐ Ответ с шифрованием

Усиление безопасности Прочитать

Смена ключей

☐ Поменять ключ шифрования ASCII ▾
☐ Поменять ключ аутентификации ASCII ▾
☐ Поменять широковещательный ключ ASCII ▾
☐ Поменять мастер-ключ ASCII ▾

Мастер-ключ

Длина ключей должна быть равна 16 (ASCII)

Сменить ключи

Рисунок 48

7 Поверка счетчика

Счетчик подлежит поверке до ввода в эксплуатацию, после ремонта или периодически один раз в 10 лет. На счетчики, экспортируемые в другие страны, интервал между поверками устанавливается в соответствии с требованиями страны-импортера, но не более 10 лет.

Поверка счетчика производится в соответствии с методикой поверки ТСКЯ.411152.007-2МП «Счётчики электрической энергии статические Милур 307. Методика поверки» (для предприятия-изготовителя ООО «Милур ИС» г. Москва, г. Зеленоград).

Знак поверки наносится на корпус счетчика, на свидетельство о поверке и (или) в формуляр.

8 Гарантийный ремонт

Гарантийный ремонт осуществляется в Сервисном центре предприятия-изготовителя или в авторизованных сервисных центрах.

Список сервисных центров предприятия-изготовителя доступен на официальном сайте <https://www.miluris.ru/support>.

После проведения ремонта счетчик подлежит поверке.

СЕРВИСНЫЙ ЦЕНТР	АДРЕС	КОНТАКТНЫЕ ДАННЫЕ
Головной сервисный центр, г. Нижний Новгород	603064, г. Нижний Новгород, ул. Новикова-Прибоя, д. 12	8-800-100-91-17 service@miluris.ru
Сервисный центр, г. Иркутск	664003, г. Иркутск, ул. Красноармейская, д. 7, оф. 26	+7 499 214 00 72 доб. 2443 aleksandr.vysotskiy@miluris.ru

9 Техническое обслуживание

9.1 Проверка функционирования, внешний осмотр

Периодичность работ по техническому обслуживанию (таблица 39) задается в соответствии с графиком планово-предупредительных работ эксплуатирующей организации.

При проведении работ обязательно соблюдение техники безопасности по разделу 1 настоящего руководства.

После проведения работ необходимо производить отметку в формуляре.

Таблица 39

Вид	Работа
Плановое техническое обслуживание	Проверка функционирования счетчика, внешний осмотр
	Проверка заряда внутреннего источника питания
	Удаление пыли, загрязнений с корпуса и лицевой панели счетчика
	Проверка надежности подключения силовых и интерфейсных проводов (кабелей)
	Проверка надежности механических и электрических соединений, линий связи
	Проверка счетчика на предмет наличия попыток несанкционированного доступа
Техническое обслуживание по результатам диагностирования счетчика	Установка (замена) дополнительной батареи питания с подключением внешнего резервного источника питания
Примечание – Периодичность технического обслуживания внутреннего источника питания – не реже одного раза в 6 месяцев с момента подключения.	

Убедиться, что счетчик функционирует в нормальном режиме. Счетчик должен вести учет электроэнергии при реальной нагрузке на силовые цепи. На ЖКИ должен отображаться автоматический цикл показа параметров, должны функционировать светодиоды импульсных выходов.

При внешнем осмотре визуально проверяется отсутствие видимых повреждений корпуса счетчика, клеммных крышек, проводов (кабелей), наличие пломб и их целостность. Если у счетчика имеется антенна, проверяется надежность ее крепления и отсутствие на ней видимых повреждений.

9.2 Проверка заряда внутреннего источника питания

С момента появления на ЖКИ символа-оповещения,  и записи в журнале событий о низком уровне заряда батареи, необходимо в течение двух месяцев обеспечить установку (если ранее дополнительная батарея питания еще не устанавливалась) или замену дополнительной батареи питания.

В случае несвоевременной установки (замены) дополнительной батареи питания при пропадании сетевого напряжения может произойти сбой часов и тарификатора, который повлечет за собой необходимость повторного конфигурирования счетчика.

Установку (замену) дополнительной батареи питания производить согласно п. 9.3 настоящего руководства.

9.3 Установка (замена) дополнительной батареи питания

Установке (замене) подлежит съемная литиевая батарея питания типоразмера CR2032, являющаяся дополнительной. Основная несъемная батарея питания замене не подлежит, а дополнительная литиевая батарея типоразмера CR2032 должна устанавливаться после появления на ЖКИ символа-оповещения .

 **ВНИМАНИЕ!** ПРИ ВКЛЮЧЕННОМ ПИТАНИИ СЧЕТЧИКА ЛИТИЕВАЯ БАТАРЕЯ CR2032 НАХОДИТСЯ ПОД ПОТЕНЦИАЛОМ ПИТАЮЩЕЙ СЕТИ. УСТАНОВКА И ЗАМЕНА БАТАРЕИ ДОЛЖНА ПРОИЗВОДИТЬСЯ КВАЛИФИЦИРОВАННЫМ ПЕРСОНАЛОМ ПРИ ОТКЛЮЧЕННОМ СЕТЕВОМ НАПРЯЖЕНИИ И ПОДКЛЮЧЕННОМ ВНЕШНЕМ ИСТОЧНИКЕ РЕЗЕРВНОГО ПИТАНИЯ.

Порядок работ:

- обесточить сеть, обеспечить безопасность работ (раздел 1);
- подключить к счетчику внешний источник питания (п. 3.10.3), при этом должен начать функционировать ЖКИ;
- снять клеммную крышку, извлечь разрядившуюся батарею CR2032 (если ранее батарея уже устанавливалась) и вставить новую, соблюдая полярность;
- установить клеммную крышку, опломбировать пломбами организации

(п. 2.10.2), обслуживающей счетчик.

– подать питание на счетчик, предварительно отключив внешний источник питания от клеммных зажимов счетчика. Убедиться, что на ЖКИ больше не отображается символ, оповещающий о низком уровне заряда внутреннего источника питания. При необходимости установить правильное время, настроить тарификацию (п. 3.1).

Произвести отметку о замене батареи в формуляре.

9.4 Удаление пыли и грязи

Удаление пыли и грязи с корпуса и лицевой панели счетчика производить при обесточенной сети чистой, мягкой обтирочной ветошью.

9.5 Проверка надежности подключения

Обесточить сеть, обеспечить безопасность работ согласно разделу 1.

Снять пломбы с клеммных крышек контактных колодок.

Снять клеммные крышки, удалить пыль с контактных колодок с помощью кисточки. Убедиться в отсутствии повреждений колодки.

Подтянуть винты клеммной колодки крепления проводов силовых и интерфейсных цепей с рекомендуемым усилием затяжки винтов от 3,5 до 4,5 Н·м.

Установить клеммные крышки обратно, опломбировать.

Произвести отметку о проведении работ в формуляре.

9.6 Контроль счетчика на предмет наличия попыток несанкционированного доступа

Проверить отсутствие на ЖКИ счетчика символа «Вскрытие клеммной крышки»

 Наличие данного символа означает, что одна из клеммных крышек в данный момент вскрыта.

Проверить на ЖКИ счетчика наличие или отсутствие мигающего символа вокруг текущего тарифа. Мигающая окружность с номером текущего тарифа означает фиксацию факта возникновения события из группы событий (воздействие магнитным

полем, вскрытие корпуса, ПКЭ, самодиагностика). Для уточнения, какое из событий произошло, необходимо вручную выбрать цикл 9 и посмотреть коды возникновения событий (расшифровка кода самодиагностики см. в таблице Г.4).

Проверить отсутствие событий несанкционированного доступа по интерфейсу с помощью конфигуратора DLMS – открыть вкладку «Журналы событий» → «Другие» → «Журнал контроля доступа» (рисунок 49).

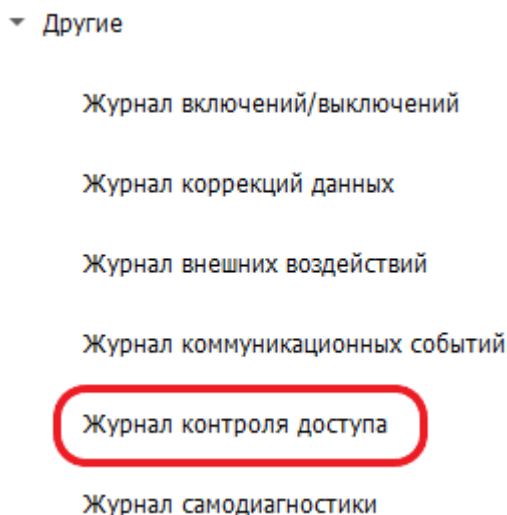


Рисунок 49

Выбрать предпочтительный вариант доступа и нажать кнопку «Прочитать» (рисунок 50).

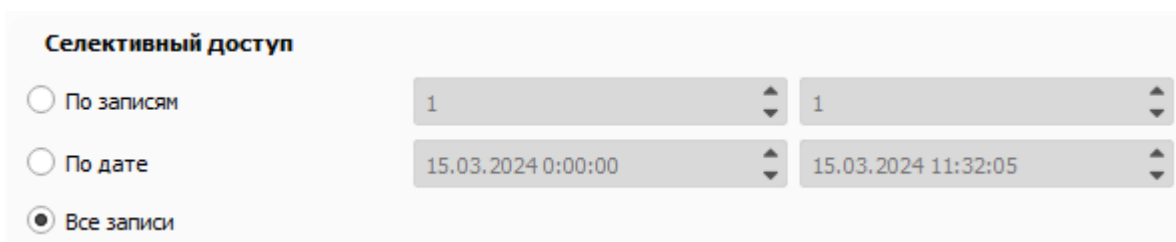


Рисунок 50

Появится список событий (рисунок 51).

Таблица					
№	Время	Код события	Номер интерфейсного канала	Адрес клиента	Время работы ПУ, с
1	11.03.2024 00:31:41	2: Нарушение требований протокола	0	16	214869
2	11.03.2024 00:31:42	2: Нарушение требований протокола	0	16	214870
3	11.03.2024 00:31:42	2: Нарушение требований протокола	0	16	214870
4	11.03.2024 14:11:22	2: Нарушение требований протокола	0	48	251625

Рисунок 51

Наличие событий с кодом 1 «Попытка несанкционированного доступа (интерфейс)» говорит о попытках соединения со счетчиком с неверным паролем для определенного уровня доступа (таблица 40).

Таблица 40

Адрес клиента	Уровень доступа
16	Публичный клиент
32	Считыватель показаний
48	Конфигуратор

Наличие событий с кодом 2 «Нарушение требований протокола» говорит о том, что были попытки доступа к объектам, запрещённым для данного уровня ассоциации (доступа).

10 Условия хранения

Счетчик должен храниться в складских помещениях в соответствии с требованиями по ГОСТ 22261 при температуре окружающего воздуха от минус 50 °С до плюс 70 °С (при крайних значениях диапазона температур хранение следует осуществлять в течение не более 6 ч); относительной влажности воздуха до 90 % при температуре плюс 30 °С.

11 Транспортирование

Предельные условия транспортирования счетчика соответствуют ГОСТ 22261:

- температура окружающего воздуха от минус 50 °С до плюс 70 °С (при крайних значениях диапазона температур транспортирование счетчиков следует осуществлять в течение не более 6 ч);
- относительная влажность воздуха при транспортировании до 90 % при температуре плюс 30 °С;
- атмосферное давление от 70,0 до 106,7 кПа (от 537 до 800 мм.рт.ст);
- транспортная тряска в течение одного часа с максимальным ускорением 30 м/с² (3 g) при количестве ударов от 80 до 120 в минуту для счетчика в упаковке.

Счетчики транспортируются в транспортной таре предприятия-изготовителя в закрытых транспортных средствах любого вида с соблюдением рабочих условий применения в соответствии с инструкциями и нормативными документами, действующими для транспорта данного вида.

При погрузочно-разгрузочных работах и транспортировании должны соблюдаться требования манипуляционных знаков на упаковке счетчика.

12 Утилизация

Счетчик не подлежит утилизации совместно с бытовым мусором и по истечении срока его службы необходимо осуществлять утилизацию отдельно по группам материалов: пластмассовые элементы, радиоэлементы, металлические элементы корпуса и крепежные элементы в соответствии с действующими в регионе потребителя нормативными документами.

Утилизация отработанных батарей питания производится отдельно, в соответствии с действующими нормативными документами.

Приложение А

(обязательное)

Модификации счетчика Милур 307S.(23, 72)

Таблица А.1

Условное обозначение счетчика	Корпус	Класс точности акт./реакт.	Встр. реле	Двунапр. учет энергии	U _{ном} , В	I _{ном} (I _{макс}), А	Дискр. вход/выход	Интерфейс связи	Исполнение ТСКЯ.411152.007-хх.хх
Милур 307S.72-RZ-2-D	10m	0,5/1	+	раздельно	3х230/400	5(100)	0/0	Оптопорт, RF433, RS-485	07.01
Милур 307S.72-H11RZ-2-D	10m	0,5/1	+	раздельно	3х230/400	5(100)	0/0	Оптопорт, GSM LTE, RF433, RS-485	07.17
Милур 307S.72-H11aRZ-2-D	10m	0,5/1	+	раздельно	3х230/400	5(100)	0/0	Оптопорт, GSM LTE, RF433, RS-485	07.23
Милур 307S.23-RRZ-2	10m	0,5S/1	-	раздельно	3х230/400	5(10)	2/2	Оптопорт, RF433, 2хRS-485	07.44
Милур 307S.23-H11RRZ-2	10m	0,5S/1	-	раздельно	3х230/400	5(10)	2/2	Оптопорт, GSM LTE, RF433, 2хRS-485	07.52
Милур 307S.23-H11aRRZ-2	10m	0,5S/1	-	раздельно	3х230/400	5(10)	2/2	Оптопорт, GSM LTE, RF433, 2хRS-485	07.58

Приложение Б
(справочное)
Габаритные размеры счетчика

На рисунке Б.1 приведены габаритные размеры счетчика.

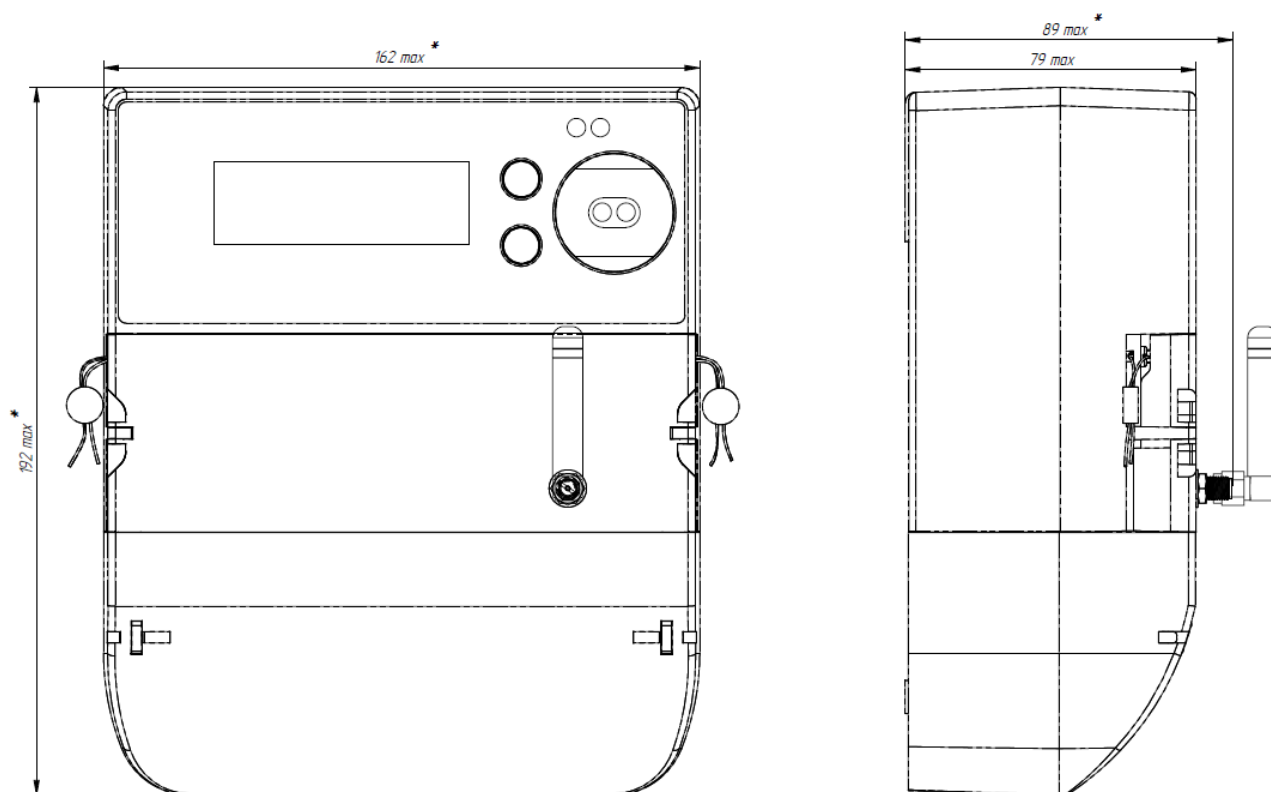


Рисунок Б.1

Приложение В (справочное) Журналы событий

В.1 Журнал событий, относящихся к напряжениям

Журнал имеет глубину не менее 1024 записей в зависимости от версии ВПО. Каждая запись содержит следующие данные (рисунок В.1):

- дата и время захвата события;
- код события;
- напряжение фазы;
- глубина провала/перенапряжения;
- длительность провала/перенапряжения;
- время работы счетчика.

№	Время	Код события	U, В	Глубина провала/перенапряжения, В	Длительность, мсек	Время работы ПУ, с
1	26.01.2024 14:27:17	9: Низкое напряжение - начало	205.859	-24.059	0	123413
2	26.01.2024 14:27:38	7: Превышение напряжения - начало	283.676	53.758	0	123431
3	26.01.2024 14:27:38	8: Превышение напряжения - окончание	230.022	69.1	3	123431
4	26.01.2024 14:29:09	9: Низкое напряжение - начало	204.358	-25.56	0	123522
5	26.01.2024 14:29:30	9: Низкое напряжение - начало	204.716	-25.202	0	123540
6	26.01.2024 14:31:30	10: Низкое напряжение - окончание	229.854	-25.412	6000	123660
7	26.01.2024 14:31:47	9: Низкое напряжение - начало	206.049	-23.869	0	123677
8	26.01.2024 14:32:08	9: Низкое напряжение - начало	161.035	-68.884	0	123696
9	26.01.2024 14:32:57	10: Низкое напряжение - окончание	229.989	-69.072	2454	123745
10	26.01.2024 14:33:04	9: Низкое напряжение - начало	206.412	-23.507	0	123752

Рисунок В.1

Журнал напряжений содержит события и коды, приведенные в таблице В.1.

Таблица В.1

Код события	Описание события
1	Фаза А - прерывание напряжения
2	Фаза А - восстановление напряжения
3	Фаза В - прерывание напряжения
4	Фаза В - восстановление напряжения
5	Фаза С - прерывание напряжения
6	Фаза С - восстановление напряжения
7	Превышение напряжения любой фазы
8	Окончание перенапряжения любой фазы

Код события	Описание события
9	Низкое напряжение любой фазы — начало
10	Низкое напряжение любой фазы — окончание
11	Превышение коэффициента несимметрии напряжений по обратной последовательности — начало
12	Превышение коэффициента несимметрии напряжений по обратной последовательности — окончание
13	Фаза А — перенапряжение начало
14	Фаза А — перенапряжение окончание
15	Фаза В — перенапряжение начало
16	Фаза В — перенапряжение окончание
17	Фаза С — перенапряжение начало
18	Фаза С — перенапряжение окончание
19	Фаза А — провал начало
20	Фаза А — провал окончание
21	Фаза В — провал начало
22	Фаза В — провал окончание
23	Фаза С — провал начало
24	Фаза С — провал окончание
25	Неправильная последовательность фаз начало
26	Неправильная последовательность фаз окончание
27	Прерывание напряжения
28	Восстановление напряжения

В.2 Журнал событий, относящихся к токам

Журнал имеет глубину не менее 256 записей в зависимости от версии ВПО.

Каждая запись содержит следующие данные:

- дата и время захвата события;
- время работы счетчика;
- код события.

Журнал содержит коды и события, приведенные в таблице В.2.

Таблица В.2

Код события	Описание события
1	Фаза А – экспорт начало
2	Фаза А – экспорт окончание
3	Фаза В – экспорт начало
4	Фаза В – экспорт окончание
5	Фаза С – экспорт начало
6	Фаза С – экспорт окончание
13	Небаланс токов – начало
14	Небаланс токов - окончание
15	Замыкание трансформатора тока - начало
16	Окончание замыкания трансформатора тока
17	Превышение тока любой фазы – начало
18	Окончание превышения тока любой фазы

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

В.3 Журнал превышения тангенса (по превышению реактивной мощности)

Глубина журнала не менее 256 записей в зависимости от версии ВПО. Отображаемые события: превышение установленного порога по реактивной мощности (тангенса нагрузки) - начало и превышение установленного порога по реактивной мощности (тангенса нагрузки) — окончание.

В.4 Журнал событий включения/выключения счетчика

Журнал имеет глубину не менее 256 записей в зависимости от версии ВПО. Каждая запись содержит следующие данные:

- дата и время захвата события;
- время работы счетчика;
- код события.

Отображаемые события приведены в таблице В.3.

Таблица В.3

Код события	Описание события
1	Выключение питания ПУ
2	Включение питания ПУ
3	Выключение абонента дистанционное
4	Включение абонента дистанционное
5	Получение разрешения на включение абоненту
6	Выключение реле нагрузки абонентом
7	Включение реле нагрузки абонентом
8	Выключение локальное по превышению лимита мощности
9	Выключение локальное по превышению максимального тока
10	Выключение локальное при воздействии магнитного поля
11	Выключение локальное по превышению напряжения

Код события	Описание события
12	Включение локальное при возвращении напряжения в норму
13	Выключение локальное по наличию тока при отсутствии напряжения
14	Выключение локальное по разбалансу токов
15	Выключение локальное по температуре
16	Включение резервного питания
17	Отключение резервного питания
18	Выключение локальное при вскрытии клеммной крышки или корпуса

В.5 Журнал коррекции данных

Журнал имеет глубину не менее 1024 записей в зависимости от версии ВПО.

Каждая запись содержит следующие данные:

- дата и время захвата события;
- время работы счетчика;
- номер канала (интерфейса);
- код события.

Отображаемые события приведены в таблице В.4.

Таблица В.4

Код события	Описание события
1	Изменение адреса или скорости обмена RS-485-1
2	Изменение адреса или скорости обмена RS-485-2
3	Установка времени
4	Изменение параметров перехода на летнее время
5	Изменение сезонного профиля тарифного расписания (ТР)
6	Изменение недельного профиля ТР
7	Изменение суточного профиля ТР
8	Изменение даты активации ТР
9	Активация ТР
10	Изменение расчетного дня/часа (РДЧ)
11	Изменение режима индикации (параметры)
12	Изменение режима индикации (автопереключение)
13	Изменение пароля низкой секретности (на чтение)
14	Изменение пароля высокой секретности (на запись)
15	Изменение данных точки учета
16	Изменение коэффициента трансформации по току
17	Изменение коэффициента трансформации по напряжению
18	Изменение параметров линии для вычисления потерь в ЛЭП
19	Изменение лимита мощности для отключения
20	Изменение интервала времени на отключение по мощности
21	Изменение интервала времени на отключение по превышению максимального тока
22	Изменение интервала времени на отключение по максимальному напряжению
23	Изменение интервала времени на отключение по воздействию магнитного поля
24	Изменение порога для фиксации перерыва в питании

Код события	Описание события
25	Изменение порога для фиксации перенапряжения
26	Изменение порога для фиксации провала напряжения
27	Изменение порога для фиксации превышения тангенса
28	Изменение порога для фиксации коэффициента несимметрии напряжений
29	Изменение согласованного напряжения
30	Изменение интервала интегрирования пиковой мощности
31	Изменение периода захвата профиля 1
32	Изменение периода захвата профиля 2
33	Изменение режима подсветки LCD
34	Изменение режима телеметрии 1
35	Очистка месячного журнала
36	Очистка суточного журнала
37	Очистка журнала напряжения
38	Очистка журнала тока
39	Очистка журнала вкл/выкл
40	Очистка журнала внешних воздействий
41	Очистка журнала соединений
42	Очистка журнала несанкционированного доступа
43	Очистка журнала качества сети
44	Очистка журнала тангенса
45	Очистка журнала входов/выходов
46	Очистка профиля 1
47	Очистка профиля 2
48	Очистка профиля 3
49	Изменение таблицы специальных дней
50	Изменение режима управления реле
51	Фиксация показаний в месячном журнале
52	Изменение режима инициативного выхода
53	Изменение одноадресного ключа для низкой секретности
54	Изменение широковещательного ключа шифрования для низкой секретности
55	Изменение одноадресного ключа для высокой секретности
56	Изменение широковещательного ключа для высокой секретности
57	Изменение ключа аутентификации для высокой секретности
58	Изменение мастер-ключа
59	Изменение уровня преобразования для низкой секретности
60	Изменение уровня преобразования для высокой секретности
61	Изменение номера дистанционного дисплея
62	Изменение режима учета активной энергии (по модулю или отдельно в двух направлениях)
63	Установка времени по GPS/ГЛОНАСС
65	Обновление ПО
66	Изменение режима отключения по разбалансу токов
67	Изменение режима отключения по температуре
68	Коррекция времени
69	Изменение ключа аутентификации для низкой секретности
70	Очистка флагов инициативного выхода
71	Изменение таймаута для HDLC-соединения
72	Изменение часов больших нагрузок
73	Изменение часов контроля максимума
74	Изменение схемы подключения

Код события	Описание события
75	Изменение режима телеметрии 2
76	Изменение режима телеметрии 3
77	Изменение режима телеметрии 4
78	Изменение режима отключения при вскрытии клеммной крышки или корпуса
79	Изменение настройки активного коммуникационного профиля для портов связи
80	Очистка журнала качества сети на месячном интервале
81	Изменение интервала интегрирования параметров сети
82	Изменение порогового значения по времени. Коэффициент реактивной мощности (tg) средний по всем фазам
83	Изменение порогового значения по времени. Дифференциальный ток, % от величины наибольшего тока
84	Изменение порогового значения по времени. Коэффициент несимметрии по обратной последовательности
85	Изменение адреса или скорости обмена (Оптопорт P1)
86	Изменение адреса или скорости обмена (Порт P4)

В.6 Журнал внешних воздействий

Журнал имеет глубину не менее 256 записей в зависимости от версии ВПО.

Каждая запись содержит следующие данные:

- дата и время захвата события;
- время работы счетчика;
- код события.

Отображаемые события приведены в таблице В.5.

Таблица В.5

Код события	Описание события
1	Магнитное поле — начало
2	Магнитное поле — окончание
3	Срабатывание электронной пломбы крышки клеммников
4	Срабатывание электронной пломбы корпуса

В.7 Журнал коммуникационных событий

Журнал имеет глубину не менее 128 записей в зависимости от версии ВПО.

Каждая запись содержит следующие данные:

- дата и время захвата события;
- время работы счетчика;
- номер канала (интерфейса);
- адрес (клиента);

- одно из событий.

Отображаемые события приведены в таблице В.6.

Таблица В.6

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

В.8 Журнал контроля доступа

Журнал имеет глубину не менее 128 записей в зависимости от версии ВПО.

Каждая запись содержит следующие данные:

- дата и время захвата события;
- код события;
- время работы счетчика;
- номер канала (интерфейса);
- адрес (клиента).

Отображаемые события приведены в таблице В.7.

Таблица В.7

Код события	Описание события
1	Попытка несанкционированного доступа (интерфейс)
2	Нарушение требований протокола

В.9 Журнал самодиагностики

Журнал имеет глубину не менее 256 записей в зависимости от версии ВПО.

Каждая запись содержит следующие данные:

- дата и время захвата события;
- время работы счетчика;
- код события.

Отображаемые события приведены в таблице В.8.

Таблица В.8

Код события	Описание события
1	Инициализация ПУ
2	Измерительный блок — ошибка
3	Измерительный блок — норма
4	Вычислительный блок — ошибка
5	Часы реального времени — ошибка

Код события	Описание события
6	Часы реального времени — норма
7	Блок питания — ошибка
8	Блок питания — норма
9	Дисплей — ошибка
10	Дисплей — норма
11	Блок памяти — ошибка
12	Блок памяти — норма
13	Блок памяти программ — ошибка
14	Блок памяти программ — норма
15	Система тактирования ядра — ошибка
16	Система тактирования ядра — норма
17	Система тактирования часов — ошибка
18	Система тактирования часов — норма

В.10 Журнал параметров качества сети

Журнал имеет глубину не менее 512 записей в зависимости от версии ВПО.

Каждая запись содержит следующие данные:

- дата и время захвата события;
- время работы счетчика;
- код события:
 - 1) снижение напряжения более, чем на 10 %;
 - 2) повышение напряжения более, чем на 10 %;
 - 3) снижение частоты более, чем на 0,4 Гц;
 - 4) снижение частоты более, чем на 0,2 Гц;
 - 5) увеличение частоты более, чем на 0,2 Гц;
 - 6) увеличение частоты более, чем на 0,4 Гц;
 - 7) отклонение напряжения более, чем на 10 % от номинала (профиль суточных показаний);
 - 8) отклонение частоты более, чем на 0,4 Гц от номинала (профиль суточных показаний).

В.11 Журнал выхода тангенса за порог на интервале интегрирования

Глубина журнала не менее 512 записей в зависимости от версии ВПО. Журнал отображает зафиксированный коэффициент реактивной мощности (тангенс сети).

В.12 Журнал коррекции времени

Глубина журнала не менее 128 записей в зависимости от версии ВПО. Кроме временной метки и времени работы счетчика в журнале отображается скорректированное время.

В.13 Журнал на начало года

Глубина журнала не менее 3 записей в зависимости от версии ВПО. Журнал отображает дату и время захвата, значения активной энергии суммарно по всем тарифам в прямом и обратном направлениях и отдельно по тарифам в прямом направлении, значения реактивной энергии суммарно по всем тарифам в прямом и обратном направлениях и отдельно по тарифам в прямом направлении.

В.14 Журнал качества сети за расчетный период

Глубина журнала не менее 36 записей в зависимости от версии ВПО. Журнал отображает суммарное время отклонения напряжения и количество перенапряжений за расчётный период.

В.15 Журнал контроля мощности

Глубина журнала не менее 128 записей в зависимости от версии ВПО. Журнал отображает состояния:

- бит 0 - Превышение заданного уровня активной мощности на интервале интегрирования 2;
- бит 1 - Превышение заданного уровня активной мощности на интервале интегрирования 2 в часы пиковых нагрузок.

В.16 Журнал батареи

Глубина журнала не менее 4 записей в зависимости от версии ВПО. Журнал отображает состояния:

- 1 - батарея заряжена;
- 2 - батарея скоро будет полностью разряжена;

- 3 - батарея полностью разряжена или отсутствует.

В.17 Журнал блокиратора реле нагрузки

Глубина журнала не менее 10 записей в зависимости от версии ВПО. Журнал отображает состояния:

- 0 - блокировка отключена;
- 1 - блокировка включена.

Приложение Г

(справочное)

Циклы-кадры ЖКИ счетчика и их значения

Г.1 Расшифровка символов на ЖКИ

В таблице Г.1 приведена расшифровка символов ЖКИ счетчика.

Таблица Г.1

Символы на ЖКИ счетчиков в корпусе 10m	Значение
kW·h	кВт·ч – единица измерения активной энергии
kvar·h	квар·ч – единица измерения реактивной энергии
W	Вт – единица измерения активной мощности
var	Вар – единица измерения реактивной мощности
VA	В·А – единица измерения полной мощности
V	В – единица измерения напряжения
A	А – единица измерения тока
Hz	Гц – единица измерения частоты
	Номер текущего тарифа (от 1 до 8), в котором ведется учет энергопотребления в текущее время суток (при отсутствии событий в диагностическом кадре)
Тариф 2	Номер тарифа (от 1 до 8) для которого на ЖКИ выводится информация (может не совпадать с текущим тарифом)
 (мигающий символ)	Фиксация факта одного из событий: воздействие магнитным полем, вскрытие корпуса, показатель качества электроэнергии или код самодиагностики.
A →	Текущее направление активной энергии, энергия прямого направления
A ←	Текущее направление активной энергии, энергия обратного направления
R →	Текущее направление потребления реактивной энергии прямого направления
R ←	Текущее направление реактивной энергии, энергия обратного направления
ФАЗА А В С	Отображение величин по каждой фазе. Мигающие символы (А, В, С) означают отсутствие напряжения на фазах. Неправильное чередование фаз отображается так: символ «А» индицируется постоянно, символы «В» и «С» мигают попеременно
СУММА	Суммарное значение величин
	Вскрытие крышек клеммных колодок или корпуса

Символы на ЖКИ счетчиков в корпусе 10m	Значение
	Напряжение внутреннего источника питания, мигающий символ означает низкий заряд источника и необходимость его замены. Если символ разряда на экране горит постоянно, то батарея полностью разряжена или отсутствует.
	Индикация энергии прямого направления
	Индикация энергии обратного направления
	Индикация разомкнутого состояния реле
	Индикация подключения внешнего источника питания
b1	Напряжение сменной батареи
b2	Напряжение встроенной батареи
П1	Версия метрологически значимой части ПО
П2	Номер сборки
П3	Версия метрологической части ПО
Р4	Физический адрес счетчика
	Меню вывода кодов возникших событий (Г.2)
PF пример обозначения «0.0.0»	Индикация коэффициента мощности
Ur	Коэффициент трансформации по напряжению (для счетчиков трансформаторного включения)
Cr	Коэффициент трансформации по току (для счетчиков трансформаторного включения)
Примечание - На ЖКИ выводится численное значение энергий, накопленных за отчетный период. Отчетным периодом является месяц, за который выставляется счет потребителю. Начало отсчета периода может быть настроено программно.	

Г.2 Меню вывода кодов возникших событий

Просмотр события осуществляется в одном из циклов ручного режима в виде кода группы событий, как показано на рисунке Г.1. При этом символ «0» означает, что событие не произошло, «1» – событие произошло, «00» – самодиагностика прошла успешно. Все события фиксируются в соответствующих журналах событий. Расшифровка кодов самодиагностики на ЖКИ приведена в таблице Г.2.

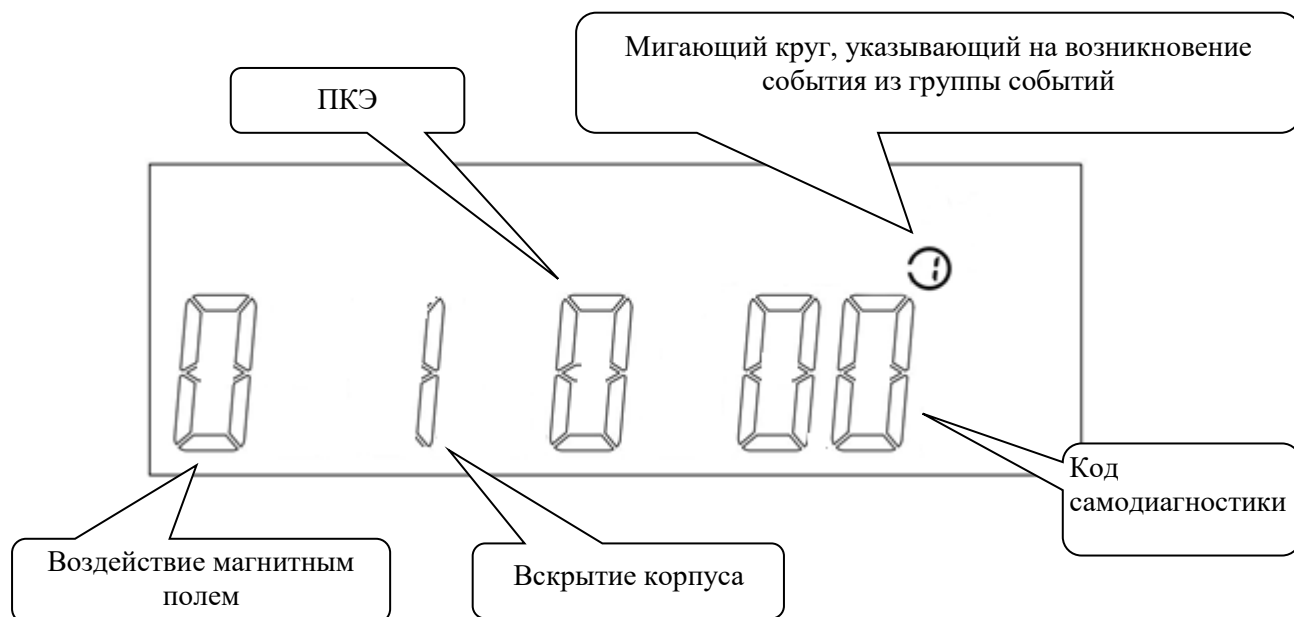


Рисунок Г.1

Таблица Г.2

Запись в двоичном виде	На ЖКИ	Примечание
000000	00	Ошибок самодиагностики нет
000001	01	Ошибка измерительного блока
000010	02	Ошибка вычислительного блока
000100	04	Ошибка часов реального времени
001000	08	Ошибка блока питания
010000	16	Ошибка блока памяти
100000	32	Ошибка 3D-датчика магнитного датчика
111111	63	Ошибка всех блоков

Примечание – При возникновении нескольких ошибок одновременно на ЖКИ отображается суммарный (составной) код, для расшифровки которого необходимо перевести отображаемое двухзначное десятичное значение в двоичную систему счисления и сопоставить номера ненулевых битов в нем с информацией из данной таблицы.

Г.2 Постоянно отображаемые символы, показывающие текущие состояния

Номер текущего тарифа (тарифа, по которому ведется учет энергии в данное время суток) и текущего направления протекания энергии отображаются на ЖКИ всегда, независимо от цикла и кадра индикации (рисунок Г.2).

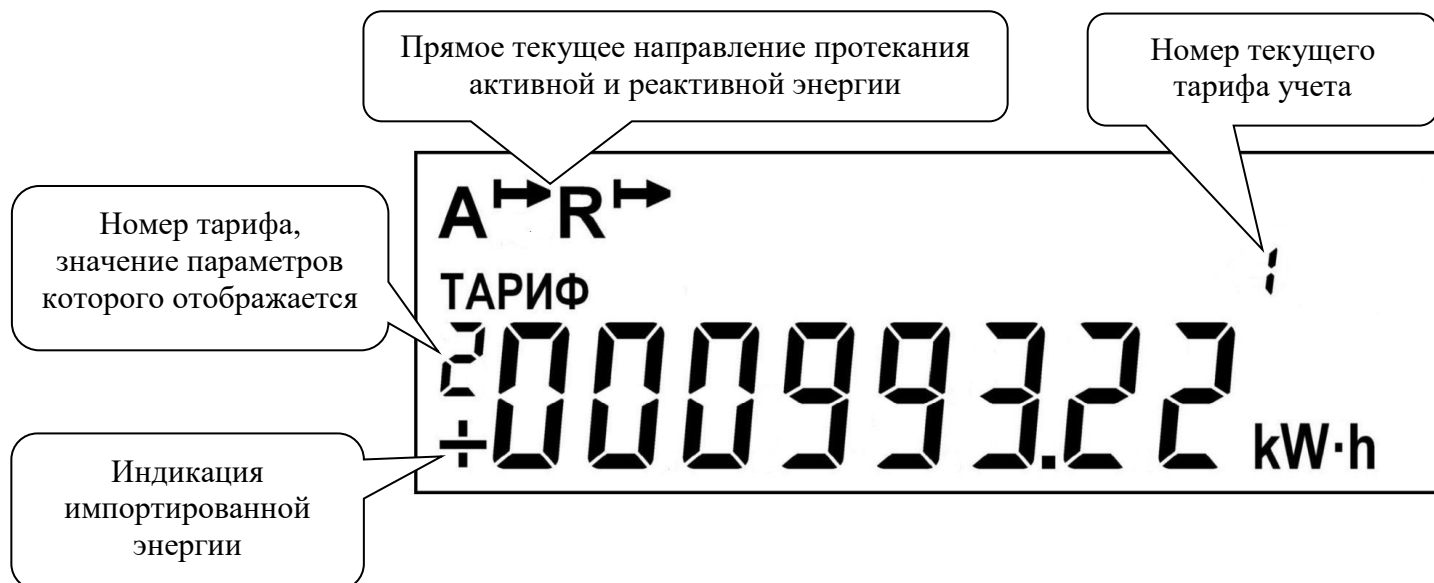


Рисунок Г.2 - Пример отображения символов, показывающих текущие состояния

Г.3 Символы, отображаемые при наступлении определенных событий

Указанные ниже символы отображаются на ЖКИ независимо от кадра и цикла индикации только при наступлении определенных событий. Символ, отображающийся при фиксации событий воздействия магнитным полем или вскрытия крышки корпуса, отображается и по окончании события и может быть сброшен только уполномоченным персоналом (рисунок Г.3).



Рисунок Г.3 - Символы, отображаемые при наступлении определенных событий

Г.4 Автоматический цикл индикации (цикл 0)

Состав цикла индикации в автоматическом режиме является настраиваемым. Стандартный состав цикла показан в таблице Г.3.

Таблица Г.3

Кадр цикла	Изображение на экране	Значение, ед. изм.
1	The screen shows the word "СУММА" (SUM) above the value "0.322 kW·h". To the right of the value is a small circle with a diagonal line through it. A callout points to the value: "Вывод значения суммарного по всем тарифам активной энергии" (Output of the total active energy for all tariffs). Another callout points to the tariff number "7": "Номер текущего тарифа учета" (Current tariff number for accounting).	Суммарное (по всем тарифам) значение активной энергии прямого направления, накопленной нарастающим итогом с момента изготовления, кВт·ч

Кадр цикла	Изображение на экране	Значение, ед. изм.
2	 номер текущего тарифа номер тарифа, значение параметров которого отображается энергия прямого направления (импортируемая)	Значение активной энергии прямого направления, накопленной нарастающим итогом с момента изготовления по тарифу 1, кВт·ч
3, 4, 5	Аналогично кадрам 1 и 2 с соответствующей цифрой тарифа	Значение активной энергии прямого направления, накопленной нарастающим итогом с момента изготовления по тарифам 2, 3, 4, кВт·ч (аналогично 2 с соответствующим номером тарифа)
6		Текущее значение суммарной активной мощности, Вт
7		Текущая дата
8		Текущее время
Примечание – В данном цикле могут также отображаться данные по напряжению внутреннего источника питания, текущего значения тока, напряжения, частоты.		

Г.5 Циклы ручного режима индикации

Состав и количество циклов ручного режима индикации настраиваемый (с помощью конфигуратора DLMS). Максимальное количество циклов в ручном режиме - 15. Каждый цикл может содержать до 32-х кадров. Стандартный состав циклов приведен в пунктах Г.5.2-Г.5.13.

Цикл 1 (A+, R+):

- активная энергия, импорт¹⁾ (по всем тарифам суммарно);
- активная энергия, импорт Тариф 1;
- активная энергия, импорт Тариф 2;
- активная энергия, импорт Тариф 3;
- активная энергия, импорт Тариф 4;
- активная энергия, импорт Тариф 5;
- активная энергия, импорт Тариф 6;
- активная энергия, импорт Тариф 7;
- активная энергия, импорт Тариф 8;
- реактивная энергия, импорт (по всем тарифам суммарно);
- реактивная энергия, импорт Тариф 1;
- реактивная энергия, импорт Тариф 2;
- реактивная энергия, импорт Тариф 3;
- реактивная энергия, импорт Тариф 4.
- реактивная энергия, импорт Тариф 5;
- реактивная энергия, импорт Тариф 6;
- реактивная энергия, импорт Тариф 7;
- реактивная энергия, импорт Тариф 8.

Цикл 2 (A-, R-):

- активная энергия, экспорт²⁾ (по всем тарифам суммарно);
- активная энергия, экспорт Тариф 1;
- активная энергия, экспорт Тариф 2;
- активная энергия, экспорт Тариф 3;
- активная энергия, экспорт Тариф 4;
- активная энергия, экспорт Тариф 5;
- активная энергия, экспорт Тариф 6;
- активная энергия, экспорт Тариф 7;
- активная энергия, экспорт Тариф 8;

- реактивная энергия, экспорт (по всем тарифам суммарно);
- реактивная энергия, экспорт Тариф 1;
- реактивная энергия, экспорт Тариф 2;
- реактивная энергия, экспорт Тариф 3;
- реактивная энергия, экспорт Тариф 4;
- реактивная энергия, экспорт Тариф 5;
- реактивная энергия, экспорт Тариф 6;
- реактивная энергия, экспорт Тариф 7;
- реактивная энергия, экспорт Тариф 8.

Цикл 3 (A+, R+ за расчётный период). Значение потребленной электрической энергии прямого направления на конец последнего программируемого расчетного периода (для всех кадров ниже):

- активная энергия нарастающим итогом, импорт (по всем тарифам суммарно);
- активная энергия, импорт Тариф 1;
- активная энергия, импорт Тариф 2;
- активная энергия, импорт Тариф 3;
- активная энергия, импорт Тариф 4;
- активная энергия, импорт Тариф 5;
- активная энергия, импорт Тариф 6;
- активная энергия, импорт Тариф 7;
- активная энергия, импорт Тариф 8;
- реактивная энергия нарастающим итогом, импорт (по всем тарифам суммарно);
- реактивная энергия, импорт Тариф 1;
- реактивная энергия, импорт Тариф 2;
- реактивная энергия, импорт Тариф 3;
- реактивная энергия, импорт Тариф 4;
- реактивная энергия, импорт Тариф 5;
- реактивная энергия, импорт Тариф 6;
- реактивная энергия, импорт Тариф 7;

- реактивная энергия, импорт Тариф 8.

Цикл 4 (А-, R- за расчётный период). Значение потребленной электрической энергии обратного направления на конец последнего программируемого расчетного периода (для всех кадров ниже):

- активная энергия нарастающим итогом, экспорт (по всем тарифам суммарно);
- активная энергия, экспорт Тариф 1;
- активная энергия, экспорт Тариф 2;
- активная энергия, экспорт Тариф 3;
- активная энергия, экспорт Тариф 4;
- активная энергия, экспорт Тариф 5;
- активная энергия, экспорт Тариф 6;
- активная энергия, экспорт Тариф 7;
- активная энергия, экспорт Тариф 8;
- реактивная энергия нарастающим итогом, экспорт (по всем тарифам суммарно);
- реактивная энергия, экспорт Тариф 1;
- реактивная энергия, экспорт Тариф 2;
- реактивная энергия, экспорт Тариф 3;
- реактивная энергия, экспорт Тариф 4.
- реактивная энергия, экспорт Тариф 5;
- реактивная энергия, экспорт Тариф 6;
- реактивная энергия, экспорт Тариф 7;
- реактивная энергия, экспорт Тариф 8.

Цикл 5 (Мощность):

- суммарная активная мощность;
- активная мощность фазы А;
- активная мощность фазы В;
- активная мощность фазы С;
- суммарная реактивная мощность;
- реактивная мощность фазы А;

- реактивная мощность фазы В;
- реактивная мощность фазы С;
- суммарная полная мощность;
- полная мощность фазы А;
- полная мощность фазы В;
- полная мощность фазы С.

Цикл 6 (Напряжение, ток):

- напряжение фазы А;
- напряжение фазы В;
- напряжение фазы С;
- напряжение линейное фазы А;
- напряжение линейное фазы В;
- напряжение линейное фазы С;
- ток фазы А;
- ток фазы В;
- ток фазы С;
- частота сети.

Цикл 7 (Коэффициенты трансформации):

- коэффициент трансформации по току (C_r);
- коэффициент трансформации по напряжению (U_r).

Цикл 8 (Коэффициенты мощности и угла):

- суммарный коэффициент мощности;
- коэффициент мощности фазы А;
- коэффициент мощности фазы В;
- коэффициент мощности фазы С;
- угол U_I фазы А;
- угол U_I фазы В;
- угол U_I фазы С;
- угол U_{ab} ;

- угол U_{bc} ;
- угол U_{ca} .

Цикл 9 (Дата/Время):

- дата;
- время;
- напряжение сменной батареи (b1);
- напряжение встроенной батареи (b2);
- физический адрес ПУ (SA);
- меню вывода кодов возникших событий.

Цикл 10 (Версия ПО):

- версия ПО;
- версия метрологической части ПО;
- версия сборки.

Цикл 10 (Управление реле):

- состояние реле;
- кадр включения реле;
- кадр выключения реле.

Цикл 11 (Диагностика):

- Диагностика GSM/LTE.

¹⁾Импорт - энергия прямого направления.

²⁾Экспорт - энергия обратного направления.

Г.6 Отображение статусов LTE модемов на ЖКИ

Пример внешнего вида экрана отображения статусов LTE приведен на рисунке

Г.4.

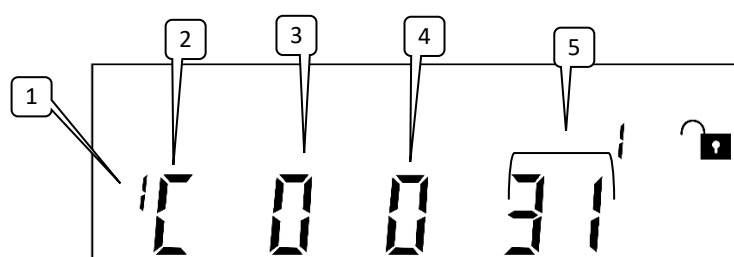


Рисунок Г.4

1 – Для LTE номер активной SIM-карты:

- 1 – активна SIM1;
- 2 – активна SIM2.

2 – Режим работы модуля:

- C – режим работы «Клиент»;
- S – режим работы «Сервер».

3 – Статус (таблица Г.4).

Таблица Г.4

Статус	Наименование	Описание	Переход в следующее состояние
0	Подача питания, перезагрузка	Начальное состояние или состояние, в которое переходит модем в случае ошибки	В случае получения ошибки на первую AT-команду модем должен с задержкой в 3 с уходить в состояние "перезагрузка"
1	Отсутствует SIM-карта	На команду проверки наличия SIM-карты получен отрицательный ответ	После получения статуса с задержкой в 10 с модем должен уходить в состояние "перезагрузка"
2	Процесс регистрации в сети оператора	Идет процесс регистрации в сети оператора, результатом должна стать успешная регистрация в сети оператора (либо в "роуминге")	В случае успеха завершается переходом в состояние 3 или 4. Иначе модем должен уходить в состояние "перезагрузка"
3	Успешная регистрация в сети	Модем успешно зарегистрирован в сети оператора	В случае успеха завершается переходом к активации GPRS контекста. Иначе модем должен уходить в состояние "перезагрузка"
4	RegisteredRoaming	Модем успешно зарегистрирован в "роуминге" (такое состояние считается ошибочным)	После получения статуса с задержкой в 10 с модем должен уходить в состояние "перезагрузка"
5	Подключен к GPRS	Успешная активация GPRS контекста	В случае успеха завершается переходом к попытке подключения TCP. Иначе модем должен уходить в состояние "перезагрузка"

Статус	Наименование	Описание	Переход в следующее состояние
6	Подключение ТСП	Модем подключён к серверу в режиме «Клиент» или ожидает внешних ТСП-подключений в режиме Сервер	Конечное состояние для режима Клиент. Для режима Сервер возможен переход в состояние 7
7	Внешнее ТСП-подключение активно	Внешнее ТСП-подключение активно (режим Сервер)	Конечное состояние для режима Сервер

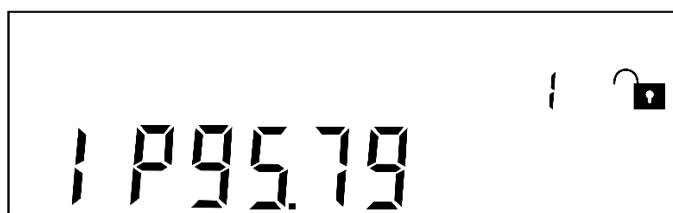


Рисунок Г.5

На рисунке Г.6 приведен пример второго кадра в цикле. На данном кадре отображаются третий и четвертый октеты IP-адреса ТРС-сервера.

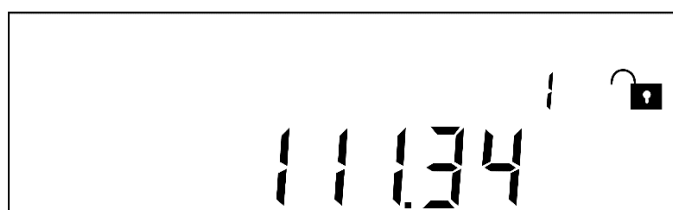


Рисунок Г.6

На рисунке Г.7 приведен пример третьего кадра в цикле. На данном кадре отображается номер порта ТРС-сервера.

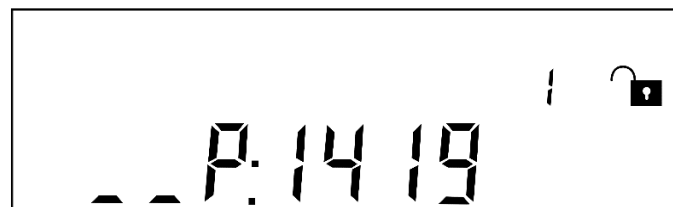


Рисунок Г.7

Приложение Д (справочное)

Блок-схемы подключения счетчика к ПК

На рисунке Д.1 приведена схема подключения счетчика к ПК через интерфейс RS-485 при помощи ПИ «Милур IC» UREG-Z/P.

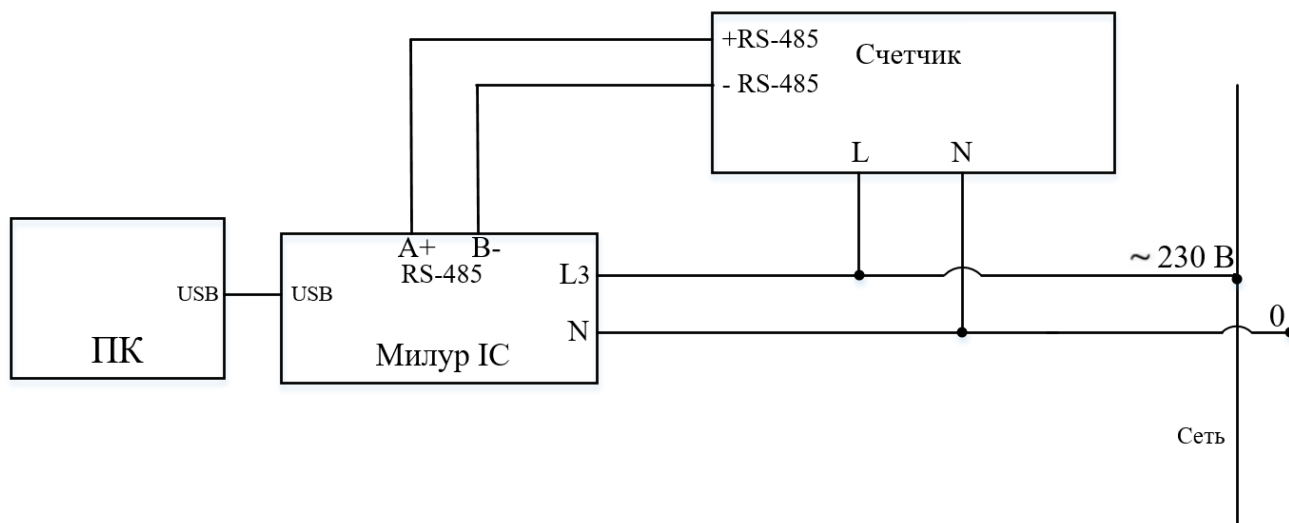


Рисунок Д.1

На рисунке Д.2 приведена схема подключения счетчика к ПК через радиointерфейс.

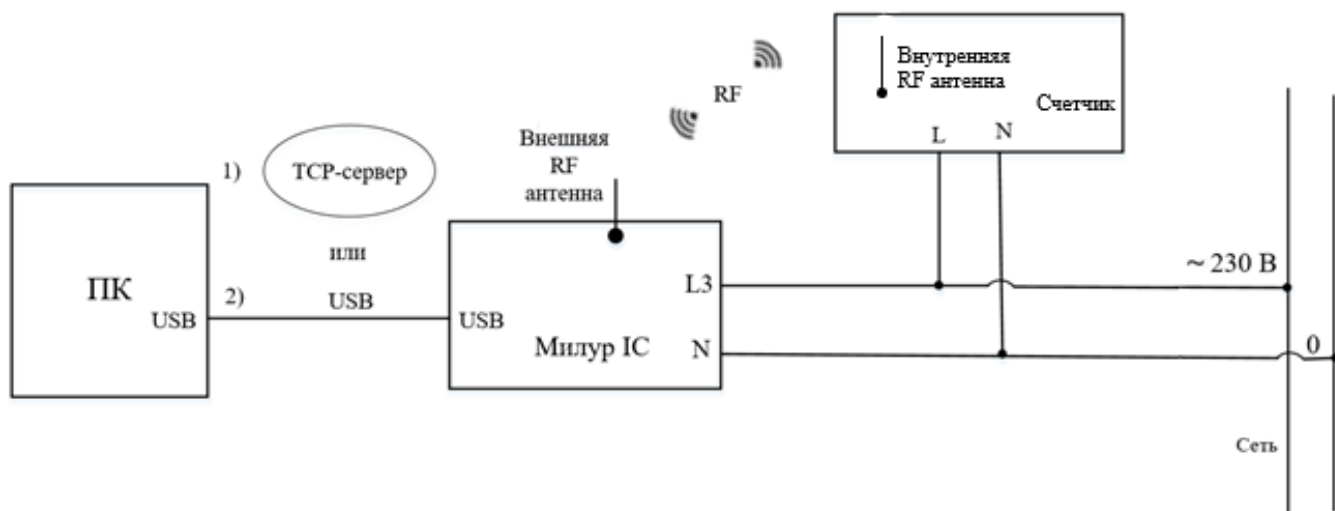


Рисунок Д.2

На рисунке Д.3 приведена схема подключения счетчика к ПК через интерфейс LTE.

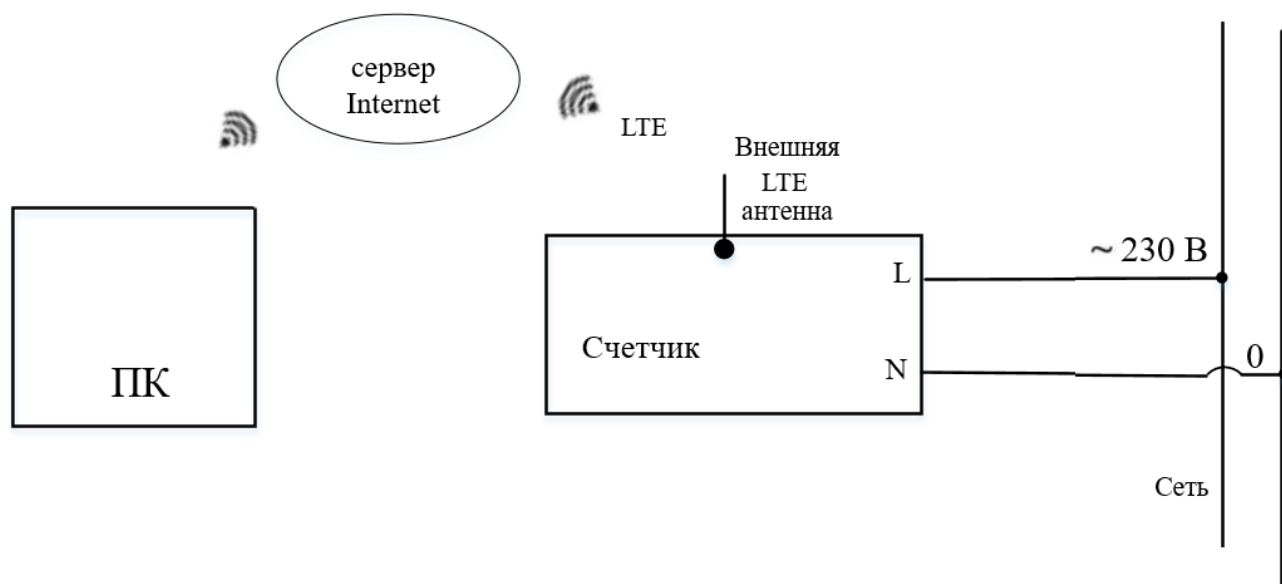


Рисунок Д.3

Приложение Е

(справочное)

Ссылочные нормативные документы

Ссылочные документы, примененные в настоящем руководстве, приведены в таблице Е.1.

Таблица Е.1

Обозначение документа, на который дана ссылка	Наименование документа	Номер раздела, подраздела, пункта, в котором дана ссылка
ГОСТ 12.2.091-2012 (IEC 61010-1:2001)	Безопасность электрического оборудования для измерения, управления и лабораторного применения. Часть 1. Общие требования	р. 1
ГОСТ Р МЭК 870-3-93	Устройства и системы телемеханики. Часть 3. Интерфейсы (электрические характеристики)	п. 3.7.1
ГОСТ 14254-2015	Степени защиты, обеспечиваемые оболочками (Код IP)	п. 2.6
ГОСТ 22261-94	Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия.	п. 2.5; п. 2.10; р. 10; р. 11
ГОСТ 30804.4.30-2013 (IEC 61000-4-30:2008)	Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Методы измерений показателей качества электрической энергии	п. 2.1; п. 2.6
ГОСТ 30805.22-2013 (CISPR 22:2006)	Совместимость технических средств электромагнитная. Оборудование информационных технологий. Радиопомехи промышленные. Нормы и методы измерений	п. 3.5
ГОСТ 31818.11-2012 (IEC 62052-11:2003)	Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Общие требования. Испытания и условия испытаний. Часть 11. Счетчики электрической энергии	п.1; 2.5; 2.10
ГОСТ 31819.22-2012 (IEC 62053-22:2003)	Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 22. Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S	п. 2.6
ГОСТ 31819.23-2012 (IEC 62053-23:2003)	Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Статические счетчики реактивной энергии	п. 2.6
ГОСТ 32144-2013	Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения	п. 2.6

Обозначение документа, на который дана ссылка	Наименование документа	Номер раздела, подраздела, пункта, в котором дана ссылка
ГОСТ Р 58940-2020	Требования к протоколам обмена информацией между компонентами интеллектуальной системы учета и приборами учета	п. 3.8
ГОСТ IEC 61107-2011	Обмен данными при считывании показаний счетчиков, тарификации и управлении нагрузкой. Прямой локальный обмен данными	п. 3.5
ПУЭ	Правила устройства электроустановок (действующая редакция)	п. 1, 4.3
Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей	Приказ Министерства энергетики РФ от 12 августа 2022 г. № 811 “Об утверждении Правил технической эксплуатации электроустановок потребителей электрической энергии”	п. 1
Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок	Приказ Минтруда России от 15.12.2020 N 903н (ред. от 29.04.2022) "Об утверждении Правил по охране труда при эксплуатации"	п. 1
Р 50.2.077-2014	Государственная система обеспечения единства измерений. Испытания средств измерений в целях утверждения типа. Проверка защиты программного обеспечения	п. 3.9

Приложение Ж

(справочное)

Перечень сокращений

Перечень сокращений, примененный в настоящем руководстве, приведен в таблице Ж.1.

Таблица Ж.1

Сокращение	Полное наименование
LPD	Low Power Device (диапазон радиочастот для маломощных устройств, входящих в международную сетку промышленных, научных и медицинских частот)
QR-код	Quick Response Code (код быстрого реагирования)
RF	Radio frequency (порт передачи данных по радиоканалу)
ИСУЭЭ	Интеллектуальная система учета электрической энергии (автоматизированная система коммерческого учета электрической энергии)
ВПО	Встроенное программное обеспечение
ЖКИ	Жидкокристаллический индикатор
ИВКЭ	Информационно-вычислительный комплекс электроустановки
ИВК	Информационно-вычислительный комплекс
ЛЭП	Линия электропередачи
Оптопорт	Оптический порт счетчика
ПИ	Преобразователь интерфейсов 00
ПИ-2	Преобразователь интерфейсов USB/RS-485
ПК	Персональный компьютер
ПО	Программное обеспечение
ПУЭ	Правила устройства электроустановок
СИ	Система интернациональная (международная система единиц)
СИП	Самонесущий изолированный провод
СПОДЭС	Протокол DLMS спецификации протокола обмена данными электронных счетчиков
ТС	Телесигнализация
УСПД	Устройство сбора и передачи данных

Приложение И (справочное)

Перечень соответствий функций счетчиков пунктам ПП РФ 890

Перечень соответствий функций счетчиков пунктам ПП РФ 890 приведен в таблице И.1.

Таблица И.1

Пункт ПП РФ 890	Пункт РЭ, раздел РЭ
28. ПУ ЭЭ к ИСУ, должен удовлетворять требованиям к средствам измерений и обеспечивать в точке учета:	
а) измерение активной и реактивной энергии в сетях переменного тока в двух направлениях с классом точности 1,0 и выше по активной энергии и 2,0 по реактивной энергии (0,5S и выше по активной энергии и 1,0 по реактивной энергии для приборов учета ЭЭ трансформаторного включения) и установленным интервалом между поверками не менее 16 лет для однофазных приборов учета ЭЭ и не менее 10 лет для трехфазных приборов учета ЭЭ;	п. 2.6
б) возможность выполнения измерений с применением коэффициентов трансформации измерительных трансформаторов тока и напряжения (для приборов учета ЭЭ трансформаторного включения);	п. 2.6
в) ведение времени независимо от наличия напряжения в питающей сети с абсолютной погрешностью хода внутренних часов не более 5 секунд в сутки, а также с возможностью смены часового пояса;	п. 2.6, 3.1
г) возможность синхронизации и коррекции времени с внешним источником сигналов точного времени;	п. 3.1
д) возможность учета активной и реактивной энергии с фиксацией на конец программируемых расчетных периодов и по не менее чем 4 программируемым тарифным зонам с не менее чем 4 диапазонами суммирования в каждом (далее - тарифное расписание);	п. 2.6
е) измерение и вычисление:	п. 2.6
- фазного напряжения в каждой фазе;	
- линейного напряжения (для трехфазных приборов учета ЭЭ);	
- фазного тока в каждой фазе;	
- активной, реактивной и полной мощности в каждой фазе и суммарной мощности;	
- значения тока в нулевом проводе (для однофазного прибора учета ЭЭ);	
- небаланса токов в фазном и нулевом проводах (для однофазного прибора учета ЭЭ);	
- частоты электрической сети;	

Пункт ПП РФ 890	Пункт РЭ, раздел РЭ
ж) нарушение индивидуальных ПКЭ (погрешность измерения параметров должна соответствовать классу S или выше согласно ГОСТ 30804.4.30-2013);	
з) контроль наличия внешнего переменного и постоянного магнитного поля;	п. 0
и) отображение на встроенном и (или) выносном цифровом дисплее:	
- текущих даты и времени;	п. 3.3.1
- текущих значений потребленной ЭЭ суммарно и по тарифным зонам;	п. 3.3.1
- текущих значений активной и реактивной мощности, напряжения, тока и частоты;	п. 3.3.1
- значения потребленной ЭЭ на конец последнего программируемого - расчетного периода суммарно и по тарифным зонам;	п. 3.3.1
- индикатора режима приема и отдачи ЭЭ;	п. 3.3.1
- индикатора факта нарушения индивидуальных параметров качества электроснабжения;	п. 3.3.1
- индикатора вскрытия электронных пломб на корпусе и клеммной крышке прибора учета ЭЭ;	
- индикатора факта события воздействия магнитных полей со значением модуля вектора магнитной индукции свыше 150 мТл (пиковое значение) на элементы прибора учета ЭЭ;	
- индикатора неработоспособности прибора учета ЭЭ вследствие аппаратного или программного сбоя;	
к) отображение информации в единицах величин, допущенных к применению.... N 879 "Об утверждении Положения о единицах величин, допускаемых к применению в РФ" (обозначение активной ЭЭ - в кВт·ч, реактивной - в кВАр·ч);	п. 3.3.1
м) наличие 2 интерфейсов связи для организации канала связи (оптического и иного другого), а в отношении приборов учета ЭЭ трансформаторного включения также по цифровому электрическому интерфейсу связи RS-485 или цифровому электрическому интерфейсу связи Ethernet;	п. 2.3, п. 3.5
н) защиту прибора учета ЭЭ от несанкционированного доступа с помощью реализации в приборе учета: идентификации и аутентификации; контроля доступа; контроля целостности; регистрации событий безопасности в журнале событий;	п. 3.9
о) фиксирование несанкционированного доступа к прибору учета посредством энергонезависимой электронной пломбы, фиксирующей вскрытие клеммной крышки и вскрытие корпуса (для разборных корпусов);	п. 3.9.2.2
п) фиксацию воздействия постоянного или переменного магнитного поля с указанием даты и времени воздействия со значением модуля вектора магнитной индукции свыше 150 мТл (пиковое значение);	п. 3.9.2.3
р) запись событий в отдельные выделенные сегменты энергонезависимой памяти прибора учета ЭЭ (с указанием даты и времени), результатов нарушения индивидуальных ПКЭ - в отдельные выделенные сегменты энергонезависимой памяти прибора учета ЭЭ (далее соответственно - журнал событий, ведение журнала событий) в объеме не менее чем на 500 записей;	п. 3.2

Пункт ПП РФ 890	Пункт РЭ, раздел РЭ
с) ведение журнала событий, в котором должно фиксироваться следующее:	Приложение В
- дата и время вскрытия клеммной крышки;	
- дата и время вскрытия корпуса прибора учета ЭЭ (для разборных корпусов);	
- дата, время и причина включения и отключения встроенного коммутационного аппарата;	
- дата и время последнего перепрограммирования;	
- дата, время, тип и параметры выполненной команды;	
- попытка доступа с неуспешной идентификацией и (или) аутентификацией;	
- попытка доступа с нарушением правил управления доступом;	
- дата и время воздействия постоянного или переменного магнитного поля со значением модуля вектора магнитной индукции свыше 150 мТл (пиковое значение) с визуализацией индикации;	
- факт связи с прибором учета ЭЭ, приведшей к изменению параметров конфигурации, режимов функционирования (в том числе введение полного и (или) частичного ограничения (возобновления) режима потребления ЭЭ (управление нагрузкой);	
- дата и время отклонения напряжения в измерительных цепях от заданных пределов;	
- отсутствие или низкое напряжение при наличии тока в измерительных цепях с конфигурируемыми порогами (кроме однофазных и трехфазных приборов учета ЭЭ прямого включения);	
- отсутствие напряжения либо значение напряжения ниже запрограммированного порога по каждой фазе с фиксацией времени пропадания и восстановления напряжения;	
- небаланс тока в нулевом и фазном проводе (для однофазных приборов учета ЭЭ);	
превышение заданного предела мощности;	
т) формирование по результатам автоматической самодиагностики обобщенного события или каждого факта события;	п. 3.12
у) изменение текущих значений времени и даты при синхронизации времени с фиксацией в журнале событий времени до и после коррекции или величины коррекции времени, на которую было скорр-но значение;	п. 3.1
ф) возможность полного и (или) частичного ограничения (возобновления) режима потребления ЭЭ, приостановление или ограничение предоставления коммунальной услуги (управление нагрузкой) с использованием встроенного коммутационного аппарата, в том числе путем его фиксации в положении "отключено" непосредственно на приборе учета ЭЭ (кроме приборов учета ЭЭ трансформаторного включения), в следующих случаях:	п. 3.8
- запрос ИСУ; - превышение заданных в приборе учета ЭЭ пределов параметров электрической сети; - превышение заданного в приборе учета ЭЭ предела ЭЭ (мощности); - несанкционированный доступ к прибору учета ЭЭ (вскрытие клеммной крышки, вскрытие корпуса (для разборных корпусов) и воздействие постоянным и переменным магнитным полем);	
х) возобновление подачи ЭЭ по запросу ИСУ, в том числе путем фиксации встроенного коммутационного аппарата в положении "включено" непосредственно на приборе учета ЭЭ;	п. 3.8

Пункт ПП РФ 890	Пункт РЭ, раздел РЭ
ц) хранение профиля принятой и отданной активной и реактивной энергии (мощности) с программируемым интервалом времени интегрирования от 1 минуты до 60 минут и периодом хранения не менее 90 суток (при времени интегрирования 30 минут);	п. 3.2
ч) хранение в энергонезависимом запоминающем устройстве прибора учета ЭЭ данных по принятой и отданной активной и реактивной энергии с нарастающим итогом на начало текущего расчетного периода и не менее 36 предыдущих программируемых расчетных периодов;	п. 3.2
ш) обеспечение энергонезависимого хранения журнала событий, выявление фактов изменения (искажения) информации, влияющих на информацию о количестве и иных параметрах ЭЭ, а также фактов изменения (искажения) программного обеспечения прибора учета ЭЭ;	п. 3.2
щ) возможность организации с использованием защищенных протоколов передачи данных из состава протоколов, утвержденных Министерством цифрового развития, связи и массовых коммуникаций Российской Федерации по согласованию с Министерством энергетики Российской Федерации, информационного обмена с интеллектуальной системой учета, в том числе передачи показаний, предоставления информации о результатах измерения количества и иных параметров ЭЭ, передачи журналов событий и данных о параметрах настройки, а также удаленного управления прибором учета ЭЭ, не влияющих на результаты выполняемых приборами учета ЭЭ измерений, включая:	п. 3.5
- корректировку текущей даты и (или) времени, часового пояса;	
- изменение тарифного расписания;	
- программирование состава и последовательности вывода сообщений и измеряемых параметров на дисплей;	
- программирование параметров фиксации индивидуальных параметров качества электроснабжения;	
- программирование даты начала расчетного периода;	
- программирование параметров срабатывания встроенных коммутационных аппаратов;	
- изменение паролей доступа к параметрам;	
- изменение ключей шифрования;	
управление встроенным коммутационным аппаратом путем его фиксации в положении "отключено" (кроме приборов учета ЭЭ трансформаторного включения);	п. 3.8
29. Для приборов учета ЭЭ непосредственного включения необходимо наличие возможности физической (аппаратной) блокировки срабатывания встроенного коммутационного аппарата, используемого для полного и (или) частичного ограничения (возобновления) режима потребления ЭЭ, приостановления или ограничения предоставления коммунальной услуги (управление нагрузкой). Реализация физической (аппаратной) блокировки должна сопровождаться процессом опломбирования.	