ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«ТЕХНОЭНЕРГО»
603152, г. Нижний Новгород, ул. Кемеровская, д. 3

ОКПД2 26.51.63.130

СЧЕТЧИК ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ

МНОГОФУНКЦИОНАЛЬНЫЙ

ТЕ2000

Руководство по эксплуатации
Часть 1
ФРДС.411152.007РЭ

kbmps@te-nn.ru
https://te-nn.ru/

Содержание

1 Требования безопасности ... 4
2 Описание счетчика и принципа его работы ... 4
2.1 Назначение счетчика ... 4
2.2 Сведения о сертификации ... 6
2.3 Варианты исполнения счетчика ... 6
2.4 Функциональные возможности ... 10
2.4.1 Тарификация и учет энергии ... 10
2.4.2 Профили мощности нагрузки ... 11
2.4.3 Профиль параметров ... 11
2.4.4 Регистрация максимумов мощности нагрузки ... 15
2.4.5 Измерение параметров электрической сети ... 15
2.4.6 Измерение показателей качества электроэнергии ... 17
2.4.7 Измерение и учет потерь ... 17
2.4.8 Испытательные выходы и цифровые входы ... 17
2.4.9 Управление нагрузкой ... 18
2.4.10 Журналы счетчика ... 21
2.4.11 Устройство индикации ... 25
2.4.12 Интерфейсы связи ... 26
2.4.13 Резервное питание ... 28
2.4.14 Электронные пломбы и датчик магнитного поля ... 28
2.5 Условия окружающей среды ... 29
2.6 Состав комплекта счетчика ... 29
2.7 Технические характеристики ... 32
2.8 Устройство и работа счетчика ... 44
2.8.1 Конструкция счетчика ... 44
2.8.2 Структурная схема счётчика ... 49
2.8.3 Устройство управления ... 49
2.8.4 Устройство индикации ... 54
2.8.5 Принцип измерения физических величин ... 57
2.8.6 Программное обеспечение ... 62
3 Подготовка счетчика к работе ... 64
3.1 Эксплуатационные ограничения ... 64
3.2 Подготовка перед эксплуатацией ... 64
3.3 Порядок установки ... 70
4 Средства измерений, инструменты и принадлежности ... 74
5 Порядок работы ... 75
5.1 Ручной режим ... 75
5.2 Режим динамической индикации ... 84
5.3 Переход в заданный режим индикации ... 85
5.4 Дистанционный режим ... 85
6 Поверка счетчика ... 85
7 Техническое обслуживание ... 85

8 Текущий ремонт 87
9 Хранение 87
10 Транспортирование 87
11 Тара и упаковка 87
12 Маркирование и пломбирование 88
Приложение А Габаритный чертеж и установочные размеры счетчика 89
Приложение Б Схемы подключения счетчиков к электрической сети 92
Приложение В Схемы подключения счетчиков к компьютеру 101
Приложение Г Сообщения об ошибках и режимах управления нагрузкой 104
Приложение Д Последовательность сборки счетчика наружной установки 111
Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки ФРДС.411152.007РЭ1
Руководство по эксплуатации. Часть 3. Дистанционный режим ФРДС.411152.007РЭ2
Руководство по эксплуатации. Часть 4. Измерение и учет потерь ФРДС.411152.007РЭ3

Настоящее руководство по эксплуатации (далее РЭ) содержит сведения о счетчике электрической энергии многофункциональном ТЕ2000 (далее счетчик) необходимые для обеспечения полного использования его технических возможностей, правильной эксплуатации и технического обслуживания.

Работы по техническому обслуживанию и ремонту счетчика должны проводить специалисты, прошедшие специальную подготовку и имеющие удостоверение на право технического обслуживания и ремонта счетчика.

1 Требования безопасности

1.1 Перед эксплуатацией необходимо ознакомиться с эксплуатационной документацией на счетчик.

1.2 К работам по монтажу, техническому обслуживанию и ремонту счетчика допускаются лица, прошедшие инструктаж по технике безопасности и имеющие квалификационную группу по электробезопасности не ниже III для электроустановок до 1000 В.

1.3 Все работы, связанные с монтажом счетчика, должны производиться при отключенной сети.

1.4 При проведении работ по монтажу и обслуживанию счетчика должны быть соблюдены требования ГОСТ 12.2.007.0-75 и «Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей» и «Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок». По способу защиты человека от поражения электрическим током ПУ соответствует техническим требованиям ГОСТ 12.2.007.0-75, ГОСТ 31818.11-12, ГОСТ 12.2.091-2012 классу II.

1.5 Счетчик соответствует требованиям безопасности технического регламента Таможенного союза «О безопасности низковольтного оборудования» ТР ТС 004/2011, ГОСТ IEC 61010-1-2014 (ГОСТ 12.2.091-2012), ГОСТ 22261-94, ГОСТ 31818.11-2012 класс защиты II.

2 Описание счетчика и принципа его работы

2.1 Назначение счетчика

2.1.1 Счетчик предназначен:

– для измерения и многотарифного учета активной и реактивной энергии в двух направлениях и четырехквадрантной реактивной энергии (восемь каналов учета);

– для измерения и учета не тарифицированной активной и реактивной энергии с учетом потерь в линии электропередачи и силовом трансформаторе;

– для ведения двух независимых массивов профиля мощности нагрузки базовой структуры (в том числе и с учетом потерь) для активной и реактивной мощности в двух направлениях с программируемым временем интегрирования от 1 до 60 минут (четыре канала учета);

– для ведения двух массивов профиля параметров с возможностью конфигурирования количества, типа и формата хранения профилируемых параметров (от 1 до 48 параметров);

– для регистрации максимумов мощности (активной и реактивной в двух направлениях, в том числе с учетом потерь) по каждому базовому массиву профиля с использованием двенадцати сезонного расписания утренних и вечерних максимумов;

– для измерения параметров трехфазной электрической сети;

– для измерения и непрерывного мониторинга показателей качества электрической энергии (ПКЭ) и ведения статистики показателей качества с формированием суточных протоколов;

– для управления нагрузкой посредством встроенного реле и формирования сигнала управления нагрузкой на конфигурируемом испытательном выходе по различным программируемым критериям;

– для ведения журналов событий, журналов ПКЭ, журналов провалов и перенапряжений, журналов превышения порогов мощности, статусного журнала.

2.1.2 В части метрологических характеристик счётчик удовлетворяет требованиям:

– ГОСТ 31819.22-2012 при измерении активной энергии и мощности прямого и обратного направления для класса точности 0,5S;

– ГОСТ 31819.21-2012 при измерении активной энергии и мощности прямого и обратного направления для класса точности 1;

– ГОСТ 31819.23-2012 при измерении реактивной энергии и мощности прямого и обратного направления для классов точности 1;

– ГОСТ 30804.4.30-2013 при измерении показателей качества электроэнергии для класса измерений S.

2.1.3 Счетчик может работать в режиме непрерывного мониторинга показателей качества электроэнергии с ведением суточных статистических таблиц ПКЭ и формированием протокола испытаний по ГОСТ 33073-2014 для каждых календарных суток, глубиной 40 суток.

2.1.4 Счетчик имеет интерфейсы связи и предназначен для работы, как автономно, так и в составе автоматизированных информационно-измерительных систем контроля и учета электроэнергии (АИИС КУЭ) и в составе автоматизированных систем диспетчерского управления (АСДУ).

2.1.4.1 В общем случае, счетчик может обеспечивать независимый и равноприоритетный обмен данными через интерфейсные каналы доступа:

– через оптический интерфейс по ГОСТ IEC 61107-2011;

– через два интерфейса RS-485;

– через радиомодем для связи с терминалом (RF2);

– через один из встроенных магистральных интерфейсов (PLC, GSM, UMTS, LTE, NBIoT, ZigBee (RF1), Wi-Fi, Ethernet).

Обмен информацией по всем интерфейсам связи не влияет на результаты измерений, выполняемых счетчиком.

2.1.4.2 В счетчик внутренней установки может быть установлен дополнительный сменный интерфейсный модуль, имеющий унифицированные габаритные и установочные размеры, для обеспечения удаленного доступа к интерфейсу RS-485 счетчика через сети: PLC, ZigBee, GSM, UMTS, LTE, NB-IoT, Ethernet, Wi-Fi.

2.1.5 При работе в составе автоматизированных систем счетчик поддерживает следующие протоколы обмена:

– ModBus-подобный, СЭТ-4ТМ.02-совместимый протокол;

– ГОСТ Р 58940-2020 (СПОДЭС) с транспортным уровнем HDLC;

– ModBus RTU;

– Канальный пакетный протокол системы «Пирамида».

Протокол СПОДЭС (DLMS/COSEM) соответствует стандарту ПАО «Россети» «Приборы учета электрической энергии. Требования к информационной модели обмена данными (версия 2)».

Счетчик при работе в составе систем сбора и передачи данных электроэнергии поддерживается контроллерами многофункциональными SM160, SM160-02, SM160-02M, УСПД ЭКОМ-3000.

2.1.6 Счетчик может применяться как средство коммерческого или технического учета электрической энергии на предприятиях промышленности и в энергосистемах, осуществлять учет потоков мощности в энергосистемах и межсистемных перетоков.

2.1.7 Запись счетчика при его заказе и в конструкторской документации другой продукции должна состоять: из наименования счетчика, условного обозначения варианта исполнения счетчика, условного обозначения встраиваемого интерфейсного модуля, услов-

ного обозначения устанавливаемого дополнительного сменного интерфейсного модуля и номера технических условий.

Пример записи счётчика: «Счётчик электрической энергии многофункциональный ТЕ2000.XX.YY.ZZ ФРДС.411152.007ТУ», где:

– XX – условное обозначение варианта исполнения счетчика в соответствии с таблицей 1;

– YY – условное обозначение варианта исполнения встраиваемого интерфейсного модуля в соответствии с таблицей 2;

– ZZ – условное обозначение варианта исполнения устанавливаемого дополнительного сменного интерфейсного модуля в соответствии с таблицей 3.

Счётчики наружной установки вариантов исполнения 40-41, (таблица 1) поставляются с терминалами в двух вариантах исполнения, что в явном виде должно указываться при заказе:

– ТЕ121.02 с питанием от сети переменного тока и с резервным питанием от двух алкалиновых батарей или двух аккумуляторов типоразмера AAA;

– ТЕ121.02/1 без источника сетевого электропитания и с питанием только от двух алкалиновых батарей или двух аккумуляторов типоразмера AAA;

– ТЕ121.03 с питанием только от двух алкалиновых батарей или двух аккумуляторов типоразмера AAA или через разъем USB типа C.

Терминал может быть другого типа или не входить в состав комплекта поставки по требованию заказчика.

Примеры записи счётчика:

– «Счётчик электрической энергии многофункциональный ТЕ2000.40.00.00 ФРДС.411152.007ТУ с терминалом ТЕ121.02»;

– «Счётчик электрической энергии многофункциональный ТЕ2000.41.05.00 ФРДС.411152.007ТУ с терминалом ТЕ121.02/1»;

– «Счётчик электрической энергии многофункциональный ТЕ1000.41.17.00 ФРДС.411152.007ТУ без терминала».

2.2 Сведения о сертификации

2.2.1 Декларация о соответствии требованиям технических регламентов Таможенного союза ТР ТС 020/2011 «Электромагнитная совместимость технических средств» и ТР ТС 004/2011 «О безопасности низковольтного оборудования» ЕАЭС № RU Д-RU.PA01.B.17209/26, зарегистрированная ООО «ТЭ» со сроком действия по 18.01.2031 г.

2.2.2 Сертификат об утверждении типа средств измерений «Счетчики электрической энергии многофункциональные ТЕ2000» № 83048-21 действителен до 15.09.2026 г. Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений № 83048-21.

2.3 Варианты исполнения счетчика

2.3.1 В модельный ряд счетчиков входят счетчики, отличающиеся: номинальным (базовым) током, номинальным напряжением, классом точности, наличием встроенного реле управления нагрузкой, наличием резервного блока питания, наличием радиомодема для связи с терминалом, типом встраиваемого интерфейсного модуля, типом установленного дополнительного сменного интерфейсного модуля и способом подключения к электрической сети. Счётчики всех вариантов исполнения имеют измеритель магнитного поля повышенной индукции. Счётчики непосредственного включения имеют датчик тока в нулевом проводе. Варианты исполнения счетчиков приведены в таблице 1. Типы встраиваемых интерфейсных модулей приведены в таблице 2. Типы дополнительных сменных интерфейсных модулей приведены в таблице 3. Габаритные чертежи и установочные размеры счетчиков в различных корпусах приведены в приложении А, внешний вид на рисунках 1-3. Счетчики наружной установки имеют расщепленную архитектуру, и состоят из двух блоков:

– блока счетчика, выполненного по группе IP55 без индикатора, устанавливаемого снаружи помещения (на фасаде здания или на опоре линии электропередачи);

– удаленного терминала, устанавливаемого внутри помещения, выполняющего функцию удаленного устройства индикации и управления счетчика.

Таблица 1 - Варианты исполнения счетчиков серии ТЕ2000

Условное обозначение счетчика	Номинальный (максимальный) ток, А	Номинальное напряжение, В	Класс точности измерения активной/ реактивной энергии	Реле	Резервный блок питания	Радиомодем (RF2)	Наличие RS-485
Счетчики внутренней установки							
ТЕ2000.00	5(10)	3×(57,7-115)/ (100-200)	0,5S/1,0	-	+	+	2
ТЕ2000.01	5(10)		0,5S/1,0	-	+	-	2
ТЕ2000.02	1(2)		0,5S/1,0	-	+	+	2
ТЕ2000.03	1(2)		0,5S/1,0	-	+	-	2
ТЕ2000.04	5(10)	3×(120-230)/ (208-400)	0,5S/1,0	-	+	+	2
ТЕ2000.05	5(10)		0,5S/1,0	-	+	-	2
ТЕ2000.06	1(2)		0,5S/1,0	-	+	+	2
ТЕ2000.07	1(2)		0,5S/1,0	-	+	-	2
ТЕ2000.20	5(100)	3×(120-230)/ (208-400)	1/1	+	-	+	1
ТЕ2000.21	5(100)		1/1	-	-	+	1
ТЕ2000.22	5(100)		1/1	+	-	-	1
ТЕ2000.23	5(100)		1/1	-	-	-	1
Счетчики наружной установки							
ТЕ2000.40	5(100)	3×(120-230)/ (208-400)	1/1	+	-	+	-
ТЕ2000.41	5(100)		1/1	-	-	+	-
ТЕ2000.42	5(100)		1/1	+	-	-	-
ТЕ2000.43	5(100)		1/1	-	-	-	-
Счетчики для установки на DIN рейку							
ТЕ2000.60	5(10)	3×(57,7-115)/ (100-200)	0,5S/1,0	-	+	+	2
ТЕ2000.61	5(10)		0,5S/1,0	-	+	-	2
ТЕ2000.62	1(2)		0,5S/1,0	-	+	+	2
ТЕ2000.63	1(2)		0,5S/1,0	-	+	-	2
ТЕ2000.64	5(10)	3×(120-230)/ (208-400)	0,5S/1,0	-	+	+	2
ТЕ2000.65	5(10)		0,5S/1,0	-	+	-	2
ТЕ2000.66	1(2)		0,5S/1,0	-	+	+	2
ТЕ2000.67	1(2)		0,5S/1,0	-	+	-	2
ТЕ2000.80	5(80)	3×(120-230)/ (208-400)	1/1	-	-	+	1
ТЕ2000.81	5(80)		1/1	-	-	-	1

Таблица 2 – Типы встраиваемых интерфейсных модулей

Условное обозначение модуля	Наименование
00	Отсутствие интерфейсного модуля
01	Коммуникатор GSM TE101.02.01A, (сеть 2G)
02	Модем PLC
04	Коммуникатор 3G TE101.03.01A, (сеть 2G+3G)
05	Модем Ethernet*
08	Модем ISM M-4.03T.0.102A (ZigBee 2400 МГц)
10	Коммуникатор Wi-Fi TE102.01.01A
11	Коммуникатор 4G TE101.04.01A, (сеть 2G+3G+4G)**
12	Коммуникатор 4G TE101.04.01A/1 (сеть 2G+4G)***
13	Коммуникатор NBIoT TE101.01.01A (сеть 2G+4G NBIoT)
14	Коммуникатор NBIoT TE101.01.01A/1 (сеть 4G только NBIoT)
15	Модем LoRaWAN
16	Модем Bluetooth
17	Модем PLC/ISM TE103.01.01A
19	Коммуникатор 4G TE101.04.01A/2 (сеть 2G+4G, нет CSD)***
20	Коммуникатор Wi-Fi TE160.01.01A (Wi-Fi-Mesh)
21	Модем G3 PLC (однофазный)
Примечания 1 В счетчики могут устанавливаться встраиваемые интерфейсные модули, не приведенные в таблице, производства ООО «ТехноЭнерго». 2 * - Только для счетчиков с установкой на DIN – рейку. 3 ** - Максимальная скорость в сети 4G 150 Мбит/с. 3 *** - Максимальная скорость в сети 4G 10 Мбит/с.	

Таблица 3 – Типы дополнительных сменных интерфейсных модулей для счетчиков внутренней установки

Условное обозначение модуля	Наименование
00	Отсутствие интерфейсного модуля
01	Коммуникатор GSM TE101.02.01 (сеть 2G)
02	Модем PLC M-2.01(T).01 (однофазный)
03	Модем PLC M-2.01(T).02 (трехфазный)
04	Коммуникатор 3G TE101.03.01 (сеть 2G+3G)
05	Модем Ethernet M-3.01T.01
06	Модем ISM M-4.01(T).ZZ (430 МГц)
07	Модем ISM M-4.02(T).ZZ (860 МГц)
08	Модем ISM M-4.03T.0.112 (2400 МГц)
09	Модем оптический
10	Коммуникатор Wi-Fi TE102.01.01
11	Коммуникатор 4G TE101.04.01 (сеть 2G+3G+4G)*
12	Коммуникатор 4G TE101.04.01/1 (сеть 2G+4G)**
13	Коммуникатор NBIoT TE101.01.01 (сеть 2G+4G NBIoT)
14	Коммуникатор NBIoT TE101.01.01/1 (сеть 4G только NBIoT)
15	Модем LoRaWAN
16	Модем Bluetooth
17	Модем PLC/ISM TE103.01.01 (однофазный)
18	Модем PLC/ISM TE103.01.02 (трехфазный)

Продолжение таблицы 3

Условное обозначение модуля	Наименование
19	Коммуникатор 4G TE101.04.01/2 (сеть 2G+4G, нет CSD)**
20	Коммуникатор Wi-Fi TE160.01.01 (Wi-Fi-Mesh)
21	Модем G3 PLC (однофазный)
22	Модем G3 PLC (трехфазный)

Примечания

1 ZZ – вариант исполнения интерфейсного модуля

2 В счетчики могут устанавливаться дополнительные сменные интерфейсные модули, не приведенные в таблице 3 со следующими характеристиками:

– при питании от внутреннего источника счетчика с напряжением 12 В потребляемый ток не должен превышать 200 мА;

– при питании от внешнего источника величина напряжения изоляции цепей интерфейса RS-485 модуля от цепей электропитания должна быть 4000 В (среднеквадратическое значение в течение 1 минуты).

3 * Максимальная скорость в сети 4G 150 Мбит/с.

4 ** Максимальная скорость в сети 4G 10 Мбит/с.

2.3.2 Счетчик предназначен для многотарифного учета электрической энергии в трех и четырехпроводных сетях переменного тока частотой (50 ± 2,5) Гц, с напряжением 3×(57,7-115)/(100-200) В или 3×(120-230)/(208-400) В, номинальным (максимальным) током 1(2) А, 5(10) А, базовым (максимальным) током 5(100) А или 5(80) А.

2.3.3 Подключение счетчика к сети производится:

– через измерительные трансформаторы напряжения и тока (TE2000.00 – TE2000.07, TE2000.60 – TE2000.67);

– через непосредственное подключение по напряжению и току (TE2000.20 – TE2000.23, TE2000.40 – TE2000.43, TE2000.80, TE2000.81).

2.3.3.1 Схемы подключения счетчика к электрической сети приведены в приложении Б. Схема подключения счетчиков к компьютеру приведена в приложении В.

2.3.3.2 Счетчик с номинальным напряжением 3×(57,7-115)/(100-200) В может использоваться на подключениях с номинальными фазными напряжениями из ряда: 57,7, 63,5, 100, 110, 115 В;

2.3.3.3 Счетчик с номинальным напряжением 3×(120-230)/(208-400) В может использоваться, как с измерительными трансформаторами напряжения, так и без них на подключениях с номинальными фазными напряжениями из ряда: 120, 127, 173, 190, 200, 220, 230 В.

2.3.3.4 Счетчик непосредственного включения не чувствителен к постоянной составляющей в цепи переменного тока и может использоваться на подключениях с номинальными фазными напряжениями из ряда: 120, 127, 173, 190, 200, 220, 230 В.

2.3.4 Счетчик производит многотарифный учет активной и реактивной электрической энергии прямого и обратного направления и четырехквадрантной реактивной энергии (восемь каналов учета) и конфигурируется для работы в однонаправленном режиме (пять каналов учета) и учитывает:

– активную энергию прямого и обратного направления, как активную энергию прямого направления (учет по модулю не зависимо от направления тока в каждой фазе сети);

– реактивную энергию первого и третьего квадранта, как реактивную энергию прямого направления (индуктивная нагрузка);

– реактивную энергию четвертого и второго квадранта, как реактивную энергию обратного направления (емкостная нагрузка).

Работа счетчика в однонаправленном режиме возможна только на линиях с потоком энергии в одном направлении. При этом исключается возможность искажения учета при неправильном подключении токовых цепей счетчика.

2.3.5 Счетчик может конфигурироваться для работы в реверсном режиме без переключения токовых цепей и вести измерение и учет с обратным знаком (в каналах противоположного направления).

2.3.6 Счетчик может конфигурироваться для подключения к трехфазной трехпроводной сети по схеме Арона, как двухэлементный.

2.4 Функциональные возможности

2.4.1 Тарификация и учет энергии

2.4.1.1 Счетчик ведет многотарифный учет активной и реактивной энергии прямого и обратного направления и четырехквадрантной реактивной энергии в восьми тарифных зонах (тарифы Т1-Т8 и сумма по всем тарифам), по восьми типам дней (понедельник, вторник, среда, четверг, пятница, суббота, воскресение, праздник) в двенадцати сезонах. Сезоном является календарный месяц года. Дискрет тарифной зоны составляет 10 минут. Чередование тарифных зон в сутках ограничено числом десятиминутных интервалов в сутках и составляет 144 интервала.

2.4.1.2 Тарификатор счетчика использует активное тарифное расписание, расписание праздничных дней и список перенесенных дней. Список перенесенных дней позволяет изменить тарификацию по типу дня, не изменяя тарифного расписания (например, рабочая суббота, которая должна тарифицироваться как вторник).

Кроме активного тарифного расписания в счетчик может быть введено пассивное тарифное расписание, которое вступает в силу (становится активным) или по интерфейсной команде или по заданному времени.

2.4.1.3 Счетчик ведет нетарифицированный раздельный по каждой фазе сети учет энергии (активной в двух направлениях и четырехквадрантной реактивной энергии), нетарифицированный учет энергии с учетом активных и реактивных потерь в линии электропередачи и силовом трансформаторе и нетарифицированный учет числа импульсов, поступающих от внешних устройств по цифровым входам.

2.4.1.4 В счетчике формируются следующие архивы учтенной энергии, доступные через интерфейсы связи:

- всего от сброса (нарастающий итог);
- за текущие сутки и 180 предыдущих суток;
- на начало текущих и 180 предыдущих суток;
- за текущий месяц и 36 предыдущих месяцев;
- на начало текущего месяца и 36 предыдущих месяцев;
- за текущий год и 10 предыдущих лет;
- на начало текущего года и 10 предыдущих лет.

Значения учтенной электрической энергии с нарастающим итогом суммарно и раздельно по тарифам, фиксируются на начало каждых суток (00 часов 00 минут 00 секунд). Значения учтенной электрической энергии на конец последнего (предыдущего) программируемого расчетного периода (месяца) фиксируются на начало первых суток, следующих за последним программируемым расчетным периодом), суммарно и по тарифным зонам.

Архивы энергии за годы, месяцы и сутки ведутся с циклической перезаписью, начиная с самого раннего значения.

2.4.1.5 На индикаторе счётчика могут отображаться следующие архивы учтенной энергии:

- всего от сброса (нарастающий итог);
- за текущие: год, месяц, сутки;
- за предыдущие: год, месяц, сутки;

– на начало текущих: года, месяца, суток;
– на начало предыдущих: месяца, суток.

2.4.1.6 В счетчик может быть введено начало расчетного периода отличное от первого числа месяца. При этом в месячных архивах энергии будет фиксироваться энергия за расчетный период и на начало расчетного периода. Название расчетного периода будет совпадать с названием месяца начала расчетного периода. Годовые архивы будут начинаться не с первого января, а со дня начала расчетного периода.

2.4.1.7 Счетчик может конфигурироваться для работы в однотарифном режиме, не зависимо от введенного тарифного расписания. При этом учет энергии будет вестись по тарифу 1.

2.4.2 Профили мощности нагрузки

2.4.2.1 Счетчик ведет два четырехканальных независимых массива профиля мощности нагрузки базовой структуры с программируемым временем интегрирования от 1 до 60 минут для активной и реактивной мощности прямого и обратного направления. Структура и размер базового массива не конфигурируемые и полностью соответствуют структуре и размеру базового массива профиля счётчиков серий СЭТ-4ТМ…, ПСЧ-4ТМ…, СЭБ-1ТМ…

Примечание – Для всех счетчиков непосредственного включения и для счетчиков трансформаторного включения на подключениях с номинальными напряжениями 3×(100-115)/(173-200) В время интегрирования мощности может программироваться только в диапазоне от 1 до 30 минут.

2.4.2.2 Каждый массив профиля мощности может конфигурироваться для ведения профиля мощности нагрузки с учетом активных и реактивных потерь в линии электропередачи и силовом трансформаторе со временем интегрирования от 1 до 30 минут.

2.4.2.3 Глубина хранения базового массива профиля, в зависимости от времени интегрирования, приведена в таблице 4. Данные массива профиля доступны только через интерфейсы связи.

Таблица 4 - Глубина хранения базового массива профиля мощности нагрузки

Время интегрирования, минут	Глубина хранения, часов	Глубина хранения, суток
1	134	5,5
2	264	11
3	390	16,2
4	512	21,3
5	630	26,2
6	744	31
10	1170	48,7
12	1365	56,8
15	1638	68,2
20	2048	85,3
30	2730	113,7
60	4096	170,6

2.4.3 Профиль параметров

2.4.3.1 Счетчик, наряду с двумя базовыми массивами профиля мощности нагрузки (п. 2.4.2), ведет два независимых массива профиля параметров (далее - расширенные массивы профиля или третий и четвертый массивы профиля) с программируемым временем интегрирования от 1 до 60 минут.

2.4.3.2 Каждый расширенный массив профиля может конфигурироваться в части выбора количества и типа профилируемых параметров, а так же формата хранения

данных. Число каналов расширенного массива профиля может программироваться в диапазоне от 1 до 48, а типы профилируемых параметров выбираться из таблицы 5. Кроме того, в расширенном массиве могут профилироваться все четыре мощности, как и в базовых массивах. При выходе с предприятия-изготовителя третий массив профиля конфигурируется как восьми канальный для четырех мощностей (P+, P-, Q+, Q-), трех фазных напряжений (Uф1, Uф2, Uф3) и температуры; время интегрирования 60 минут, структура 1 (глубина хранения 910,2 суток). Четвертый массив профиля конфигурируется как 40 канальный и представляет собой профиль параметров качества электроэнергии со временем интегрирования 10 минут по умолчанию.

Таблица 5 - Типы профилируемых параметров для расширенного массива профиля

	Наименование параметра	Обозначение
1	Активная мощность прямого направления по сумме фаз	P∑+
2	Активная мощность обратного направления по сумме фаз	P∑-
3	Реактивная мощность прямого направления по сумме фаз	Q∑+
4	Реактивная мощность обратного направления по сумме фаз	Q∑-
5	Активная мощность прямого направления по фазе 1	P1+
6	Активная мощность обратного направления по фазе 1	P1-
7	Реактивная мощность прямого направления по фазе 1	Q1+
8	Реактивная мощность обратного направления по фазе 1	Q1-
9	Активная мощность прямого направления по фазе 2	P2+
10	Активная мощность обратного направления по фазе 2	P2-
11	Реактивная мощность прямого направления по фазе 2	Q2+
12	Реактивная мощность обратного направления по фазе 2	Q2-
13	Активная мощность прямого направления по фазе 3	P3+
14	Активная мощность обратного направления по фазе 3	P3-
15	Реактивная мощность прямого направления по фазе 3	Q3+
16	Реактивная мощность обратного направления по фазе 3	Q3-
17	Активная мощность прямого направления по сумме фаз с учетом потерь	P∑п+
18	Активная мощность обратного направления по сумме фаз с учетом потерь	P∑п-
19	Реактивная мощность прямого направления по сумме фаз с учетом потерь	Q∑п+
20	Реактивная мощность обратного направления по сумме фаз с учетом потерь	Q∑п-
21	Напряжение в фазе 1	U_1
22	Напряжение в фазе 2	U_2
23	Напряжение в фазе 3	U_3
24	Напряжение прямой последовательности	$U_{1(1)}$
25	Коэффициент искажения синусоидальности кривой напряжения в фазе 1	Ku_1
26	Коэффициент искажения синусоидальности кривой напряжения в фазе 2	Ku_2
27	Коэффициент искажения синусоидальности кривой напряжения в фазе 3	Ku_3
28	Коэффициент несимметрии напряжения по нулевой последовательности	K0U
29	Межфазное напряжение межу фазами 1 и 2	U12

Продолжение таблицы 5

Наименование параметра	Обозначение
30 Межфазное напряжение между фазами 2 и 3	U_{23}
31 Межфазное напряжение между фазами 3 и 1	U_{31}
32 Коэффициент несимметрии напряжения по обратной последовательности	K_{2U}
33 Коэффициент искажения синусоидальности кривой напряжения между фазами 1 и 2	Ku_{12}
34 Коэффициент искажения синусоидальности кривой напряжения между фазами 2 и 3	Ku_{23}
35 Коэффициент искажения синусоидальности кривой напряжения между фазами 3 и 1	Ku_{31}
36 Частота сети	F
37 Ток в фазе 1	I_1
38 Ток в фазе 2	I_2
39 Ток в фазе 3	I_3
40 Ток в нулевом проводе	I_N
41 Ток нулевой последовательности	$I0_{(1)}$
42 Коэффициент искажения синусоидальности кривой тока в фазе 1	K_{I1}
43 Коэффициент искажения синусоидальности кривой тока в фазе 2	K_{I2}
44 Коэффициент искажения синусоидальности кривой тока в фазе 3	K_{I3}
45 Коэффициент несимметрии тока по нулевой последовательности	K_{0I}
46 Коэффициент несимметрии тока по обратной последовательности	K_{2I}
47 Температура внутри счетчика	T
48 Положительное отклонение фазного напряжения по фазе 1	$\delta U_{1(+)}$
49 Положительное отклонение фазного напряжения по фазе 2	$\delta U_{2(+)}$
50 Положительное отклонение фазного напряжения по фазе 3	$\delta U_{3(+)}$
51 Положительное отклонение междуфазного напряжения фаз 12	δU12(+)
52 Положительное отклонение междуфазного напряжения фаз 23	δU23(+)
53 Положительное отклонение междуфазного напряжения фаз 31	$\delta U_{31(+)}$
54 Положительное отклонение частоты	$\delta f_{(+)}$
55 Отрицательное отклонение частоты	$\delta f_{(-)}$
56 Отрицательное отклонение фазного напряжения по фазе 1	$\delta U_{1(-)}$
57 Отрицательное отклонение фазного напряжения по фазе 2	$\delta U_{2(-)}$
58 Отрицательное отклонение фазного напряжения по фазе 3	$\delta U_{3(-)}$
59 Отрицательное отклонение междуфазного напряжения фаз 12	$\delta U_{12(-)}$
60 Отрицательное отклонение междуфазного напряжения фаз 23	$\delta U_{23(-)}$
61 Отрицательное отклонение междуфазного напряжения фаз 31	$\delta U_{31(-)}$
62 Число импульсов от внешних датчиков по входу 1	-
63 Число импульсов от внешних датчиков по входу 2	-

2.4.3.3 Глубина хранения каждого расширенного массива профиля зависит от размера выделенной памяти, числа профилируемых параметров, структуры сохраняемых данных и време-

ни интегрирования. В таблице 6 приведены глубины хранения третьего расширенного массива профиля в сутках для времени интегрирования 30 минут в зависимости от числа каналов профилируемых параметров и структуры данных.

Таблица 6 – Глубина хранения 30-ти минутного 3-го массива профиля в сутках

Число каналов	Глубина хранения 30-ти минутного 3-го массива профиля в сутках					
	Структура 01	Структура 02	Структура 03	Структура 04	Структура 05	Структура 06
1	1820,4	1365,3	2184,5	1560,4	1092,3	993,0
2	1365,3	1092,3	1560,4	1213,6	780,2	728,2
3	1092,3	910,2	1213,6	993,0	606,8	574,9
4	910,2	780,2	993,0	840,2	496,5	474,9
5	780,2	682,7	840,2	728,2	420,1	404,5
6	682,7	606,8	728,2	642,5	364,1	352,3
7	606,8	546,1	642,5	574,9	321,3	312,0
8	546,1	496,5	574,9	520,1	287,4	280,0
9	496,5	455,1	520,1	474,9	260,0	254,0
10	455,1	420,1	474,9	436,9	237,4	232,4
11	420,1	390,1	436,9	404,5	218,4	214,2
12	390,1	364,1	404,5	376,6	202,3	198,6
13	364,1	341,3	376,6	352,3	188,3	185,1
14	341,3	321,3	352,3	331,0	176,2	173,4
15	321,3	303,4	331,0	312,0	165,5	163,0
16	303,4	287,4	312,0	295,2	156,0	153,8
17	287,4	273,0	295,2	280,0	147,6	145,6
18	273,0	260,0	280,0	266,4	140,0	138,2
19	260,0	248,2	266,4	254,0	133,2	131,6
20	248,2	237,4	254,0	242,7	127,0	125,5
21	237,4	227,5	242,7	232,4	121,3	120,0
22	227,5	218,4	232,4	222,9	116,2	115,0
23	218,4	210,0	222,9	214,2	111,4	110,3
24	210,0	202,3	214,2	206,1	107,1	106,0
25	202,3	195,0	206,1	198,6	103,0	102,0
26	195,0	188,3	198,6	191,6	99,3	98,4
27	188,3	182,0	191,6	185,1	95,8	95,0
28	182,0	176,2	185,1	179,0	92,5	91,8
29	176,2	170,7	179,0	173,4	89,5	88,8
30	170,7	165,5	173,4	168,0	86,7	86,0
31	165,5	160,6	168,0	163,0	84,0	83,4
32	160,6	156,0	163,0	158,3	81,5	80,9
33	156,0	151,7	158,3	153,8	79,1	78,5
34	151,7	147,6	153,8	149,6	76,9	76,4
35	147,6	143,7	149,6	145,6	74,8	74,3
36	143,7	140,0	145,6	141,8	72,8	72,3
37	140,0	136,5	141,8	138,3	70,9	70,5
38	136,5	133,2	138,3	134,8	69,1	68,7
39	133,2	130,0	134,8	131,6	67,4	67,0
40	130,0	127,0	131,6	128,5	65,8	65,4
41	127,0	124,1	128,5	125,5	64,3	63,9
42	124,1	121,3	125,5	122,7	62,8	62,4

Продолжение таблицы 6

Число каналов	Глубина хранения 30-ти минутного 3-го массива профиля в сутках					
	Структура 01	Структура 02	Структура 03	Структура 04	Структура 05	Структура 06
43	121,3	118,7	122,7	120,0	61,3	61,0
44	118,7	116,2	120,0	117,4	60,0	59,7
45	116,2	113,8	117,4	115,0	58,7	58,4
46	113,8	111,4	115,0	112,6	57,5	57,2
47	111,4	109,2	112,6	110,3	56,3	56,0
48	109,2	107,1	110,3	108,1	55,1	54,9

2.4.3.4 Размер памяти 4-го расширенного массива профиля параметров в 7 раз больше размера памяти 3-го массива и глубина его хранения в семь раз превышает значения, приведенные в таблице 6.

При выходе счетчика с предприятия-изготовителя, четвертый массив профиля конфигурируется как 40 канальный и представляет собой профиль параметров качества электроэнергии со временем интегрирования 10 минут. При использовании шестой структуры хранения данных, глубина хранения четвертого массива составляет 155 суток.

2.4.3.5 Все профили ведутся с циклической перезаписью, начиная с самого раннего значения.

2.4.4 Регистрация максимумов мощности нагрузки

2.4.4.1 Счетчик может использоваться как регистратор максимумов мощности (активной, реактивной, прямого и обратного направления) по первому, второму и третьему массиву профиля с использованием двенадцати сезонного расписания утренних и вечерних максимумов.

2.4.4.2 Максимумы мощности фиксируются в архивах счетчика:

– от сброса (ручной сброс или сброс по интерфейсному запросу):
– за текущий и каждый из двенадцати предыдущих месяцев.

2.4.4.3 В архивах максимумов мощности фиксируется максимальное значение средней мощности из первого, второго или третьего массива профиля и временной интервал интегрирования соответствующей мощности.

2.4.4.4 Если массив профиля мощности сконфигурирован для мощности с учетом потерь, то в архивах максимумов фиксируется максимальная мощность с учетом потерь.

2.4.5 Измерение параметров электрической сети

2.4.5.1 Счетчик измеряет мгновенные значения (время интегрирования от 0,2 до 5 секунд с шагом 200 мс) физических величин, характеризующих трехфазную электрическую сеть, и может использоваться как измеритель или датчик параметров с нормированными метрологическими характеристиками, приведенных в таблице 7.

Таблица 7 - Измеряемые параметры

Наименование параметра	Цена единицы младшего разряда индикатора	Примечание
Активная мощность, Вт	0,01	По каждой фазе сети и сумме фаз
Реактивная мощность, вар	0,01	
Полная мощность, В·А	0,01	
Активная мощность потерь, Вт	0,01	
Реактивная мощность потерь, вар	0,01	
Коэффициент активной мощности cos φ	0,01	

Продолжение таблицы 7

Наименование параметра	Цена единицы младшего разряда индикатора	Примечание
Коэффициент реактивной мощности sin φ	0,01	
Коэффициент реактивной мощности tg φ	0,01	
Фазное напряжение, В	0,01	По каждой фазе сети
Межфазное напряжение, В	0,01	По каждой паре фаз
Напряжение прямой последовательности, В	0,01	
Ток, А	0,0001	По каждой фазе сети
Ток в нулевом проводе, А	0,0001	Справочные данные для счетчиков непосредственного включения
Дифференциальный ток, %	0,01	
Ток нулевой последовательности, А	0,0001	Справочные данные
Частота сети, Гц	0,01	
Коэффициент искажения синусоидальности кривой токов, %	0,01	Справочные данные
Коэффициент несимметрии тока по нулевой и обратной последовательностям, %	0,01	
Коэффициент искажения синусоидальности кривой фазных напряжений, %	0,01	
Коэффициент искажения синусоидальности кривой межфазных напряжений, %	0,01	
Коэффициент несимметрии напряжения по нулевой и обратной последовательностям, %	0,01	
Температура внутри счетчика, °С	1	
Текущее время, с	1	
Текущая дата		
Индукция воздействующего магнитного поля, Тл	0,001	Справочные данные

Примечания

1 Цена единицы младшего разряда и размерности указаны для коэффициентов трансформации, равных 1.

2 Все параметры индицируются с учетом введенных коэффициентов трансформации напряжения и тока.

2.4.5.2 Все измеряемые параметры сети доступны через интерфейсы связи и могут отображаться на индикаторе счётчика в режиме индикации вспомогательных параметров с разрешающей способностью, приведенной в таблице 7. При выходе параметра за границу ПДЗ на индикаторе отображается сообщение о факте нарушения (таблица Г.3 приложения Г).

2.4.5.3 Счетчики всех вариантов исполнения, независимо от конфигурации, работают как четырехквадрантные измерители с учетом направления и угла сдвига фаз между током и напряжением в каждой фазе сети и могут использоваться для оценки правильности подключения к сети. Мгновенные мощности трехфазных измерений определяются с учетом конфигурации, как описано в п. 2.8.5.6.

2.4.6 Измерение показателей качества электроэнергии

2.4.6.1 Счетчик может использоваться как измеритель показателей качества электрической энергии (ПКЭ) по следующим параметрам:

– положительное отклонение фазных напряжений (δuф+);
– отрицательное отклонение фазных напряжений (δuф-);
– отклонение частоты ($\triangle$F);
– провалы напряжения и перенапряжение, прерывание напряжения.

2.4.6.2 Измерение показателей качества электроэнергии (ПКЭ), производится в соответствии с ГОСТ 30804.4.30-2013 для класса измерений S. Измерения производятся на интервале времени 200 мс с объединением на интервале времени 3 секунды, кроме частоты и отклонения частоты. Частота и отклонение частоты усредняются на интервале 10 секунд. Предельные значения ПКЭ устанавливаются согласно ГОСТ 32144-2013.

2.4.6.3 По измеренным параметрам качества ведутся журналы ПКЭ и журналы провалов и перенапряжений.

В журналах ПКЭ фиксируется время выхода/возврата за установленные верхние/нижние нормально/предельно допустимые границы установившихся значений отклонений:

– фазных и межфазных напряжений;
– частоты сети;
– напряжения прямой последовательности;
– коэффициентов несимметрии напряжения по нулевой и обратной последовательностям.

В журналах провалов и перенапряжений фиксируется время, длительность, величина остаточного напряжения провала и уровень перенапряжения. В статистической таблице прерываний напряжения фиксируется число прерываний по остаточному напряжению и длительности от сброса.

2.4.6.4 Счетчик ведет непрерывный мониторинг ПКЭ по параметрам, приведенным в п. 2.4.6.1, и суточные статистические таблицы ПКЭ глубиной 40 суток. На основании статистических таблиц ПКЭ может быть сформирован суточный протокол испытаний по ГОСТ 33073-2014.

2.4.7 Измерение и учет потерь

2.4.7.1 Счетчик производит расчет активной и реактивной мощности потерь в линии электропередачи и силовом трансформаторе по измеряемым значениям тока и напряжениям и на основании введенных значений номинальных мощностей потерь. Номинальные мощности потерь рассчитываются на основании паспортных данных силового и измерительного оборудования объекта и подробно описаны в документе «Руководство по эксплуатации. Часть 4. Измерение и учет потерь».

2.4.8 Испытательные выходы и цифровые входы

2.4.8.1 В счетчике функционируют два изолированных испытательных выхода основного передающего устройства. Каждый испытательный выход может конфигурироваться:

– для формирования импульсов телеметрии одного из каналов учета энергии (активной, реактивной, прямого и обратного направления и четырехквадрантной реактивной, в том числе и с учетом потерь) при поверке счетчика;
– для формирования сигнала индикации превышения программируемого порога мощности (активной, реактивной, прямого и обратного направления);
– для формирования сигналов телеуправления;
– для формирования сигнала контроля точности хода встроенных часов (только выход канала 0);

– для формирования сигнала управления нагрузкой по различным программируемым критериям (только выход канала 0).

2.4.8.2 В счетчиках внутренней установки функционируют два цифровых входа (один цифровой вход в счетчиках установки на DIN-рейку), которые могут конфигурироваться:

– для управления режимом поверки А или В (только первый цифровой вход);

– для счета количества импульсов, поступающих от внешних устройств (по переднему, заднему фронту или обоим фронтам);

– как вход телесигнализации.

В счетчиках наружной установки нет цифрового входа.

Фрагменты схемы испытательного выходов и цифрового входа приведены на рисунке Б.12 приложения Б.

2.4.9 Управление нагрузкой

2.4.9.1 Счётчики позволяют управлять нагрузкой посредством встроенного реле управления нагрузкой и формировать сигнал управления нагрузкой на конфигурируемом испытательном выходе для цели управления нагрузкой внешним отключающим устройством. Управление нагрузкой производится по различным программируемым критериям и по команде оператора. Счётчик с функцией управления нагрузкой может работать в следующих режимах:

– в режиме ограничения мощности;
– в режиме ограничения энергии за сутки;
– в режиме ограничения энергии за расчетный период;
– в режиме контроля напряжения сети;
– в режиме контроля температуры счётчика;
– в режиме управления нагрузкой по расписанию;
– в режиме управления нагрузкой по наступлению сумерек;
– в режиме управления нагрузкой по превышению максимального тока;
– в режиме управления нагрузкой по лимитеру мощности;
– в режиме управления нагрузкой по лимитеру магнитного поля;
– в режиме управления нагрузкой по лимитеру тока;
– в режиме управления нагрузкой по лимитеру напряжения сети;
– в режиме управления нагрузкой по лимитеру небаланса суммы фазных токов и тока в нулевом проводе;
– в режиме управления нагрузкой по вскрытию защитной крышки зажимов;
– в режиме управления нагрузкой по вскрытию корпуса счетчика;
– в режиме управления нагрузкой по вскрытию крышки батарейного отсека.

Указанные режимы могут быть разрешены или запрещены в любых комбинациях.

Независимо от разрешенных режимов, управление нагрузкой и формирование сигнала управления нагрузкой производится по интерфейсной команде оператора.

2.4.9.2 Встроенное реле управления нагрузкой и сигнал управления нагрузкой могут блокироваться путем установки движка переключателя в состояние блокировки. Переключатель блокировки расположен под крышкой зажимов и доступен только после снятия пломбы эксплуатирующей организации (рисунки 1, 2, 3).

2.4.9.3 В режиме ограничения мощности нагрузки управление нагрузкой посредством встроенного реле и формирование сигнала управления нагрузкой может производиться по каждому виду мощности (активной, реактивной, прямого и обратного направления) при превышении ее среднего значения установленного порога. В качестве средних мощностей для сравнения с установленными порогами выступают мощности из базовых массивов профиля, усредненные по двум конфигурируемым алгоритмам:

– мощность, усредненная на всем интервале интегрирования с получением результата для сравнения в конце интервала интегрирования;

– мощность, усредненная на части интервала интегрирования соответствующего массива профиля, когда значение текущей средней мощности на интервале интегрирования достигло порогового значения.

По первому алгоритму усреднения сигнал разрешения включения нагрузки формируется в конце следующего интервала интегрирования при условии, что средние мощности на этом интервале ниже пороговых значений.

По второму алгоритму усреднения сигнал разрешения включения нагрузки формируется безусловно в начале следующего интервала интегрирования.

2.4.9.4 В режиме ограничения энергии за сутки управление нагрузкой и формирование сигнала управления нагрузкой производится по превышению энергии каждого вида (активной, реактивной, прямого и обратного направления), учтенной с начала текущих суток, установленных пределов. При этом, в зависимости от конфигурации, ограничение энергии возможно как по каждому тарифу, так и по сумме тарифов. Сигнал разрешения включения нагрузки формируется по наступлению следующих суток.

2.4.9.5 В режиме ограничения энергии за расчетный период управление нагрузкой и формирование сигнала управления нагрузкой производятся по превышению энергии каждого вида (активной, реактивной, прямого и обратного направления), учтенной с начала расчетного периода, установленных пределов. При этом, в зависимости от конфигурации, ограничение энергии возможно как по каждому тарифу, так и по сумме тарифов. Сигнал разрешения включения нагрузки формируется по наступлению следующего расчетного периода (следующего месяца, если расчетный период начинается с первого числа месяца).

2.4.9.6 В режиме контроля напряжения сети управление нагрузкой и формирование сигнала управления нагрузкой производятся по выходу, усредненного на заданном интервале времени, напряжения сети за установленные границы в любой фазе. Сигнал разрешения включения нагрузки формируется при возврате напряжения в пределы установленных границ с учетом установленного гистерезиса и в течение времени, определяемого параметрами конфигурации счетчика.

2.4.9.7 В режиме контроля температуры, управление нагрузкой и формирование сигнала управления нагрузкой производятся при превышении температуры внутри счётчика значения 80 °С. Сигнал разрешения включения нагрузки формируется при снижении температуры внутри счётчика ниже 75 °С.

2.4.9.8 В режиме управления нагрузкой по расписанию, управление нагрузкой и формирование сигнала управления нагрузкой производятся по встроенным часам в моменты времени, определяемые расписанием.

В счётчике может быть задано одно из четырех видов расписаний управления нагрузкой:

– по типам дней;
– по семидневкам месяца;
– по декадам месяца;
– по списку.

Расписание любого вида состоит из сезонных расписаний, которых двенадцать. Сезоном является календарный месяц года, начинающийся с первого числа месяца. Сезонное расписание состоит из суточных расписаний, которые различаются в зависимости от вида расписания:

– по числу типов дней (понедельник, вторник, среда, четверг, пятница, суббота, воскресенье, праздник);

– по семидневкам месяца (с 1-го по 7-е число, с 8-го по 14-е число, с 15-го по 21-е число, с 22-го по 31-е число);

– по декадам месяца (с 1-го по 10-е число, с 11-го по 20-е число, с 21-го по 31-е число).

Каждое суточное расписание имеет 144 десятиминутных интервала, и каждому интервалу может быть поставлено в соответствие одно из двух возможных состояний реле или формируемого сигнала управления нагрузкой (нагрузка отключена / нагрузка включена).

Расписание управления нагрузкой по списку состоит из сезонных расписаний, которых двенадцать, по числу месяцев в году. Сезонное расписание состоит из суточных расписаний, которых может быть четыре, но с произвольными датами начала и окончания действия суточного расписания. Внутри каждого суточного расписания может быть задано до восьми точек изменения состояния реле (или формируемого сигнала управления нагрузкой), с произвольным временем начала действия с точностью до минуты.

2.4.9.9 В режиме управления нагрузкой по наступлению сумерек управление нагрузкой и формирование сигнала управления нагрузкой производятся по встроенным часам в моменты времени, определяемые конфигурационными параметрами места расположения счетчика (широта, долгота, часовой пояс, зенитное расстояние). Отключение нагрузки производится по началу утренних сумерек, а включение нагрузки производится по окончанию вечерних сумерек.

2.4.9.10 В режиме контроля максимального тока, управление нагрузкой и формирование сигнала управления нагрузкой производится при превышении тока нагрузки значения $1{,}05 \times I_{макс}$ в течение 5 секунд. Сигнал разрешения включения нагрузки формируется через 5 секунд после отключения.

2.4.9.11 В режиме управления нагрузкой по лимитеру мощности управление нагрузкой и формирование сигнала управления нагрузкой производится при превышения установленного порога мощности в течение заданного времени наблюдения в любой фазе. Сигнал разрешения включения нагрузки формируется через заданное время задержки после возврата мощности за установленный порог.

2.4.9.12 В режиме управления нагрузкой по лимитеру магнитного поля управление нагрузкой и формирование сигнала управления нагрузкой производится при превышения установленного порога значения воздействующего магнитного поля в течение заданного времени наблюдения. Сигнал разрешения включения нагрузки формируется через заданное время задержки после возврата значения магнитной индукции за установленный порог.

2.4.9.13 В режиме управления нагрузкой по лимитеру тока управление нагрузкой и формирование сигнала управления нагрузкой производится при превышения тока нагрузки установленного порога тока в течение заданного времени наблюдения в любом фазном проводе. Сигнал разрешения включения нагрузки формируется через заданное время задержки после возврата значения тока за установленный порог.

2.4.9.14 В режиме управления нагрузкой по лимитеру напряжения управление нагрузкой и формирование сигнала управления нагрузкой производится при превышении установленного порога напряжения в течение заданного времени наблюдения в любой фазе. Сигнал разрешения включения нагрузки формируется через заданное время задержки после возврата напряжения за установленный порог.

2.4.9.15 В режиме управления по лимитеру небаланса суммы фазных токов и тока в нулевом проводе управление нагрузкой и формирование сигнала управления нагрузкой производятся при превышении установленного порога небаланса токов в течение заданного времени наблюдения. Сигнал разрешения включения нагрузки формируется через заданное время задержки после возврата значения небаланса токов за установленный порог.

2.4.9.16 В случае несанкционированного вскрытия счетчика (крышки зажимов, крышки корпуса, крышки батарейного отсека) производится отключение нагрузки и формируется сигнал отключения нагрузки. Сигнал разрешения включения нагрузки формируется после того, как все крышки будут закрыты.

2.4.9.17 При появлении любой из описанных выше причин отключение нагрузки и формирование сигнала отключения нагрузки производится мгновенно с формированием записи в журнале управления нагрузкой и выдачей на табло индикатора номера причины отключения в виде сообщения OFF-xxx, где xxx – номер причины. Если причин несколько, то сообщения с номерами причин индицируются последовательно. Сообщения режимов управления нагрузкой приведены в таблице Г.2 приложения Г.

2.4.9.18 Если причиной отключения нагрузки было открытие крышек счетчика, воздействие магнитного поля повышенной индукции или нарушение параметров ПКЭ, то на табло ЖКИ выдаются сообщения вида «Att-XX». Где XX - номер сообщения. Возможные сообщения приведены в таблице Г.3 приложения Г.

Если причинами отключения являются вскрытие корпуса или воздействие магнитного поля, то эти сообщения продолжают выдаваться на табло ЖКИ до снятия причины командой по интерфейсу. Остальные сообщения снимаются автоматически после пропадания причины.

2.4.9.19 При устранении всех причин отключения, счётчик переходит в состояние разрешения включения нагрузки с формированием записи в журнале управления нагрузкой и выдачей на табло индикатора сообщения о разрешении включения нагрузки в виде сообщения OFF-On.

2.4.9.20 Включение нагрузки и формирование сигнала включения нагрузки производится по нажатию кнопки управления режимами индикации счётчика или терминала. Возможно автоматическое включение нагрузки, минуя нажатие кнопки управления, если это предусмотрено параметрами конфигурации счётчика.

2.4.10 Журналы счетчика

2.4.10.1 Счетчик ведет журналы событий, журналы показателей качества электрической энергии, журналы превышения порога мощности и статусный журнал.

2.4.10.2 В журналах событий фиксируются времена начала/окончания событий. Каждое событие фиксируется в отдельном журнале. Перечень журналов и глубина хранения каждого журнала приведены в таблице 8.

Таблица 8 – Журналы событий

Название журнала событий	Глубина хранения	
	событий	записей
1 Журнал выключения/включения счетчика	100	50
2 Журнал перехода на резервное питание	100	50
3 Журнал выключения/включения фазы 1	100	50
4 Журнал выключения/включения фазы 2	100	50
5 Журнал выключения/включения фазы 3	100	50
6 Журнал вскрытия крышки зажимов	100	50
7 Журнал вскрытия крышки интерфейсных соединителей и батареи	100	50
8 Журнал вскрытия корпуса счетчика	100	50
9 Журнал воздействия повышенной магнитной индукции (для индикации)	100	50
10 Журнал воздействия магнитного поля по алгоритму ПАО «Россети»	100	50
11 Журнал перепрограммирования счетчика (фиксация факта связи со счетчиком, приведший к изменению данных)	50	50
12 Дата и время последнего программирования	1	1
13 Журнал перепрограммирования параметров в протоколе СЭТ-4ТМ с указанием запроса (команда параметр)	100	100

Продолжение таблицы 8

Название журнала событий	Глубина хранения	
	событий	записей
14 Журнал перепрограммирования параметров в протоколе СПОДЭС с указанием OBIS-кода объекта и номера атрибута	100	100
15 Журнал несанкционированного доступа к счетчику	10	10
16 Журнал инициализации счетчика	100	100
17 Журнал коррекции времени и даты	200	100
18 Журнал коррекции активного тарифного расписания	10	10
19 Журнал коррекции пассивного тарифного расписания	10	10
20 Журнал коррекции расписания праздничных дней	10	10
21 Журнал коррекции списка перенесенных дней	10	10
22 Журнал коррекции расписания управления нагрузкой	10	10
23 Журнал коррекции расписания утренних и вечерних максимумов мощности	10	10
24 Журнал управления нагрузкой	100	100
25 Журнал изменения состояний входов телесигнализации	20	20
26 Журнал изменения состояний выходов телеуправления и входов телесигнализации	100	100
27 Журнал изменений коэффициентов трансформации	10	10
28 Журнал изменений параметров измерителя качества	10	10
29 Журнал изменений параметров измерителя потерь	10	10
30 Журнал сброса показаний (энергии)	10	10
31 Журнал инициализации массива профиля 1, 2, 3, 4 (4 журнала)	40	40
32 Журнал сброса максимумов по первому, второму и третьему массиву профиля (3 журнала)	30	30
33 Журнал наличия тока при отсутствии напряжения в фазах 1, 2, 3 (3 журнала)	120	60
34 Журнал превышения максимального тока в фазах 1, 2, 3 (3 журнала)	120	60
35 Журнал небаланса суммы фазных токов и тока в нулевом проводе	100	50
36 Журнал изменение знака направления активной мощности в фазах 1, 2, 3 (3 журнала)	300	150
37 Журнал нарушения чередования фаз	100	50
38 Журнал отклонения коэффициента мощности от нормированного значения (tg φ)	100	50
39 Журнал отклонения коэффициента мощности (tg φ) на часовом интервале	100	100
40 Журнал обновления метрологически не значимой части ПО	20	20
41 Журнал времени калибровки счётчика	10	10
42 Журнал HDLC коммуникаций	100	100
43 Журнал изменения паролей доступа	10	10
44 Журнал контроля доступа (протокол СПОДЭС)	100	100
45 Журнал отсутствия тока при наличии измеряемого напряжения в фазе 1	40	20
46 Журнал отсутствия тока при наличии измеряемого напряжения в фазе 2	40	20
47 Журнал отсутствия тока при наличии измеряемого напряжения в фазе 3	40	20

Продолжение таблицы 8

Название журнала событий	Глубина хранения	
	событий	записей
48 Журнал очистки статистической таблицы прерывания напряжений	10	10
49 Журнал очистки массивов статистических таблиц ПКЭ	10	10
50 Журнал качества сети за расчетный период	50	50
51 Журнал выхода/возврата среднего значения активной мощности прямого направления (P+) за установленный порог	100	50
52 Журнал выхода/возврата среднего значения активной мощности обратного направления (P-) за установленный порог	100	50
53 Время выхода/возврата среднего значения реактивной мощности прямого направления (Q+) за установленный порог	100	50
54 Время выхода/возврата среднего значения реактивной мощности обратного направления (Q-) за установленный порог	100	50
55 Статусный журнал	50	50
56 Расширенный статусный журнал	50	50

2.4.10.3 В журналах показателей качества электроэнергии фиксируются времена выхода/возврата за установленные границы параметров КЭ, усредненных на интервале времени (по умолчанию):

– 10 секунд для частоты сети.
– 10 минут для остальных параметров.

Перечень журналов ПКЭ и глубина хранения каждого журнала приведены в таблице 9.

Таблица 9 – Журналы ПКЭ

Название журнала ПКЭ	Глубина хранения	
	событий	записей
1 Журналы выхода/возврата за верхнюю и нижнюю границы ПДЗ* фазных (фазы 1,2,3) и междуфазных (фазы 12, 23, 31) напряжений. Положительные и отрицательные отклонения напряжений (12 журналов)	1200	600
2 Журналы выхода/возврата за верхнюю и нижнюю границы НДЗ* фазных (фазы 1,2,3) и междуфазных (фазы 12, 23, 31) напряжений (12 журналов)	1200	600
3 Журналы выхода/возврата за верхнюю и нижнюю границы ПДЗ напряжения прямой последовательности U1(1) (2 журнала)	200	100
4 Журналы выхода/возврата за верхнюю и нижнюю границы НДЗ напряжения прямой последовательности U1(1) (2 журнала)	200	100
5 Журналы выхода/возврата за верхнюю и нижнюю границы ПДЗ частоты сети. Отклонение частоты (2 журнала)	200	100
6 Журнал выхода/возврата за верхнюю и нижнюю границы НДЗ частоты сети. Отклонение частоты (2 журнала)	200	100
7 Время выхода/возврата за границу ПДЗ коэффициента искажения синусоидальности кривой фазных (фазы 1,2,3) и междуфазных (фазы 12, 23, 31) напряжений (6 журналов)	600	300
8 Время выхода/возврата за границу НДЗ коэффициента искажения синусоидальности кривой фазных (фазы 1,2,3) и междуфазных (фазы 12, 23, 31) напряжений (6 журналов)	600	300
9 Журнал выхода/возврата за границу ПДЗ коэффициента несимметрии напряжения по нулевой последовательности K0u	100	50

Продолжение таблицы 9

Название журнала ПКЭ	Глубина хранения	
	событий	записей
10 Журнал выхода/возврата за границу НДЗ коэффициента несимметрии напряжения по нулевой последовательности K0u	100	50
11 Журнал выхода/возврата за границу ПДЗ коэффициента несимметрии напряжения по обратной последовательности K2u	100	50
12 Журнал выхода/возврата за границу НДЗ коэффициента несимметрии напряжения по обратной последовательности K2u	100	50
13 Журнал положительного и отрицательного отклонения фазных и междуфазных напряжений за расчетный период	50	50
14 Журнал очистки массива статистических таблиц ПКЭ	10	10
* ПДЗ – предельно допустимое значение НДЗ – нормально допустимое значение		

2.4.10.4 Журналы провалов, прерываний напряжений и перенапряжений относятся к журналам ПКЭ, но выделены в отдельную группу. В журналах провалов и перенапряжений фиксируется остаточное напряжение и длительность провала напряжения, величина и длительность перенапряжения для каждой фазы сети и трехфазной системы. Кроме журналов провалов и перенапряжений ведется статистическая таблица параметров провалов и перенапряжений для каждой фазы сети и трехфазной системы. Статистические таблицы могут очищаться по интерфейсному запросу с фиксацией факта и времени очистки в журналах очистки статистики.

Перечень журналов провалов и перенапряжений и глубина хранения каждого журнала приведены в таблице 10.

Таблица 10 – Журналы провалов и перенапряжений

Название журнала ПКЭ	Глубина хранения	
	событий	записей
1 Журнал провалов и перенапряжений в 3-х фазной системе	50	50
2 Журналы провалов и перенапряжений в фазах 1, 2, 3 (3 журнала)	150	150
3 Журнал очистки статистической таблицы провалов и перенапряжений в 3-х фазной системе	10	10
4 Журналы очистки статистических таблиц провалов и перенапряжений в фазах 1, 2, 3 (3 журнала)	30	30
5 Журнал прерывания напряжения (выхода/возврата напряжения во всех трех фазах за заданный порог)	100	50
6 Журнал очистки статистической таблицы прерываний напряжения	10	10

2.4.10.5 В журналах превышения порога мощности фиксируется время выхода/возврата за установленную границу среднего значения активной и реактивной мощности прямого и обратного направления из первого, второго или третьего массива профиля мощности. Глубина хранения журнала по каждой мощности 50 записей с фиксацией 100 событий.

2.4.10.6 В статусном журнале и расширенном статусном журнале фиксируются ошибки в работе счетчика, выявленные системой непрерывной диагностики. При обнаружении ошибки устанавливается позиционный флаг ошибки в слове состояния счетчика, которое фиксируется в статусном журнале со штампом времени возникновения ошибки. По измененному слову состояния подключается система реанимации, стремящаяся устранить возникшую ошибку. Если это удается, то в слове состояния снимается флаг ошибки и измененное слово состояния записывается в статусный журнал со штамм времени исчезновения ошибки. Глубина хранения статусного журнала 50 записей.

2.4.10.7 Журнал небаланса суммы фазных токов и тока в нулевом проводе. Для счетчиков с датчиком тока в нулевом проводе в журнале фиксируется событие небаланса суммы фазных токов и тока в нулевом проводе на протяжении более 30 секунд в процентах от величины суммы фазных токов, нижний порог чувствительности параметра составляет 15% от базового тока счетчика.

2.4.10.8 Журнал качества сети за расчетный период. В журнале фиксируется суммарная продолжительность за расчетный период положительного или отрицательного отклонения уровня напряжения в точке поставки электрической энергии на величину более 10 % от номинального напряжения в интервале измерений, равном 10 минутам, и количество фактов положительного отклонения за расчетный период уровня напряжения в точке поставки электрической энергии на величину 20%.

2.4.10.9 Журнал управления нагрузкой. В журнале фиксируется состояние реле, причина срабатывания и количество циклов. Состояние реле контролируется по наличию тока при отключенном реле. Количество циклов включения/отключения ведется в отдельном регистре.

2.4.11 Устройство индикации

2.4.11.1 Счётчики внутренней установки и счетчики для установки на DIN-рейку (таблица 1), имеют жидкокристаллический индикатор с подсветкой (ЖКИ) для отображения учтенной энергии и измеряемых параметров и три или четыре кнопки управления режимами индикации. Информация на ЖКИ отображается на русском языке. Обозначение активной электрической энергии - в кВт•ч, реактивной - в кВАр•ч. Кроме того, в счетчиках предусмотрены одиночные светодиодные индикаторы для индикации состояния телеметрии, встроенных интерфейсных модулей, датчика магнитного поля и радиомодема для связи с терминалом (рисунки 1, 2, 3).

2.4.11.2 Счётчики наружной установки (таблица 1) не имеют собственного устройства индикации, и визуализация данных измерений счётчика производится через терминал, подключаемый к счётчику по радиоканалу через встроенный радиомодем и устанавливаемый внутри помещения (рисунок 2). Терминал имеет жидкокристаллический индикатор с подсветкой для отображения учтенной энергии и измеряемых параметров и три кнопки управления режимами индикации.

Примечание – Со счётчиками серии ТЕ2000 могут поставляться терминалы трех вариантов исполнения:

– ТЕ121.02 с питанием от сети переменного тока и с резервным питанием от двух алкалиновых батарей или двух аккумуляторов типоразмера ААА;

– ТЕ121.02 /1 без сетевого электропитания и с питанием только от двух алкалиновых батарей типоразмера ААА;

– ТЕ121.03 с питанием только от двух алкалиновых батарей или двух аккумуляторов типоразмера ААА или через разъем USB типа С.

2.4.11.3 Индикатор счетчика может работать в одном из трех режимов:

– в режиме индикации основных параметров;

– в режиме индикации вспомогательных параметров;

– в режиме индикации технологических параметров.

2.4.11.4 Счетчик в режиме индикации основных параметров позволяет отображать на табло ЖКИ:

– текущее значение активной или реактивной учтенной энергии нарастающего итога, текущего направления, по текущему тарифу;

– учтенную активную и реактивную энергию прямого и обратного направления и четырехквадрантную реактивную энергию по каждому тарифу и сумме тарифов;

– энергию с учетом потерь в линии передачи и силовом трансформаторе;

– число импульсов от внешних датчиков, посчитанных по цифровым входам 1 и 2.

Все перечисленные выше данные отображаются из ранее сохраненных архивов:

- всего от сброса показаний (нарастающий итог);
- за текущий и предыдущий год;
- за текущий и предыдущий месяц;
- за текущие и предыдущие сутки;
- на начало текущего года;
- на начало текущего и предыдущего месяца (расчетного периода);
- на начало текущих и предыдущих суток.

Значения потребленной электрической энергии на конец последнего (предыдущего) программируемого расчетного периода (фиксируется на 00 часов 00 минут 00 секунд первых суток, следующих за последним программируемым расчетным периодом) суммарно и по тарифным зонам.

Все энергии отображаются с включением на ЖКИ соответствующего указателя направления - прямого (прием) и обратного (отдача).

Кроме перечисленных выше данных в режиме индикации основных параметров отображаются значения и время фиксации утренних и вечерних максимумов мощности по первому, второму и третьему массиву профиля мощности.

2.4.11.5 Счетчик в режиме индикации вспомогательных параметров позволяет отображать на индикаторе измеренные мгновенные значения физических величин, указанных в таблице 7.

2.4.11.6 Счетчик в режиме индикации технологических параметров позволяет отображать на индикаторе:

- версию программного обеспечения (ПО) счетчика (21.00.XX);
- контрольную сумму метрологически значимой части ПО (30C4);
- производительность системы;
- размер свободной динамической памяти;
- короткий сетевой адрес счетчика.

2.4.11.7 Во всех режимах индикации на табло времени и даты индикатора выводятся сообщения системы самодиагностики о программном или аппаратном сбое в виде E-xx, где xx– номер ошибки. Сообщение E-39 не является ошибкой, а указывает, что счетчик работает от резервного источника питания при отсутствии измеряемых напряжений. Все сообщения об ошибках снимается автоматически после восстановления работоспособности. Перечень ошибок и способы их устранения приведены в приложении Г.

2.4.12 Интерфейсы связи

2.4.12.1 Счётчики, независимо от варианта исполнения, имеют оптический интерфейс (оптопорт), физические и электрические параметры которого соответствуют ГОСТ IEC 61107-2011.

2.4.12.2 Счётчики трансформаторного включения по току внутренней установки и счетчики для установки на DIN-рейку (таблица 1) имеют два независимых, гальванически изолированных интерфейса RS-485. Счетчики непосредственного подключения к сети имеют один интерфейс RS-485. Счетчики наружной установки интерфейса RS-485 не имеют.

2.4.12.3 В счетчики опционально могут быть встроены:

- радиомодем для связи с терминалом (RF2, таблица 1);
- один из магистральных интерфейсных модулей, приведенных в таблице 2.

2.4.12.4 В счетчики внутренней установки (варианты исполнения 00-07 и 20-23, таблица 1) могут устанавливаться дополнительные сменные интерфейсные модули, приведенные в таблице 3, для обеспечения удаленного доступа к интерфейсу RS-485 счетчиков через сети: PLC, ZigBee, GSM, UMTS, LTE, NB-IoT, Ethernet, Wi-Fi. При этом счетчик становится коммуникатором и к его интерфейсу могут быть подключены другие счетчики объекта без дополнительных

интерфейсных модулей, образуя локальную сеть объекта, с возможностью удаленного доступа к каждому счетчику объекта.

2.4.12.5 Счетчики через любой интерфейс связи поддерживают следующие протоколы обмена:

- ModBus-подобный, СЭТ-4ТМ.02-совместимый протокол;
- ГОСТ Р 58940-2020 (СПОДЭС) с транспортным уровнем HDLC;
- ModBus-RTU;
- Канальный пакетный протокол системы «Пирамида».

Счетчики через любой интерфейс связи обеспечивают возможность:

- считывания архивных данных и измеряемых параметров в соответствии со стандартом ПАО «Россети» «Приборы учета электрической энергии. Требования к информационной модели обмена данными (версия 2)»;
- считывания, программирования и перепрограммирования параметров;
- управление счетчиком;
- выступать в качестве инициатора связи с уровнем ИВКЭ или ИВК для передачи инициативных сообщений при наступлении следующих событий:

а) вскрытии/закрытии корпуса счетчика (срабатывание электронной пломбы);
б) вскрытии/закрытии клеммной крышки (срабатывание электронной пломбы);
в) вскрытии/закрытии крышки батарейного отсека (срабатывание электронной пломбы);
г) воздействии сверхнормативным магнитным полем;
д) перепрограммировании параметров;
е) отключении/включении питания счетчика.

При наступлении критических событий формируются инициативные сообщения о возникновении новых состояний в соответствии со стандартом ПАО «Россети» «Приборы учета электрической энергии. Требования к информационной модели обмена данными».

В случае мгновенного отключения питания счетчика, события сохраняются в памяти счетчика. После включения питания выдается инициативное сообщение с сохранёнными событиями.

При непрерывном отсутствии питания более 10 часов и после возобновления подачи напряжения, от прибора учета на уровень ИВК передается инициативное сообщение с указанием даты и времени начала и окончания аварийного режима работы, и также продолжительность времени (в часах) отсутствия питания.

2.4.12.6 Счётчик с PLC-модемом обеспечивает передачу данных по низковольтным электрическим сетям общего назначения и соответствует требованиям ГОСТ 30804.3.8-2002, ГОСТ Р 51317.3.8-99 с поддержкой стека протоколов Y-NET фирмы Yitran, позволяющего организовывать сеть передачи данных древовидной структуры с автоматической адресацией, маршрутизацией и автоматической оптимизацией маршрутов.

2.4.12.7 Счётчик с радиомодемом для связи с терминалом (RF2), ISM-модемом (RF1, далее ZigBee-модем) и WiFi-коммуникатором работает на частотах, выделенных по решению ГКРЧ №-7-20-03-001 от 07.05.2007 с учетом изменений №14-20-01 от 20.11.2014 для устройств малого радиуса действия с выходной мощностью передатчика, не требующей разрешения ГКРЧ на использование радиочастотных каналов.

Счётчик с радиомодемом для связи с терминалом (RF2) поддерживает канальный протокол SimpliciTI фирмы Texas Instruments и обеспечивает подключение до четырех удаленных модемов (терминалов).

Счётчик с ZigBee-модемом (RF1) поддерживает протоколы связи, основанные на стандарте IEEE 802.15.4-2006. Выполняет функцию маршрутизатора и обеспечивает формирова-

ние полносвязной одноранговой радиосети передачи данных с автоматической адресацией, маршрутизацией и оптимизацией маршрута.

Счётчик с WiFi–коммуникатором поддерживает протоколы связи стандарта IEEE 802.11 b/g/n и работает в режиме клиента и (или) сервера TCP/IP. Wi-Fi-коммуникатор поддерживает до четырех TCP/IP-соединений.

2.4.12.8 Счётчик со встроенным GSM/UMTS/LTE/NB-IoT-коммуникатором работает в сети подвижной радиотелефонной связи стандарта GSM900/1800, UMTS2000, LTE в режиме пакетной передачи данных как клиент и сервер TCP/IP, с использованием технологии GPRS, HSPA, и в режиме канальной передачи данных с использованием технологии CSD (кроме NB-IoT). Коммуникаторы одновременно поддерживают четыре исходящих и два входящих TCP/IP-соединения, а по своим свойствам соответствует коммуникаторам серий TE101, C-1.

2.4.12.9 Счётчик с Ethernet-модемом соответствует спецификации 10BASE-T и работает в сети Ethernet в режиме клиента или сервера TCP/IP на скоростях обмена до 10 Мбит/с.

2.4.12.10 Счётчики через любой интерфейс связи обеспечивают возможность управления функциями и конфигурирование встроенных модемов. Конфигурирование Ethernet-модема производится только через web-интерфейс.

2.4.12.11 Доступ к параметрам и данным счетчика со стороны интерфейсов связи защищен паролями на чтение, программирование и управление нагрузкой (три уровня доступа). Метрологические коэффициенты и заводские параметры защищены аппаратной перемычкой защиты записи (аппаратный уровень доступа) и не доступны без снятия пломб предприятия-изготовителя и нарушения знака поверки.

2.4.12.12 Интерфейсы связи счетчика могут блокироваться на запись при троекратном вводе неверного пароля, если установлен конфигурационный флаг «Разрешить блокировку записи». Время и число попыток открытия канала связи со счетчиком с неверным паролем фиксируется в журнале несанкционированного доступа.

2.4.12.13 Работа со счётчиками через интерфейсы связи может производиться с применением программного обеспечения предприятия-изготовителя «Конфигуратор СЭТ-4ТМ» или с применением программного обеспечения пользователей. Схемы подключения счётчиков к компьютеру приведены в приложении В.

2.4.12.14 Более подробное описание функций встроенных модемов, их параметров, конфигурирования и работы со счётчиком приведены в документе «Руководство по эксплуатации. Часть 3. Дистанционный режим».

2.4.13 Резервное питание

2.4.13.1 Счетчики, в зависимости от варианта исполнения, имеют встроенный блок резервного питания, работающий в широком диапазоне входных напряжений от 80 В до 276 В переменного или постоянного тока.

2.4.13.2 Счетчик с блоком резервного питания, в отличие от счетчиков предыдущих разработок, при работе от резервного источника и при отсутствии измеряемых напряжений сохраняет полный функционал и производит измерения. При этом могут быть зафиксированы такие события, как наличие тока в последовательной цепи при отсутствии напряжения.

2.4.14 Электронные пломбы и датчик магнитного поля

2.4.14.1 Счётчики внутренней установки и счетчики для установки на DIN-рейку (таблица 1) имеют три электронные пломбы: крышки зажимов, крышки счетчика и крышки батарейного отсека. Счётчики наружной установки имеют две электронные пломбы: крышки зажимов и крышки счетчика.

Электронные пломбы фиксируют факт и время открытия/закрытия соответствующей крышки с формированием записи в журнале событий. При этом на табло ЖКИ выдаются сообщения вида «Att-XX». Где XX - номер сообщения. Возможные сообщения приведены в

таблице Г.3 приложения Г.

Электронные пломбы энергонезависимые и функционируют как во включенном, так и в выключенном состоянии счётчика. Сообщение вскрытие крышки корпуса будет выдаваться на табло ЖКИ до снятия причины командой по интерфейсу. Остальные сообщения снимаются автоматически после пропадания причины.

2.4.14.2 Счетчик содержит измеритель магнитного поля на основе датчика с заявленными метрологическими характеристиками.

Измеритель магнитного поля предназначен для фиксации факта, величины и времени воздействия на счетчик переменного или постоянного магнитного поля повышенной индукции, превышающей установленное пороговое значение. Пороговое значение магнитной индукции программируется в диапазоне (0-169) мТл и по умолчанию имеет значение 3 мТл.

Время начала и окончания воздействия магнитного поля повышенной индукции фиксируется в журнале событий счетчика, а факт воздействия индицируется на ЖКИ включением курсора «⚠» или светодиодного индикатора «⚠». Если длительность воздействия на счетчик не превышало одной минуты, то по окончанию воздействия курсор или индикатор «⚠» выключается. Если воздействие длилось более 1 минуты, то курсор или индикатор «⚠» остается включенным до сброса интерфейсной командой второго уровня доступа.

2.5 Условия окружающей среды

2.5.1 В части воздействия климатических факторов внешней среды и механических нагрузок счётчики соответствуют условиям группы 4 по ГОСТ 22261-94 для работы при температуре окружающего воздуха и относительной влажности в соответствии с таблицей 16.

Счётчики наружной установки устойчивы к воздействию солнечной радиации, инея и росы.

Таблица 11 - Диапазон рабочих температур, температур транспортирования и хранения

Наименование параметра	Счётчики, устанавливаемые внутри помещения	Счётчики наружной установки
Диапазон рабочих температур, °С	от минус 40 до плюс 70	от минус 40 до плюс 70
Относительная влажность	до 90 % при 30 °С	до 100 % при 25 °С
Давление, кПа (мм. рт. ст.)	от 70 до 106,7 (от 537 до 800)	
Диапазон температур транспортирования и хранения, °С	от минус 40 до плюс 70	
Степень защищенности от проникновения пыли и воды (по ГОСТ 14254-2015)	IP51	IP55

2.6 Состав комплекта счетчика

2.6.1 Состав комплекта счетчика приведен в таблице 12.

Таблица 12 - Состав комплекта счетчика

Обозначение документа	Наименование и условное обозначение	Кол.
	Счетчик электрической энергии многофункциональный ТЕ2000.___.___.___ (одно из исполнений)	1
ФРДС.411152.007ФО	Формуляр. Часть 1	1
ФРДС.411152.007ФО1[1)]	Формуляр. Часть 2	1
ФРДС.411152.007РЭ[1)]	Руководство по эксплуатации. Часть 1	1

Продолжение таблицы 12

Обозначение документа	Наименование и условное обозначение	Кол.
ФРДС.411152.007РЭ1[1)]	Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки	1
ФРДС.411152.007РЭ2[1)]	Руководство по эксплуатации. Часть 3. Дистанционный режим	1
ФРДС.411152.007РЭ3[1)]	Руководство по эксплуатации. Часть 4. Измерение и учет потерь	1
ФРДС.00004-01[1)]	Программное обеспечение «Конфигуратор СЭТ-4ТМ», версия не ниже 18.05.21	1
ФРДС.411915.054	Индивидуальная упаковка ТЕ2000.00 - ТЕ2000.07, ТЕ2000.20 - ТЕ2000.23	1
ФРДС.411915.052	Индивидуальная упаковка ТЕ2000.60 - ТЕ2000.67, ТЕ2000.80, ТЕ2000.81	1
ФРДС.411915.050[2)]	Индивидуальная упаковка ТЕ2000.40 - ТЕ2000.43	1
ФРДС.468369.011[2)]	Терминал ТЕ121.02 (ТЕ121.02/1, ТЕ121.03) с формуляром	1
ФРДС.411911.007[2)]	Комплект монтажных частей:	
ФРДС.745162.001[2)]	Гермоввод	1
ФРДС.754342.001[2)]	Швеллер	1
ФРДС.746122.007[2)]	Уголок	1
	Шуруп саморез М4.2×13.32.ЛС59-1.139 DIN968[2)]	2
	Винт В2.М4-6q×10.32.ЛС59-1.136 ГОСТ 17473-80[2)]	2
	Шайба 4Л Бр.КМц3-1.136 ГОСТ 6402-70[2)]	2
	Шайба А 4.32.ЛС59-1.136 ГОСТ 10450-78[2)]	2
	Дюбель-гвоздь фасадный КАТ N 10х100[3)]	2
ФРДС.745213.003-05[4)]	Рейка (ТЕ2000.60- ТЕ1000.67, ТЕ2000.80, ТЕ2000.81)	1
ФРДС.754463.125[5)]	Этикетка	1

Примечания

1 [1)] Документы в электронном виде, включая сертификаты и ПО «Конфигуратор СЭТ-4ТМ», доступны на сайте предприятия-изготовителя по адресу https://te-nn.ru/.

2 Для счетчиков с установленным дополнительным интерфейсным модулем в комплект поставки входит формуляр из комплекта поставки модуля. Руководство по эксплуатации модуля доступно на сайте предприятия-изготовителя по адресу https://te-nn.ru/.

3 Эксплуатационная документация на счетчик, терминал и дополнительный модуль на бумажном носителе или флеш-накопителе поставляются по отдельному заказу.

4 [2)] Поставляются со счетчиками наружной установки. Терминал поставляется со счётчиками наружной установки ТЕ2000.40 и ТЕ2000.41 в двух вариантах исполнения, что в явном виде указывается при заказе:

– ТЕ121.02 с питанием от сети переменного тока и с резервным питанием от двух алкалиновых батарей или двух аккумуляторов типоразмера ААА;

– ТЕ121.02/1 без источника сетевого электропитания и с питанием только от двух алкалиновых батарей или двух аккумуляторов типоразмера ААА;

– ТЕ121.03 с питанием только от двух алкалиновых батарей или двух аккумуляторов типоразмера ААА или через разъем USB типа С.

Терминал может иметь другой тип или не входить в состав комплекта поставки по отдельному заказу.

5 [3)] Поставляются со счетчиками ТЕ2000.40- ТЕ2000.43 по отдельному заказу.

6 [4)] Поставляется со счетчиками ТЕ2000.60- ТЕ2000.67, ТЕ2000.80, ТЕ2000.81 по отдельному заказу.

7 [5)] Этикетка самоклеящаяся с нанесенным логотипом ПАО «Россети» и телефоном Единого контакт-центра 8-800-220-0-220 поставляется по отдельному заказу.

8 Ремонтная документация разрабатывается и поставляется по отдельному договору с организациями, проводящими послегарантийный ремонт счетчиков.

9 Инсталляционный пакет программы «Конфигуратор СЭТ-4ТМ» и обновления загрузочного модуля конфигуратора доступны на сайте по адресу https://www.te-nn.ru/.

2.7 Технические характеристики

2.7.1 Основные технические характеристики счетчика приведены в таблице 13. Характеристики встраиваемых или устанавливаемых интерфейсных модулей приведены в таблице 14.

Таблица 13 – Основные технические характеристики

Наименование величины	Значение
Класс точности при измерении в прямом и обратном направлении: – активной энергии по ГОСТ 31819.22-2012 по ГОСТ 31819.21-2012 – реактивной энергии по ГОСТ 31819.23-2012	 0,5S; 1; 1
Номинальный (максимальный) ток, А Базовый (максимальный) ток, А	1(2) или 5(10); 5(80) или 5(100)
Стартовый ток (чувствительность), мА: – трансформаторного включения – непосредственного включения	 0,001Iном; 0,004$I_б$
Номинальные напряжения, В	3×(57,7-115)/(100-200) или 3×(120-230)/(208-400)
Установленный рабочий диапазон напряжений от 0,8Uном до 1,2Uном, В, счетчиков с Uном: – 3×(57,7-115)/(100-200) В – 3×(120-230)/(208-400) В	 3×(46-138)/(80-240); 3×(96-276)/(166-480)
Предельный рабочий диапазон фазных напряжений (в любых двух фазах), В	от 0 до 440
Номинальная частота сети, Гц	50
Диапазон рабочих частот, Гц	от 47,5 до 52,5
Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерения, %: – активной мощности (прямого и обратного направления при активной, индуктивной и емкостной нагрузках), δ_P, счетчиков: 1) трансформаторного включения класса точности 0,5S: при 0,05Iном ≤ I ≤ Iмакс, cosφ=1; при 0,05Iном ≤ I ≤ Iмакс, cosφ=0,5; при 0,01Iном ≤ I < 0,05Iном, cosφ=1; при 0,02Iном ≤ I < 0,05Iном, cosφ=0,5; при 0,05Iном ≤ I ≤ Imax, cosφ=0,25; 2) непосредственного включения класса точности 1: при 0,1$I_б$ ≤ I ≤ Iмакс, cosφ=1, cosφ=0,5 при 0,05$I_б$ ≤ I < 0,1$I_б$, cosφ=1 при 0,1$I_б$ ≤ I ≤ Iмакс cosφ=0,25 – реактивной мощности (прямого и обратного направления при активной, индуктивной и емкостной нагрузках), δQ, счетчиков:	 ±0,5; ±0,6; ±1,0; ±1,0; ±1,0; ±1,0; ±1,5; ±1,5

Продолжение таблицы 13

Наименование величины	Значение
1) трансформаторного включения класса точности 1: при 0,05Iном ≤ I ≤ Iмакс, sinφ=1, sinφ=0,5 при 0,01Iном ≤ I < 0,05Iном, sinφ=1 при 0,02Iном ≤ I < 0,05Iном, sinφ=0,5 при 0,05Iном ≤ I ≤ Iмакс, sinφ=0,25 2) непосредственного включения класса точности 1: при $0,1I_б$ ≤ I ≤ Iмакс, sinφ=1, sinφ=0,5 при $0,05I_б$ ≤ I < $0,1I_б$, sinφ=1 – при $0,1I_б$ ≤ I ≤ Iмакс, sinφ=0,25 – полной мощности (аналогично реактивной мощности), δ_S – мощности активных потерь, $\delta_{Pп}$ – мощности реактивных потерь, $\delta_{Qп}$ – активной энергии и мощности с учетом потерь (прямого и обратного направления), $\delta_{P\pm Pп}$ – реактивной энергии и мощности с учетом потерь (прямого и обратного направления), $\delta_{Q\pm Qп}$	 ±1,0; ±1,5; ±1,5; ±1,5; ±1,0; ±1,5; ±1,5; δ_Q; (2δi + 2δu); (2δi + 4δu); $\left(\delta_P \cdot \frac{P}{P \pm P_п} + \delta_{Pп} \cdot \frac{P_п}{P \pm P_п}\right)$; $\left(\delta_Q \cdot \frac{Q}{Q \pm Q_п} + \delta_{Qп} \cdot \frac{Q_п}{Q \pm Q_п}\right)$
Средний температурный коэффициент в диапазоне температур от минус 40 до плюс 60 °С, %/К, при измерении: – активной энергии и мощности 1) трансформаторного включения при 0,05Iном ≤ I ≤ Iмакс, cosφ=1 при 0,05Iном ≤ I ≤ Iмакс, cosφ=0,5 2) непосредственного включения при $0,1I_б$ ≤ I ≤ Iмакс, cosφ=1 при $0,2I_б$ ≤ I ≤ Iмакс, cosφ=0,5 – реактивной энергии и мощности ○ трансформаторного включения при 0,05Iном ≤ I ≤ Iмакс, sinφ=1; при 0,05Iном ≤ I ≤ Iмакс, sinφ=0,5 ○ непосредственного включения при $0,1I_б$ ≤ I ≤ Iмакс, cosφ=1; при $0,2I_б$ ≤ I ≤ Iмакс, cosφ=0,5	 0,03; 0,05; 0,05; 0,07; 0,05; 0,07; 0,05; 0,07;
Диапазон измеряемых частот, Гц	от 42,5 до 57,5
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерения частоты, Гц	±0,05
Диапазон измерения отклонения частоты от 50 Гц, Гц	от -7,5 до +7,5
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерения отклонения частоты, Гц	±0,05
Диапазон измерения среднеквадратического значения напряжения, В: - фазного напряжения (UA, UB, UC) - междуфазного напряжения (UAB, UBC, UCA) - напряжения прямой последовательности (U1)	от 0,8Uном н до 1,2Uном в1)

Продолжение таблицы 13

Наименование величины	Значение
Пределы допускаемой относительной погрешности измерения среднеквадратического значения напряжения для счетчиков трансформаторного (непосредственного) включения, %	±0,4 (±0,5)
Диапазон измерения положительного отклонения среднеквадратического значения фазного и междуфазного напряжения ($\delta U_{(+)}$), %	от 0 до +20
Диапазон измерения отрицательного отклонения среднеквадратического значения фазного и междуфазного напряжения ($\delta U_{(-)}$), %	от 0 до +20[2)]
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерения положительного и отрицательного отклонений среднеквадратического значения фазного и междуфазного напряжения для счетчиков трансформаторного (непосредственного) включения, %	±0,4 (±0,5)
Диапазон измерения угла фазового сдвига между фазными напряжениями основной частоты (φ_U) в диапазоне напряжений от $0,8U_{ном\ н}$ до $1,2U_{ном\ в}$, °	от -180 до +180
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерения угла фазового сдвига между фазными напряжениями основной частоты для счетчиков трансформаторного (непосредственного) включения,°	±1(±2)
Диапазон измерения угла фазового сдвига между фазным напряжением и током основной частоты (φ_{UI}), °	от -180 до +180
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерения угла фазового сдвига между фазным напряжением и током основной частоты для счетчиков трансформаторного (непосредственного) включения, °: - при $0,1I_{ном} \le I \le I_{макс}$ ($0,1I_б \le I \le I_{макс}$) - при $0,01I_{ном} \le I \le 0,1I_{ном}$ ($0,05I_б \le I \le 0,1I_б$)	 ±1(±2) ±5
Диапазон измерения среднеквадратического значения фазных токов (I), А	от $0,01I_{ном}$ до $I_{макс}$ от $0,05I_б$ до $I_{макс}$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерения среднеквадратического значения фазных токов для счетчиков трансформаторного (непосредственного) включения, %: - при $0,05I_{ном} \le I \le I_{макс}$ ($0,1I_б \le I \le I_{макс}$) - при $0,01I_{ном} \le I < 0,05I_{ном}$ ($0,05I_б \le I \le 0,1I_б$)	 ±0,4 (±0,9) $\pm(0,4+0,02\cdot\lvert 0,05I_{ном}/I_x-1\rvert)$ $(\pm(0,9+0,05\cdot\lvert 0,1I_б/I_x-1\rvert))$
Диапазон измерения длительности провала напряжения ($\Delta t_п$), с	от 0,01 до 60
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерения длительности провала напряжения, с	±0,02
Диапазон измерения глубины провала напряжения ($\delta U_п$), %,	от 10 до 203)
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерения глубины провала напряжения, %	±1,0

Продолжение таблицы 13

Наименование величины	Значение
Диапазон измерения длительности временного перенапряжения (Δtпер u), с	от 0,01 до 60
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерения длительности временного перенапряжения, с	±0,02
Диапазон измерения значения перенапряжения, (δUпер), % опорного напряжения	от 110 до 120
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерения значения перенапряжения, % опорного напряжения	±1,0
Пределы допускаемой дополнительной погрешности измерения частоты, напряжения и тока в диапазоне температур от минус 40 до плюс 70 °С, δtд, %	$0,05\delta_д(t-t_{23})$ [4]
Точность хода встроенных часов в нормальных условиях во включенном и выключенном состоянии, с/сут	±0,5
Изменение точности хода часов в диапазоне рабочих температур, с/°С /сут: – во включенном состоянии в диапазоне температур от минус 40 до плюс 70°С, менее – в выключенном состоянии в диапазоне температур от минус 40 до плюс 70 °С, менее	 ±0,1; ±0,22
Полная мощность, потребляемая каждой последовательной цепью, не более, В·А	0,1
Активная (полная) мощность, потребляемая каждой параллельной цепью напряжения, для счетчиков с интерфейсом RS-485, Вт (В·А), не более: при 57,7 В при 115 В при 120 В при 230 В	 0,5 (0,8) 0,7 (1,1) 0,7 (1,1) 1,1 (1,9)
Активная (полная) мощность, потребляемая каждой параллельной цепью напряжения, для счетчиков со встроенными модемами, Вт (В·А), не более: при 57,7 В при 115 В при 120 В при 230 В	 1,2 (1,7) 1,5 (2,5) 1,5 (2,5) [7] [5] 2,0 (3,0) [10] [5]
Максимальный ток, потребляемый от резервного источника питания переменного или постоянного тока, в диапазоне напряжений от 80 В до 276 В, без учета (с учетом) потребления дополнительного интерфейсного модуля (12В, 200 мА), мА: – при = 80 В – при = 276В – при ~ 80 В – при ~ 276 В	 35 (80); 15 (30); 50 (90); 20 (40)
Начальный запуск счетчика, менее, с	5

Продолжение таблицы 13

Наименование величины	Значение
Жидкокристаллический индикатор: – число индицируемых разрядов – цена единицы младшего разряда при отображении энергии и коэффициентах трансформации равных 1, кВт·ч (квар·ч)	 8; 0,01
Тарификатор: – число тарифов – число тарифных зон в сутках с дискретом 10 минут – число типов дней – число сезонов	 8; 144; 8; 12
Характеристики интерфейсов связи: – скорость обмена по оптическому порту, бит/с, (фиксированная) – скорость обмена по порту RS-485, бит/с – протокол обмена – максимальный размер буфера приема/передачи, байт – максимальное число счетчиков, подключаемых к магистрали RS-485	 9600; 38400, 28800, 19200, 9600, 4800, 2400, 1200, 600, 300; ModBus-подобный, СЭТ-4ТМ.02 - совместимый протокол; ModBus-RTU; ГОСТ Р 58940-2020 (СПОДЭС) с транспортным уровнем HDLC; Канальный пакетный протокол системы «Пирамида»; 1072; 64
Характеристики испытательных выходов: – количество выходов изолированных конфигурируемых – максимальное напряжение в состоянии «разомкнуто», В – максимальный ток в состоянии «замкнуто», мА – выходное сопротивление в состоянии «разомкнуто», кОм, не менее в состоянии «замкнуто», Ом, не более	 2; 30; 50; 50; 200
Характеристики реле управления нагрузкой: – ток, А – износостойкость контактов встроенного реле при активной нагрузке и токе 100 А, циклов	 100 3000
Характеристики цифровых входов: – напряжение присутствия сигнала, В – напряжение отсутствия сигнала, В	 от 4 до 30; от 0 до 1,5
Постоянная счетчика, имп/(кВт·ч), имп/(квар·ч), для счетчиков (см. таблицу 3): режим испытательных выходов (А) – 3×(57,7-115)/(100-200) В, 1(2) А	 25000;

Продолжение таблицы 13

Наименование величины	Значение
– 3×(57,7-115)/(100-200) В, 5(10) А – 3×(120-230)/(208-400) В, 1(2) А – 3×(120-230)/(208-400) В, 5(10) А – 3×(120-230)/(208-400) В, 5(80) А – 3×(120-230)/(208-400) В, 5(100) А режим испытательных выходов (В) – 3×(57,7-115)/(100-200) В, 1(2) А – 3×(57,7-115)/(100-200) В, 5(10) А – 3×(120-230)/(208-400) В, 1(2) А – 3×(120-230)/(208-400) В, 5(10) А – 3×(120-230)/(208-400) В, 5(80) А – 3×(120-230)/(208-400) В, 5(100) А	5000; 6250; 1250; 250; 200; 800000; 160000; 200000; 40000; 8000; 6400
Сохранность данных при прерываниях питания, лет: – информации, более – внутренних часов (питание от литиевой батареи), не менее	 40; 16
Защита информации	пароли двух уровней доступа и аппаратная защита памяти метрологических коэффициентов
Самодиагностика	Циклическая, непрерывная
Рабочие условия эксплуатации по ГОСТ 22261-94: – температура окружающего воздуха, °С – относительная влажность при 30 °С, % – давление, кПа (мм рт. ст.)	группа 4 от минус 40 до плюс 70; до 90; от 70 до 106,7 (от 537 до 800)
Интервал между поверками, лет – для класса точности 1 – для класса точности 0,5 S	 16; 10
Средняя наработка до отказа, час	220000
Средний срок службы, лет	30
Гарантийный срок эксплуатации, лет	5
Время восстановления, час	2
Масса, кг: счётчика внутренней установки счётчика наружной установки счётчика установки на DIN-рейку	 1,8; 2,0; 1,1;
Габаритные размеры, мм счетчика внутренней установки счетчика установки на DIN-рейку счетчика наружной установки (на швеллере)	 289×170×91; 150×198×70 350×256×130
Габаритные размеры устанавливаемого сменного модуля, мм	51×133×23

[1] при резервном питании от $0{,}1U_{ном\ н}$ до $1{,}2U_{ном\ в}$;
[2] при резервном питании от 0 до 90 %
[3] при резервном питании диапазон измерения глубины провалов от 10 до 100 %;
[4] где δд – пределы допускаемой основной погрешности измеряемой величины, t – температура рабочих условий, t_{23} – температура 23°С
[5] в квадратных скобках значения для счетчиков с PLC-модемом

Таблица 14 – Характеристики интерфейсных модулей

Наименование величины	Значение
Характеристики радиомодема для связи с терминалом (RF2):	
– протокол обмена по радиоканалу	SimpliciTI фирмы Texas Instruments;
– топология сети передачи данных	звезда;
– число подключаемых терминалов / радиомодемов	1 / 3;
– скорость обмена по радиоканалу, бит/с	38400;
– максимальный объем полезной информации в одном пакете передачи, байт	50;
– рабочие частоты, МГц	868,85 или 869,05
– мощность передатчика, мВт, не более	10
– спектральная плотность мощности, дБм/Гц	минус 40
– антенна	внутренняя
Характеристики ISM-модема (ZigBee):	
– протокол обмена основан на стандарте	IEEE 802.15.4-2006 с учетом требований ZigBee PRO;
– топология сети передачи данных	полносвязная одноранговая сеть с автоматическим подключением, адресацией, маршрутизацией и оптимизацией маршрута;
– глубина ретрансляции при передаче данных	до 15;
– число модемов в одной логической сети	до 250;
– максимальный объем полезной информации в одном пакете передачи, байт, не более	240;
– диапазон рабочих частот, МГц	от 2400 до 2483,5;
– количество частотных каналов	16;
– выбор частотных каналов	принудительный / автоматический;
– мощность передатчика, мВт, не более	100
– скорость передачи данных, кбит/с	250
– антенна	для встраиваемых интерфейсных модулей - внутренняя для дополнительных сменных интерфейсных модулей разъем для внешней антенны SMA-F
Характеристики PLC-модема:	
– протокол обмена	Y-NET фирмы Yitran;
– топология сети передачи данных	древовидная сеть с автоматическим подключением, адресацией, маршрутизацией и оптимизацией маршрута;

Продолжение таблицы 14

Наименование величины	Значение
– глубина ретрансляции при передаче данных – скорость передачи данных в электрической сети, бит/с – уровень выходного сигнала передатчика в полосе частот от 9 до 95 кГц – полоса частот сигнала, кГц – число модемов в одной логической сети – максимальный объем полезной информации в одном пакете передачи, байт, не более	до 8; 2400, модуляция DCSK4; по ГОСТ 30804.3.8-2002; от 18 до 82; до 2000; 87
Характеристики PLC/ISM-модема	Характеристики аналогичны характеристикам PLC-модема и ISM-модема, приведенные выше, с возможностью одновременной работы в двух сетях передачи данных
Характеристики коммуникатора NB-IoT: – технология – число диапазонов – выходная мощность передатчика, Вт: – чувствительность приемника, дБм – CSD – класс GPRS – LTE Cat NB1 (HD-FDD) – LTE Cat NB2 (HD-FDD) – антенна	Сеть 2G + 4G NB-IoT GSM/GPRS + NB-IoT (LTE Cat. NB1/2); GSM - 4 (850/900/1800/1900 МГц); LTE Cat NB 1/2 открыто 3 (1800/900/800); 2 (GSM класс 4 на частоте 850/900 МГц); 1 (GSM класс 1 на частоте 1800/1900 МГц); 0,1 (LTE Cat NB 1/2 класс 5 на всех диапазонах); минус 105,5 (850/900 МГц); минус 103 (1800/1900 МГц); не поддерживается; 10; Uplink до 63 кбит/с; Downlink до 27 кбит/с; Uplink до 158 кбит/с; Downlink до 124 кбит/с для встраиваемых интерфейсных модулей - внутренняя ; для дополнительных сменных интерфейсных модулей разъем для внешней антенны SMA-F
Характеристики коммуникатора GSM: – технология – число диапазонов – выходная мощность передатчика, Вт: – чувствительность приемника, дБм – класс GPRS – CSD	Сеть 2G GSM/GPRS; 4 (850/900/1800/1900 МГц); 2 (класс 4 на частоте 850/900 МГц); 1 (класс 1 на частоте 1800/1900 МГц); минус 108 (850/900 МГц); минус 107 (1800/1900 МГц); (1-6), (9-10), 50 Кбит/с; RLP, не прозрачная передача , 9600 бит/с;

Продолжение таблицы 14

Наименование величины	Значение
– антенна	для встраиваемых интерфейсных модулей - внутренняя; для дополнительных сменных интерфейсных модулей разъем для внешней антенны SMA-F
Характеристики коммуникатора 3 G:	Сеть 2G+3G
– технология	GSM/GPRS/EDGE/UMTS/HSPA;
– число диапазонов	4 (GSM 900/1800 МГц, UMTS 900/2100 МГц);
– выходная мощность передатчика, Вт	2 (класс 4, GSM 900 МГц); 1 (класс 1, GSM 1800 МГц); 0,25 (класс 3 UMTS 900/2100 МГц);
– чувствительность приемника, дБм	минус 109 (GSM 900 МГц); минус 110 (GSM 1800 МГц); минус 111 (900/2100 МГц);
– класс GPRS(EDGE)	(1-12), (30-33), (35-38), кроме класса 7;
– EDGE	Uplink до 236,8 кбит/с; Downlink до 296 кбит/с;
– UMTS	Uplink/ Downlink до 384 кбит/с;
– HSPA	Uplink до 5,76 Мбит/с; Downlink до 7,2 Мбит/с;
– CSD	RLP, не прозрачная передача , 9600 бит/с
– антенна	для встраиваемых интерфейсных модулей – внутренняя; для дополнительных сменных интерфейсных модулей разъем для внешней антенны SMA-F
Характеристики коммуникатора 4 G:	
– технология	GSM/GPRS/EDGE/UMTS/HSPA/LTE;
– число диапазонов	11 (GSM 900/1800 МГц, UMTS 900/1800/2100 МГц, LTE 700/800/900/1800/2100/2600 МГц);
– выходная мощность передатчика, Вт:	2 (класс 4, GSM 900 МГц); 1 (класс 1, GSM 1800 МГц); 0,25 (класс 3 UMTS); 0,2 (класс 3 LTE);
– чувствительность приемника, дБм	минус 108 (GSM); минус 112 (UMTS); минус 102 (LTE);
– класс GPRS(EDGE)	(1-12), (30-33), (35-38), кроме класса 7;
– EDGE	Uplink до 236,8 кбит/с; Downlink до 296 кбит/с;
– UMTS	Uplink/ Downlink до 384 кбит/с;
– DC-HSPA+	Uplink до 11 Мбит/с; Downlink до 42 Мбит/с;
– LTE	Uplink до 5 Мбит/с; Downlink до 10 Мбит/с;
– CSD	RLP, не прозрачная передача , 9600 бит/с;

Продолжение таблицы 14

Наименование величины	Значение
Число одновременно поддерживаемых соединений коммуникаторов сетей мобильной связи	4 - клиент TCP/IP; 2 – сервер TCP/IP
Максимальный размер буфера приема/передачи при работе в сети мобильной связи, байт	1500 для каждого из шести соединений
Антенна	для встраиваемых интерфейсных модулей – внутренняя; для дополнительных сменных интерфейсных модулей разъем для внешней антенны SMA-F
Характеристики коммуникатора Wi-Fi:	
– протоколы обмена	IEEE 802.11 b/g/n;
– диапазон рабочих частот, МГц	от 2412 до 2484;
– мощность передатчика, мВт, не более	100;
– число одновременно поддерживаемых соединений	4 – клиент или сервер TCP/IP;
– максимальный размер буфера приема/передачи, байт	1024
– скорость передачи, Мбит/с	до 150 Мбит/с
– антенна	для встраиваемых интерфейсных модулей – внутренняя; для дополнительных сменных интерфейсных модулей разъем для внешней антенны SMA-F
Характеристики модема Ethernet:	
– протоколы обмена	TCP/IP, HTTP, ICMP (ping);
– спецификация	10BASE-T;
– скорость обмена	до 10 Мбит/с;
– число одновременно поддерживаемых соединений	1 – клиент или сервер TCP/IP с конфигурированием через WEB-интерфейс;
– максимальный размер буфера приема/передачи	255
– среда передачи данных	витая пара UTP Cat.5 (5e);
– разъем	RJ-45

2.7.2 В части электромагнитной совместимости (ЭМС) счетчик соответствует требованиям ГОСТ 31818.11-2012, требованиям технического регламента Таможенного союза ТР ТС 020/2011 и требованиям стандарта ОАО «ФСК ЕЭС» СТО 56947007-29.240.044-2010. Параметры ЭМС приведены в таблице 15.

Таблица 15 – Электромагнитная совместимость (ЭМС)

Помехоустойчивость	Степень жесткости	Нормативный документ
Устойчивость к электростатическим разрядам	4	ГОСТ 30804.4.2-2013
Устойчивость к наносекундным импульсным помехам	4	ГОСТ 30804.4.4-2013
Устойчивость к микросекундным импульсным помехам большой энергии	4	СТБ МЭК 61000-4-5-2006; ГОСТ Р 51317.4.5-99
Устойчивость к радиочастотным электромагнитным полям	4	ГОСТ 30804.4.3-2013
Устойчивость к звенящей волне	4	ГОСТ IEC 61000-4-12-2016, ГОСТ 30804.4.12-2002
Устойчивость к колебательным затухающим помехам	3	ГОСТ IEC 61000-4-18-2016, ГОСТ 30804.4.12-2002
Устойчивость к кондуктивным помехам, наведенным радиочастотными электромагнитными полями, в полосе частот от 150 кГц до 80 МГц	3	СТБ IEC 61000-4-6-2009, ГОСТ Р 51317.4.6-99
Устойчивость к магнитному полю промышленной частоты	5	ГОСТ Р 50648-94
Устойчивость к импульсному магнитному полю	4	ГОСТ 30336-95, ГОСТ Р 50649-94
Устойчивость к колебательному затухающему магнитному полю	5	ГОСТ Р 50652-94
Устойчивость к провалам и кратковременным прерываниям напряжения	3-й класс электромагнитной обстановки	ГОСТ 31818.11-2012, ГОСТ 30804.4.11-2013
Устойчивость к гармоникам и интергармоникам в напряжении сети переменного тока		ГОСТ 30804.4.13-2013
Устойчивость к колебаниям напряжения электропитания	3	ГОСТ Р 51317.4.14-2000
Устойчивость к изменениям частоты питания в сети переменного тока	4	ГОСТ Р 51317.4.28-2000
Помехоэмиссия	Категория оборудования класса Б	ГОСТ 30805.22-2013

2.7.3 Пределы допускаемой дополнительной погрешности счетчиков, при измерении активной и реактивной энергии и мощности прямого и обратного направления, вызываемые изменением влияющих величин по отношению к нормальным условиям, приведены в таблице 16.

Таблица 16 – Пределы погрешности, вызываемой влияющими величинами

Влияющая величина	Значение тока	Коэффициент мощности	Пределы допускаемой дополнительной погрешности, %, для счетчиков класса точности		
			активной энергии		реактивной энергии
			0,5S	1	1
Изменение напряжения измерительной цепи от 0,8Uном до 1,15Uном.	0,01Iном ≤ I <0,05Iном 0,05Iном ≤ I ≤ Iмакс 0,05Iном(0,1$I_б$)≤ I ≤ Iмакс	1 1 0,5 инд	- ±0,2 ±0,4	- ±0,7 ±1,0	±0,7 ±0,7 ±1,0
Изменение частоты в пределах ±5 %	0,01Iном ≤ I <0,05Iном 0,05ном ≤ I ≤ Iмакс 0,05Iном ≤ I ≤ Iмакс	1 1 0,5 инд	- ±0,2 ±0,2	- ±0,5 ±0,7	±1,5 ±1,5 ±1,5
Гармоники в цепях тока и напряжения	0,5Iмакс	1	±0,5	±0,8	-
Субгармоники в цепи переменного тока	0,5$I_{ном}$ (0,5$I_б$)	1	±1,5	±3,0	-
Несимметрия напряжения	Iном ($I_б$)	1	±1,0	±2,0	-
Обратная последовательность фаз	0,1Iном (0,1$I_б$)	1	±0,1	±1,5	-
Нечетные гармоники в цепи переменного тока	0,5$I_б$	1	-	±3,0	-
Постоянная составляющая в цепи переменного тока	$\frac{I_{макс}}{\sqrt{2}}$	1	-	±3,0	-
Внешнее постоянное магнитное поле	Iном ($I_б$)	1	±2,0	±2,0	±2,0
Внешнее магнитное поле индукции 0,5 мТл	Iном ($I_б$)	1	±1,0	±2,0	±2,0
Радиочастотные электромагнитные поля	Iном ($I_б$)	1	±2,0	±2,0	±2,0
Кондуктивные помехи	Iном ($I_б$)	1	±2,0	±2,0	±2,0
Наносекундные импульсные помехи	Iном ($I_б$)	1	±2,0	±4,0	±4,0
Колебательные затухающие помехи	Iном	1	±2,0	-	±2,0

2.8 Устройство и работа счетчика

2.8.1 Конструкция счетчика

2.8.1.1 Конструкция счетчика соответствует требованиям ГОСТ 31818.11-2012 и конструкторской документации предприятия-изготовителя.

Внешний вид счетчика внутренней установки и схема пломбирования приведен на рисунке 1. Габаритные чертежи и установочные размеры счетчика и дополнительного интерфейсного модуля приведены на рисунках А.1 и А.2 приложения А.

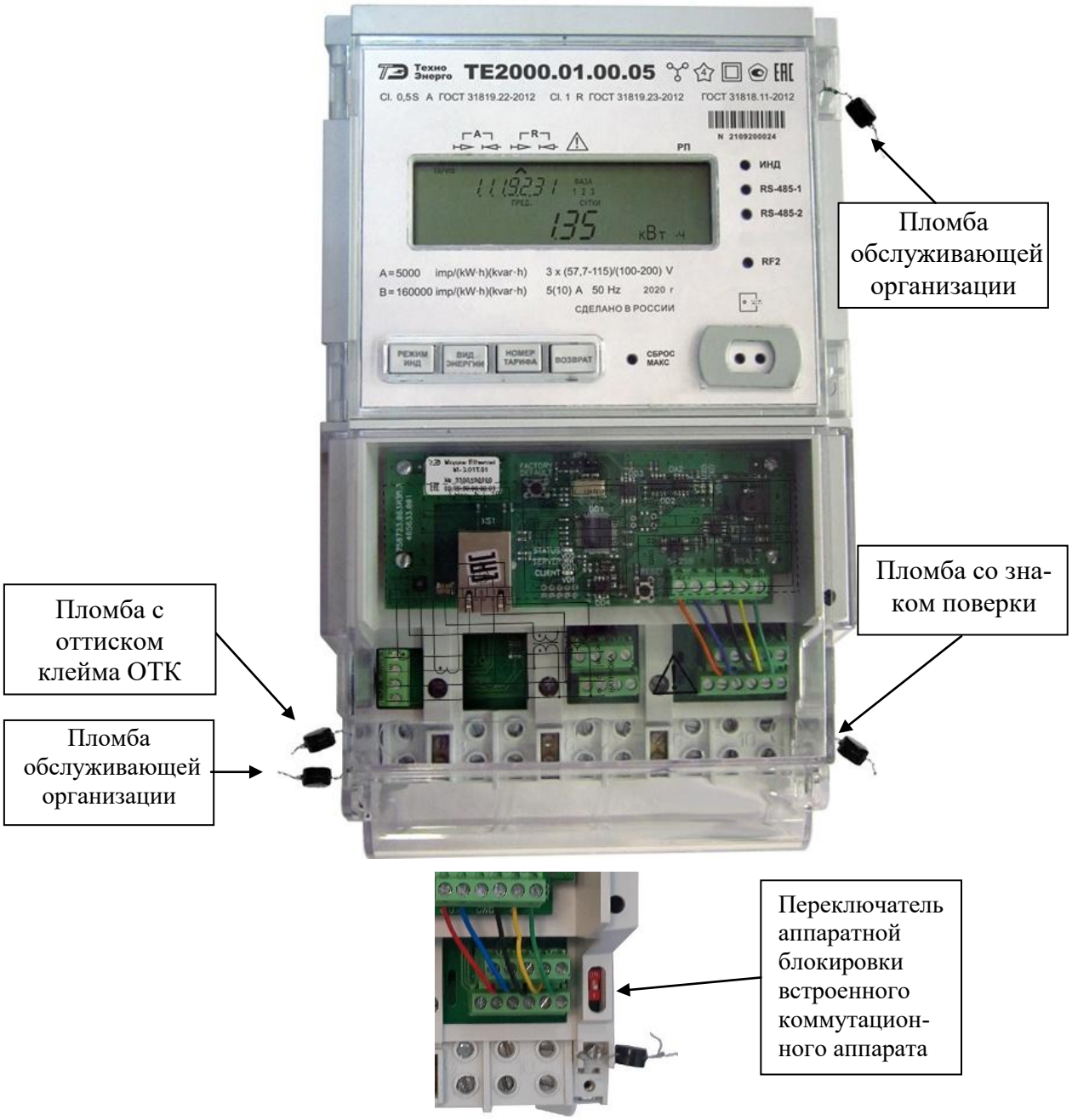


Рисунок 1 - Внешний вид счетчика внутренней установки и схема пломбирования

Внешний вид счётчика наружной установки и схема пломбирования приведены на рисунке 2, габаритный чертеж и установочные размеры приведены на рисунке А.3 приложения А.

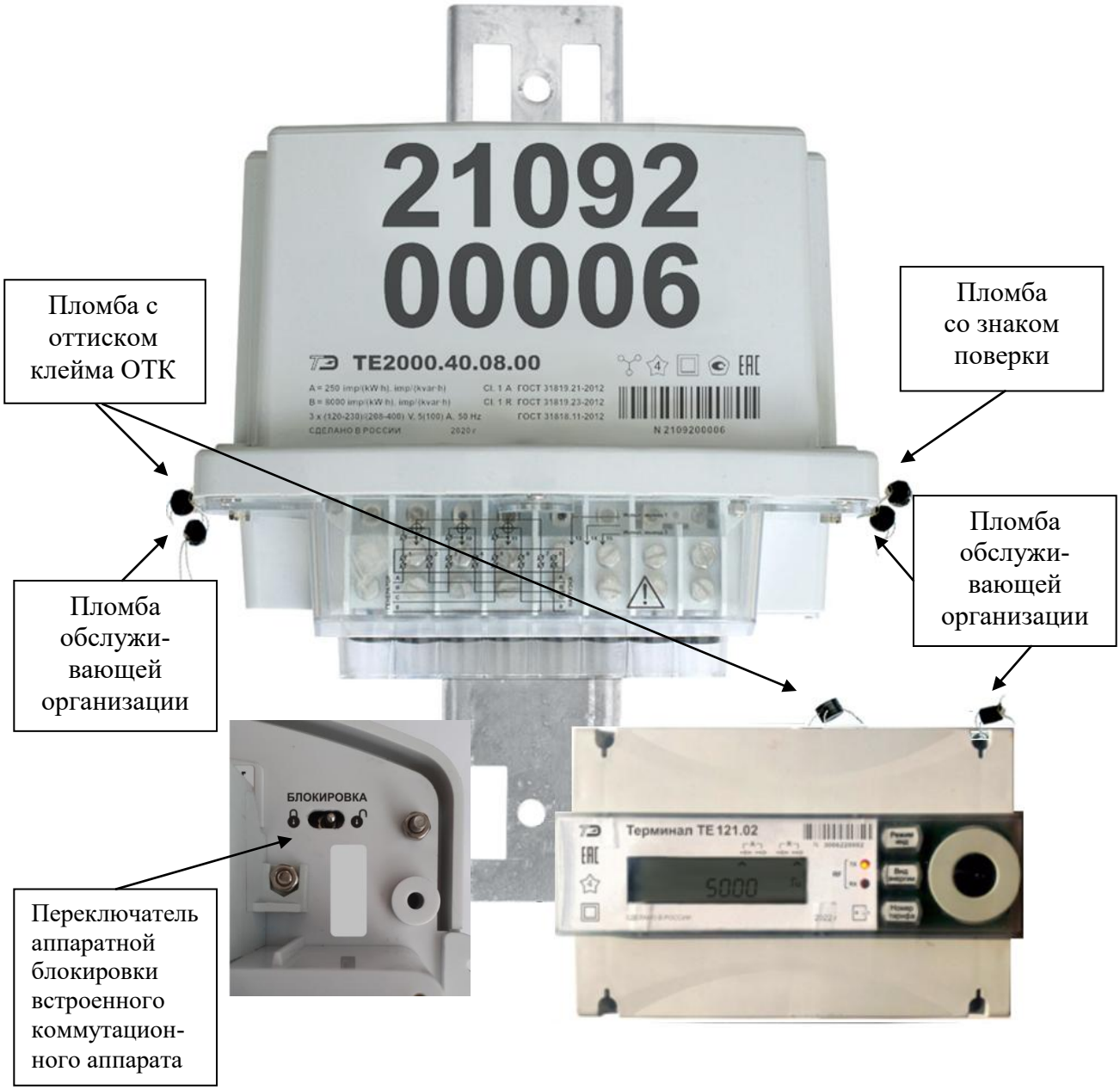


Рисунок 2 - Внешний вид счетчика наружной установки и схема пломбирования

Внешний вид счётчика для установки на DIN-рейку и схема пломбирования приведены на рисунке 3, габаритный чертеж и установочные размеры приведены на рисунке А.4 приложения А.

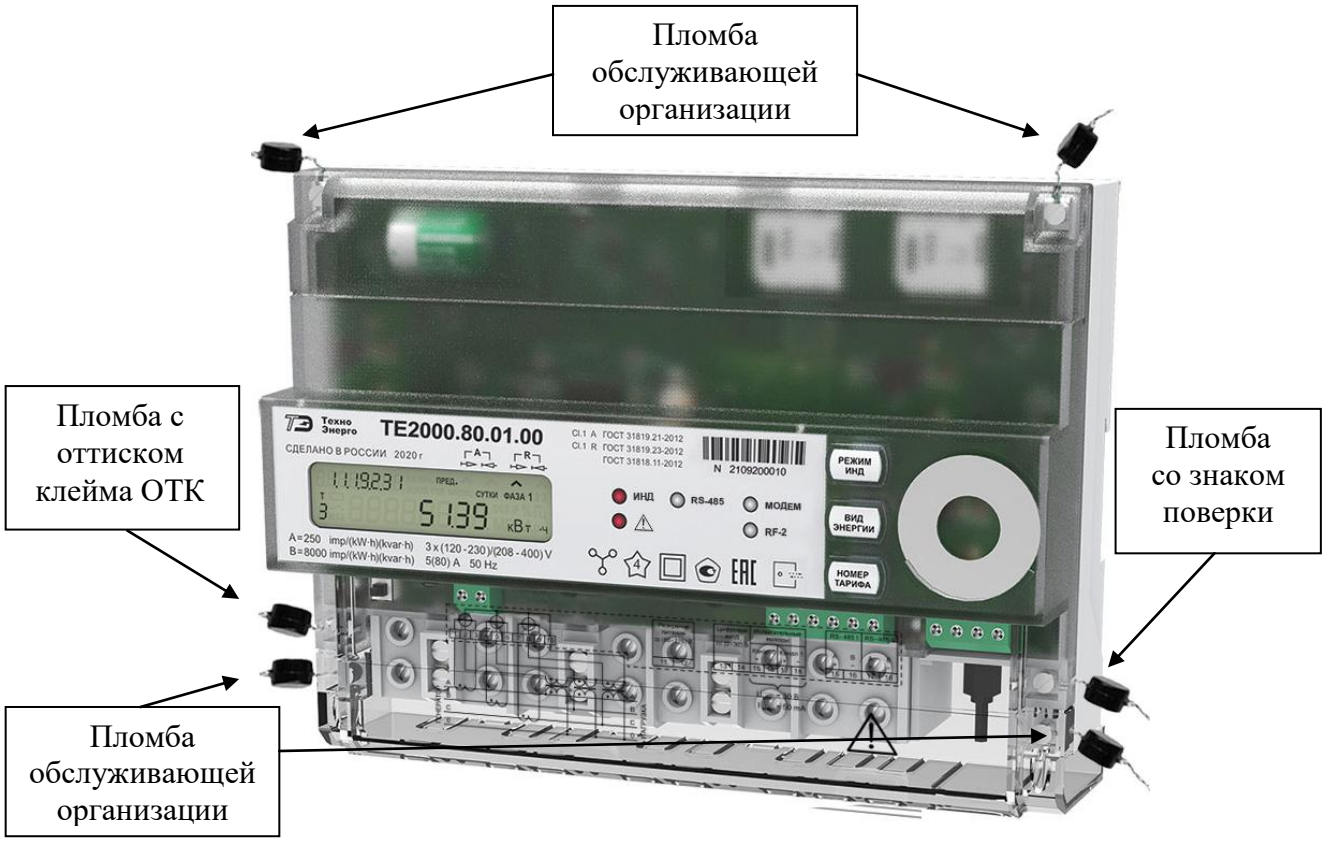


Рисунок 3 - Внешний вид счётчика для установки на DIN-рейку и схема пломбирования

2.8.1.2 Конструктивно счетчик состоит из следующих узлов:

- корпуса;
- клеммной колодки;
- крышки зажимов;
- крышки батарейного отсека
- печатной платы блока питания резервного (для счетчика трансформаторного включения);
- печатной платы устройства управления;
- печатной платы устройства индикации.

2.8.1.3 Корпус счётчика внутренней установки (TE2000.00–TE2000.07, TE2000.20-TE2000.23, таблица 1) изготовлен из ударопрочного полистирола, не поддерживающего горение, и состоит из основания и верхней части.

Верхняя часть корпуса имеет отсек для установки дополнительных сменных интерфейсных модулей и прозрачную крышку, изготовленную из ударопрочного поликарбоната. Прозрачная крышка имеет возможность опломбирования эксплуатирующей организацией. На верхней части корпуса, под прозрачной крышкой, устанавливается шкала с условными обозначениями счетчика согласно ГОСТ 25372-95. Под шкалой расположен батарейный отсек для установки дополнительной батареи питания часов. Дополнительная батарея может быть установлена в случае отказа основной батареи без снятия счетчика с эксплуатации. Удаление прозрачной крышки невозможно без нарушения целостности, как крышки, так и пломб.

На крышке корпуса счётчика внутренней установки (рисунок 1) расположены:

- шкала с условными обозначениями счётчика;

– окно для наблюдения за элементами индикации;
– четыре толкателя кнопок управления режимами индикации;
– металлическое кольцо подключения головки оптического порта;
– батарейный отсек, расположенный под шкалой;
– отсек дополнительного интерфейсного модуля;
– переключатель аппаратной блокировки встроенного реле.
– окно светодиодного индикатора ИНД;
– окна светодиодных индикаторов состояния магистральных интерфейсов, интерфейсов RS-485, радиомодема RF2 (могут отсутствовать в зависимости от варианта исполнения).

Под крышкой зажимов устанавливаются держатели SIM-карт для счетчиков со встроенным GSM/UMTS/LTE/NB-IoT-коммуникатором.

В основании корпуса устанавливаются:

– узел печатный устройства управления;
– клеммная колодка;
– плата блока питания резервного.

Клеммная колодка конструктивно связана с платой устройства управления и устанавливается в основании корпуса. К клеммной колодке непосредственно подключается реле управления нагрузкой для счетчиков непосредственного включения и измерительные трансформаторы тока (таблица 1).

Плата блока питания резервного устанавливается в основании корпуса и связывается с устройством управления ленточным кабелем. Блок питания резервный предназначен для обеспечения работоспособности счетчика при отсутствии напряжений в измерительных цепях.

Крышка зажимов изготовлена из прозрачного негорючего, ударопрочного поликарбоната и служит для предотвращения доступа к силовым и интерфейсным цепям счётчика, к отсеку дополнительного сменного интерфейсного модуля и к переключателю аппаратной блокировки встроенного реле. На крышке зажимов счетчика внутренней установки методом лазерной гравировки нанесена маркировка штатной схемы подключения, соответствующая входным зажимам – с добавлением слова ГЕНЕРАТОР, и также выходным зажимам – с добавлением слова НАГРУЗКА. Крышка зажимов может пломбироваться эксплуатирующей организацией, как показано на рисунке 1.

Печатная плата устройства управления (далее УУ) содержит основные узлы и блоки счётчика, описанные ниже (п. 2.8.2.2).

Печатная плата устройства индикации (далее УИ) устанавливается в верхней части корпуса и связывается с устройством управления ленточным кабелем через соединитель.

2.8.1.4 Корпус счётчика наружной установки (ТЕ2000.40–ТЕ2000.43, таблица 1) изготовлен из поликарбоната светло-серого, ударопрочного, не горючего (класс V0) и состоит из клеммной колодки и крышки.

На корпусе счетчика наружной установки шрифтом PF DIN Text Cond Pro с высотой символов 30 мм методом лазерной гравировки нанесен десятизначный серийный номер счетчика (в две строки).

Крышка зажимов счётчика наружной установки изготовлена из прозрачного негорючего, ударопрочного поликарбоната и имеет сальники для ввода проводов электрической сети. Крышка зажимов служит для предотвращения доступа к силовым и интерфейсным цепям счётчика, держателю SIM-карты и переключателю аппаратной блокировки встроенного реле. На крышке зажимов счетчика методом лазерной гравировки нанесена маркировка штатной схемы подключения, соответствующая входным зажимам – с добавлением слова ГЕНЕРАТОР, и также выходным зажимам – с добавлением слова НАГРУЗКА. Крышка зажимов может пломбироваться эксплуатирующей организацией, как показано на рисунке 2.

Клеммная колодка счетчика наружной установки конструктивно связана с платой устройства управления и устанавливается в корпус. К клеммной колодке непосредственно под-

ключается трехфазное реле управления нагрузкой и измерительные трансформаторы тока. Соединение корпуса и клеммной колодки герметичное.

На клеммной колодке расположены:

– шкала с условными обозначениями счётчика;
– металлическое кольцо подключения головки оптического порта;
– три окна светодиодных индикаторов ИНД, PLC, RF;
– окно переключателя аппаратной блокировки встроенного реле;
– держатель SIM-карты (в счетчиках с GSM/UMTS/LTE/NB-IoT-коммуникатором);
– зажимы силовых цепей;
– ножевые контакты фазных напряжений, выходного сигнала встроенного PLC-модема и испытательных выходов.

2.8.1.5 Корпус счётчика для установки на DIN-рейку (TE2000.60–TE2000.67, TE2000.80, TE2000.81, таблица 1) состоит из основания и верхней части. Основание изготовлено из ударопрочного полистирола, не поддерживающего горение. Верхняя часть корпуса изготовлена из прозрачного негорючего, ударопрочного поликарбоната. Корпус счетчика пломбируется, как показано на рисунке 3.

Крышка батарейного отсека изготовлена из прозрачного негорючего, ударопрочного поликарбоната и может пломбироваться эксплуатирующей организацией, как показано на рисунке 3. В батарейный отсек может быть установлена дополнительная батарея питания часов, в случае отказа основной батареи, без снятия счетчика с эксплуатации. В батарейном отсеке расположены держатели SIM-карт для счетчиков со встроенным GSM/UMTS/LTE/NB-IoT-коммуникатором.

На верхней части корпуса счётчика установки на DIN-рейку расположены:

– окно для наблюдения за элементами индикации;
– шкала с условными обозначениями счетчика согласно ГОСТ 25372-95;
– толкатели кнопок управления режимами индикации;
– металлическое кольцо подключения головки оптического порта;
– батарейный отсек.
– окно светодиодного индикатора «⚠» состояния датчика магнитного поля повышенной индукции;
– окно светодиодного индикатора ИНД;
– окна светодиодных индикаторов состояния магистральных интерфейсов, интерфейсов RS-485, состояния радиомодема RF2 (могут отсутствовать в зависимости от варианта исполнения).

В основании корпуса устанавливаются:

– плата устройства управления;
– клеммная колодка;
– плата блока питания резервного.

Клеммная колодка конструктивно связана с платой устройства управления и устанавливаются в основании корпуса. К клеммной колодке непосредственно подключаются измерительные трансформаторы тока.

Крышка зажимов изготовлена из прозрачного негорючего, ударопрочного поликарбоната и служит для предотвращения доступа к силовым и интерфейсным цепям счётчика. На крышке зажимов счетчика внутренней установки методом лазерной гравировки нанесена маркировка штатной схемы подключения, соответствующая входным зажимам – с добавлением слова ГЕНЕРАТОР, и также выходным зажимам – с добавлением слова НАГРУЗКА. Крышка зажимов может пломбироваться эксплуатирующей организацией, как показано на рисунке 3.

Печатная плата устройства индикации (далее УИ) устанавливается в верхней части корпуса и связывается с устройством управления через штыревые соединители.

2.8.2 Структурная схема счётчика

2.8.2.1 Общая структурная схема счетчика приведена на рисунке 4.

2.8.2.2 Счетчики внутренней установки и счетчики для установки на DIN-рейку состоят из двух основных плат: платы устройства управления (УУ) и платы устройства индикации (УИ). Эти платы включают в себя все узлы и блоки счетчика. Некоторые узлы могут отсутствовать в зависимости от варианта исполнения счетчика (таблица 1).

2.8.2.3 Счетчики наружной установки состоят из одной платы устройства управления и не содержат устройства индикации. В качестве устройства индикации счётчиков наружной установки может использоваться терминал ТЕ121.02 или ТЕ121.02/1 или ТЕ121.03 (или другой), который имеет жидкокристаллический индикатор с подсветкой и три кнопки управления (рисунок 2). Связь терминала со счетчиком производится по радиоканалу через встроенный радиомодем.

2.8.3 Устройство управления

2.8.3.1 Устройство управления выполнено на основе высокопроизводительного однокристального микроконтроллера (МК) и включает в себя:

- датчики измеряемого напряжения и тока;
- реле управления нагрузкой (для счетчиков непосредственного включения, кроме счетчиков для установки на DIN-рейку);
- блок питания трехфазный;
- микроконтроллер;
- энергонезависимые запоминающие устройства;
- часы реального времени с питанием от литиевой батареи;
- цифровой термометр;
- измеритель магнитного поля;
- электронные пломбы;
- блок оптронных развязок;
- интерфейсы RS-485;
- магистральный интерфейсный модуль;
- блок питания резервный (для счетчиков трансформаторного включения)
- радиомодем для связи с терминалом (RF2);
- оптический интерфейс (оптопорт);
- одиночные светодиодные индикаторы.

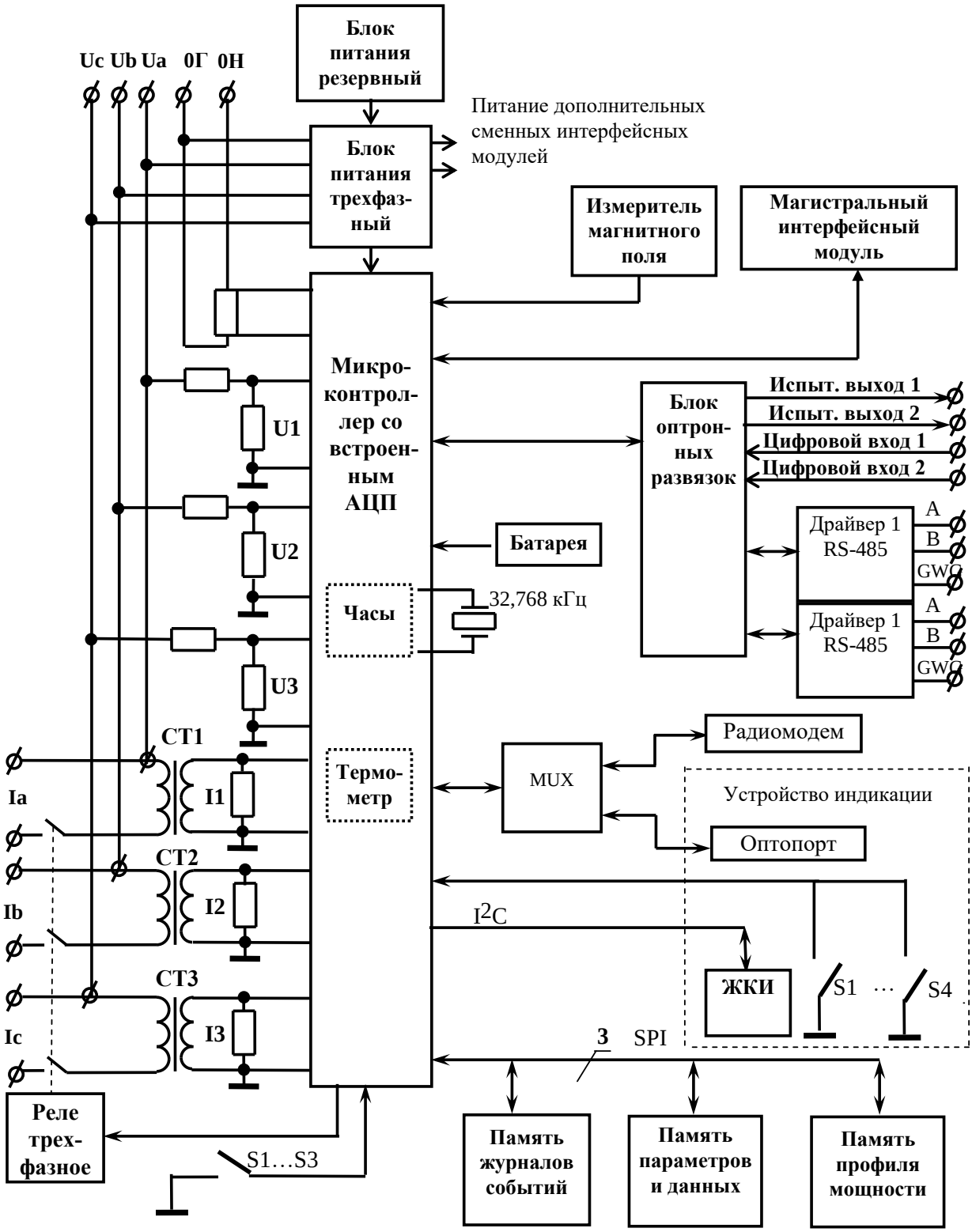


Рисунок 4 – Структурная схема счетчика

2.8.3.3 Датчики напряжения и тока

В качестве датчиков напряжения используются резистивные делители, включенные в каждую параллельную цепь напряжения.

В качестве датчиков тока используются токовые трансформаторы, включенные последовательно в каждую цепь тока. В счетчиках непосредственного подключения к сети применяются токовые трансформаторы нечувствительные к постоянной составляющей тока.

В счетчиках непосредственного включения в нулевом проводе установлен шунт в качестве датчика тока.

Сигналы с датчиков напряжения и тока поступают на входы аналого-цифрового преобразователя (АЦП), встроенного в микроконтроллер.

2.8.3.4 Реле управления нагрузкой позволяет коммутировать токи нагрузки до 100 А и управляется по команде оператора или по различным программируемым критериям.

2.8.3.5 Блок питания трехфазный

Блок питания трехфазный выполнен по схеме обратноходового импульсного ШИМ-регулятора и работает в широком диапазоне входных напряжений от 46 до 440 В. Блок питания формирует на выходе стабилизированные напряжения для питания измерительной и интерфейсной частей счетчика. Вторичные источники гальванически изолированы от цепей электропитания с величиной напряжения изоляции 4000 В и друг от друга с величиной напряжения изоляции 2000 В (среднеквадратическое значение напряжения переменного тока).

Для питания дополнительных сменных интерфейсных модулей формируется напряжение 12 В с максимальным током 200 мА.

Работоспособность блока питания гарантируется как при подключении счетчика к четырехпроводной, так и к трехпроводной сети (без «нулевого» провода), а так же при отсутствии одного или двух фазных напряжений.

2.8.3.6 Блок питания резервный

Блок питания резервный выполнен по схеме обратноходового импульсного ШИМ-регулятора и работает в широком диапазоне входных напряжений от 80 до 276 В переменного или постоянного тока. Блок питания формирует на выходе напряжения для резервного питания счетчика при отсутствии измеряемых напряжений. Вторичный источник гальванически изолированы от цепей электропитания с величиной напряжения изоляции 4000 В (среднеквадратическое значение напряжения переменного тока).

2.8.3.7 Микроконтроллер

Микроконтроллер (МК) управляет всеми узлами счетчика и реализует измерительные и управляющие алгоритмы в соответствии со специализированной программой, помещенной в его внутреннюю память программ. Управление узлами счетчика производится через программно-аппаратные интерфейсы, реализованные на портах ввода/вывода МК (рисунок 4):

- SPI интерфейс для связи с памятью параметров и данных, памятью журналов событий и памятью хранения массивов профиля мощности и параметров;
- I^2C интерфейс для связи с жидкокристаллическим индикатором (ЖКИ);
- трехпроводный интерфейс для связи с драйверами RS-485;
- двухпроводный интерфейс для связи с оптопортом.

МК производит циклический опрос кнопок управления режимами индикации и кнопок электронных пломб, подключенных к его портам ввода/вывода, производит управление жидкокристаллическим индикатором для отображения измеренных данных.

МК организует независимый, равноприоритетный обмен данными через четыре асинхронных приемо-передатчика, к которым подключены: оптопорт или радиомодем для связи с терминалом (RF2), два интерфейса RS-485, и один из встроенных магистральных интерфейсных модулей.

При отсутствии измеряемых напряжений и напряжения резервного питания МК переходит в режим пониженного энергопотребления с питанием от литиевой батареи с напряжением 3,6 В.

2.8.3.8 Энергонезависимые запоминающие устройства

В состав УУ входят микросхемы энергонезависимых запоминающих устройств:

– память параметров и данных;
– память журналов событий;
– память массивов профилей мощности нагрузки и массивов профиля параметров.

Микросхемы предназначены для оперативного и долговременного энергонезависимого хранения данных. Доступ к микросхемам памяти со стороны МК осуществляется по стандартному SPI интерфейсу.

Калибровочные коэффициенты и заводские параметры счетчика хранятся во внутренней памяти МК. Эти данные заносятся в память на предприятии-изготовителе и защищаются перемычкой аппаратной защиты записи. Изменение этих данных на стадии эксплуатации невозможно без вскрытия счетчика с нарушением пломб.

Проверка достоверности встроенного ПО (метрологически значимой части, метрологически незначимой части), калибровочных коэффициентов, варианта исполнения, серийного номера и даты выпуска счетчика производится с помощью сравнения вычисленного значения хэш-функции с эталонным.

Алгоритм вычисления хэш-функции - CRC 16 ModBus RTU.

2.8.3.9 Часы реального времени

Часы реального времени реализованы в МК на программном уровне с ведением григорианского календаря.

Синхронизация часов производится от кварцевого резонатора, работающего на частоте 32,768 кГц.

Установка и коррекция точности хода часов производится программным способом. Питание часов, при отключении основного питающего напряжения, производится от встроенной литиевой батареи с номинальным напряжением 3,6 В. Батарея может поддерживать непрерывную работу часов в течение межповерочного интервала счетчика, составляющего 16 лет. Функционирование часов продолжается при снижении напряжения батареи до уровня 2,5 В.

Контроль состояния батареи осуществляется МК и, при снижении его значения ниже уровня 2,5 В, на индикатор счетчика выдается сообщение E-01 «Низкое напряжение батареи», включается соответствующая пиктограмма и делается запись в статусный журнал.

В счетчиках внутренней установки и установки на DIN-рейку предусмотрена возможность установки дополнительной сменной батареи без вскрытия корпуса счетчика при разряде основной батареи.

Факт отсутствия батарейного питания (снятие, установка) при отсутствии измеряемых напряжений и резервного питания фиксируется в статусном журнале (ошибка E-02) при включении счетчика, как остановка часов.

2.8.3.10 Цифровой термометр

Цифровой термометр реализован на встроенном в МК датчике температуры.

Термометр предназначен для измерения температуры внутри счётчика с целью коррекции метрологических характеристик счетчика и точности хода встроенных часов в диапазоне рабочих температур.

Термометр производит циклическое измерение температуры, преобразование температуры в цифровой код и передачу результата преобразования по интерфейсу I^2C по запросу со стороны МК.

2.8.3.11 Измеритель магнитного поля

Счетчик содержит измеритель магнитного поля на основе датчика с заявленными метрологическими характеристиками. Измеритель магнитного поля позволяет фиксировать воздействие на счетчик постоянного и переменного магнитного поля со значением индукции в диапазоне (0-169) мТл.

Напряжение с датчика, пропорциональное магнитной индукции, измеряется АЦП микроконтроллера, преобразуется в физическую величину и сравнивается с программируемым порогом. При превышении установленного порога, факт и время воздействия на счетчик переменного или постоянного магнитного поля повышенной индукции фиксируется в журнале событий и индицируется на табло ЖКИ.

2.8.3.12 Электронные пломбы

Электронные пломбы предназначены для фиксации факта и времени вскрытия крышки зажимов, крышки батарейного отсека и крышки счётчика. Время вскрытия крышек фиксируется в соответствующих журналах событий. Электронные пломбы энергонезависимы, и если счётчик отключен от сети, то в журналах событий фиксируется время последнего вскрытия.

2.8.3.13 Блок оптронных развязок

Блок оптронных развязок выполнен на оптопарах светодиод-фототранзистор и предназначен для обеспечения гальванической изоляции внутренних и внешних цепей счетчика. Величина напряжения развязки не менее 2 кВ. Через блок оптронных развязок проходят сигналы испытательных выходов счетчика, сигналы цифровых входов и сигналы интерфейсов RS-485.

2.8.3.14 Оптический интерфейс (оптопорт)

Оптический интерфейс присутствует во всех вариантах исполнения счетчиков, соответствует ГОСТ IEC 61107-2011 и выполнен на основе инфракрасного светодиода и фототранзистора. Оптопорт выполняет функцию преобразования уровней сигналов интерфейса, поступающих от МК, в последовательность световых импульсов инфракрасного диапазона и функцию обратного преобразования. Оптопорт мультиплексирован с радиомодемом для связи с терминалом и имеет низший приоритет.

2.8.3.15 Драйверы интерфейсов RS-485

Драйверы интерфейсов RS-485 выполняют функцию преобразования уровней сигналов интерфейса, поступающих от МК, в уровни дифференциального канала RS-485 и функцию обратного преобразования. В счетчиках трансформаторного включения по току присутствуют два независимых интерфейса RS-485. В счетчиках непосредственного включения присутствует один интерфейс RS-485.

Драйвер RS-485 имеет входное сопротивление равное ½ стандартной нагрузки и составляет 24 кОм. При этом к одному каналу RS-485 может быть подключено до 64 счетчиков ТЕ2000.

2.8.3.16 Радиомодем для связи с терминалом (RF2)

Радиомодем (RF2) предназначен для удаленного радиодоступа к параметрам и данным счетчика со стороны терминала ТЕ121.02, или ТЕ121.02/1, или ТЕ121.03 (или другого). Радиомодем мультиплексирован с оптопортом и имеет высший приоритет.

2.8.3.17 Модули магистральных интерфейсов

Модули магистральных интерфейсов предназначены для удаленного доступа к параметрам и данным счетчика через сети: PLC, ZigBee, GSM, UMTS, LTE, NB-IoT, Wi-Fi, Ethernet.

Встраиваемые магистральные интерфейсные модули (таблица 2) встраиваются в счетчики разных вариантов исполнения и функционируют не зависимо от других интерфейсов связи.

Дополнительные сменные интерфейсные модули (таблица 3) могут устанавливаться в счетчики внутренней установки ТЕ2000.00-ТЕ2000.07, ТЕ2000.20-ТЕ2000.23 и своим интерфейсом подключаться ко второму интерфейсу RS-485 счетчика. При этом счетчик становится коммуникатором и к его второму интерфейсу RS-485 могут подключаться другие счетчики объекта без дополнительных модулей, образуя локальную сеть объекта.

2.8.4 Устройство индикации

2.8.4.1 В состав устройства индикации входят (пунктир на схеме рисунок 4):

– жидкокристаллический индикатор (ЖКИ);
– кнопки управления режимами индикации;
– оптический интерфейс;
– одиночные светодиодные индикаторы.

2.8.4.2 Жидкокристаллический индикатор

ЖКИ имеет драйвер «на стекле», который связан с МК по последовательному 2-х проводному интерфейсу I^2C. МК записывает нужную для индикации информацию в память драйвера, а драйвер осуществляет динамическую выдачу информации, помещенной в его память, на соответствующие сегменты ЖКИ.

ЖКИ имеет подсветку, которая включается по нажатию любой кнопки управления и выключается при неактивности кнопок управления в течение 1 минуты. Подсветка может не выключаться, если это определено параметрами конфигурации.

ЖКИ нормально функционирует в рабочем диапазоне температур от минус 40 до плюс 70 °С и обеспечивает время включения/выключения сегментов не более 5 с при температуре минус 40 °С.

2.8.4.3 Внешний вид ЖКИ счетчиков внутренней установки со всеми включенными элементами индикации приведен на рисунке 5.



Рисунок 5 – Внешний вид ЖКИ счетчиков внутренней установки с включенными элементами индикации

ЖКИ содержит следующие элементы индикации:

– восьмиразрядный семисегментный цифровой индикатор с пятью десятичными точками для отображения основных данных, высота цифр 9 мм;

– шестиразрядный семисегментный цифровой индикатор для отображения времени и даты с пиктограммами «Время», «Дата», «Зима», «Лето», для отображения внутренних ошибок счетчика (E-XX), для отображения сообщений управления нагрузкой (OFF-XXX, OFF-On) и для отображения сообщений «Внимание» (Att-XX), высота цифр 5 мм;

– восьмиразрядный семисегментный цифровой индикатор для отображения OBIS кодов индицируемых параметров, высота цифр 5 мм;

– курсор прямого направления активной энергии (A+);
– курсор обратного направления активной энергии (A-);
– курсор прямого направления реактивной энергии (R+);
– курсор обратного направления реактивной энергии (R-);

– курсор индикации воздействия на счетчик магнитного поля повышенной индукции (⚠);

– курсор индикации работы от резервного питания;

– пиктограмму режима индикации учтенной электроэнергии с момента сброса показаний «ВСЕГО»;

– пиктограмму режима индикации учтенной электроэнергии за текущий год «ГОД»;

– пиктограмму режима индикации учтенной электроэнергии за текущий месяц «МЕСЯЦ»;

– пиктограмму режима индикации учтенной электроэнергии за текущие сутки «СУТКИ»;

– пиктограмму режима индикации учтенной электроэнергии за предыдущий период «ПРЕД»;

– пиктограмму режима индикации учтенной электроэнергии на начало периода «НА НАЧ.»;

– семисегментный индикатор номера тарифа и пиктограммы «ТАРИФ» («Т») и «МАХ»;

– пиктограммы наличия напряжений: «ФАЗА», «1», «2», «3»;

– пиктограммы размерностей: «кВт ч» («МВт ч», «ГВт ч»), «кВАр ч» («МВАр ч», «ГВАр ч»), «Вт» («кВт», «МВт»), «ВАр» («кВАр», «МВАр»), «ВА» («кВА», «МВА»), «Гц», «В», «кВ», «А», «кА», «cos φ», «%»;

– пиктограмму индикации разряда батареи;

– пиктограмму индикации отключения нагрузки.

2.8.4.4 Внешний вид ЖКИ счетчиков для установки на DIN-рейку со всеми включенными элементами индикации приведен на рисунке 6.



Рисунок 6 - Внешний вид ЖКИ счетчиков для установки на DIN-рейку с включенными элементами индикации

Индикатор счетчика для установки на DIN-рейку (рисунок 6) отличается от индикатора счетчика внутренней установки (рисунок 5) отсутствием табло времени и даты и пиктограмм «Время», «Дата», «Зима», «Лето». При этом ошибки и сообщения выдаются на основное табло ЖКИ последовательно с данными.

Примечание – Здесь и далее по тексту аббревиатурам A+, A-, R+, R-, R1, R2, R3, R4 соответствуют условные обозначения, нанесенные на шкалу счетчика в соответствии с рисунком 7.

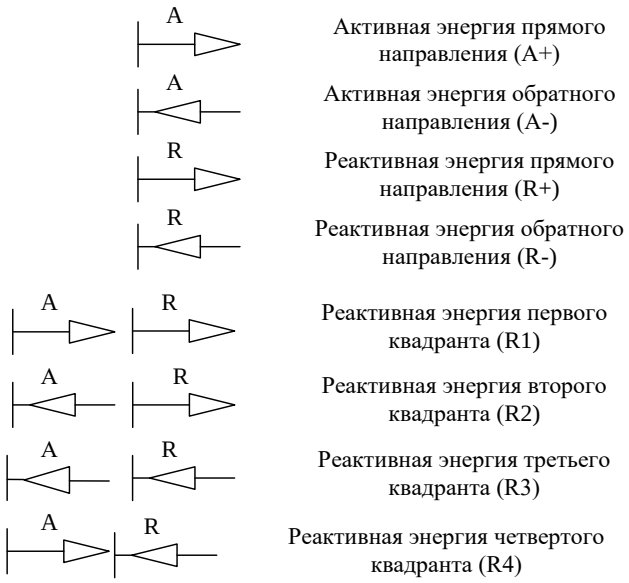


Рисунок 7 –Условные обозначения направления энергии, нанесенные на шкалу счетчика

2.8.4.5 Кнопки управления

Кнопки управления РЕЖИМ ИНД, ВИД ЭНЕРГИИ, НОМЕР ТАРИФА предназначены для управления режимами индикации. Опрос сигналов от кнопок клавиатуры управления производится МК на программном уровне. В счетчиках внутренней установки присутствует четвертая кнопка управления режимами индикации ВОЗВРАТ.

Нажатие на любую кнопку производит изменение установленного режима индикации, если подсветка индикатора включена. Если подсветка индикатора выключена, то первое нажатие на любую кнопку управления только включает подсветку без изменения режима индикации. Дальнейшие нажатия кнопок, в состоянии включенной подсветки, вызывают изменения режимов индикации.

2.8.4.6 Одиночные светодиодные индикаторы

Счетчики, в зависимости от варианта исполнения, имеют до пяти светодиодных индикаторов для отображения состояния датчика магнитного поля, телеметрии и встроенных интерфейсных модулей. Управление индикаторами производится от микроконтроллера на программном уровне.

Индикатор «⚠» присутствует только в счетчиках для установки на DIN-рейку. Индикатор включается, когда на счетчик воздействует переменное или постоянное магнитное поле повышенной индукции. Если длительность воздействия на счетчик не превышает одной минуты, то по окончанию воздействия индикатор выключается. Если длительность воздействия превышает одну минуту, то индикатор остается включенным до сброса интерфейсной командой второго уровня доступа.

Индикатор «ИНД» присутствует во всех счетчиках и по умолчанию настроен на индикацию импульсов телеметрии, частота которых пропорциональна измеряемой активной мощности прямого направления. Индикатор может быть сконфигурирован:

– для индикации импульсов телеметрии одного из каналов измерения и учета энергии (активной, реактивной, прямого и обратного направления)
– для индикации превышения установленного порога мощности;
– для индикации сигнала телеуправления.

Индикатор «МОДЕМ» присутствует во всех счетчиках, если в счетчик встроен один из магистральных интерфейсных модулей (модемов, коммуникаторов): PLC, ZigBee, PLC/ISM, GSM/UMTS/LTE/NB-IoT, Wi-Fi, Ethernet. Индикатор двухцветный, зеленого и красного цвета свечения, индицирует состояние подключения модема или коммуникатора к сети переда-

чи данных и направление потока данных через сеть.

Индикатор «RF2» присутствует во всех счетчиках, если в счетчик встроен радиомодем для связи с терминалом. Индикатор двухцветный, зеленого и красного цвета свечения, индицирует подключение терминала или удаленного радиомодема и направление потока данных через радиоканал.

Индикаторы «RS-485» двухцветные, зеленого и красного цвета свечения, индицируют наличие сигнала на линии RS-485 и направление потока данных.

2.8.5 Принцип измерения физических величин

2.8.5.1 Счетчик ТЕ2000 является измерительным прибором, построенным по принципу цифровой обработки входных аналоговых сигналов. Измерительная часть счетчиков выполнена на основе многоканального аналого-цифрового преобразователя (АЦП), встроенного в микроконтроллер.

2.8.5.2 АЦП осуществляет выборки мгновенных значений величин напряжения и тока параллельно по шести аналоговым каналам. Микроконтроллер по выборкам мгновенных значений напряжения и тока производит вычисление средних за период сети значений частоты, напряжения, тока, активной, полной и реактивной мощности, коэффициента активной мощности (cos φ), коэффициент реактивной мощности (tg φ), активной и реактивной мощности потерь в каждой фазе сети, производит их коррекцию по амплитуде, фазе и температуре.

2.8.5.3 Измерение частоты сети производится посредством измерения периода фазного напряжения одной из фаз.

2.8.5.4 Вычисление перечисленных ниже параметров производится с использованием прямоугольного измерительного окна, синхронного с частотой сети:

– коэффициентов искажения синусоидальности кривой фазных (межфазных) напряжений и токов;

– коэффициентов несимметрии напряжений и токов по нулевой и обратной последовательностям (по первой гармонике сети).

2.8.5.5 Вычисления средних за период сети значений мощностей и среднеквадратических значений напряжений и токов в каждой фазе производится по формулам (1, 2, 3, 4):

для активной мощности $$P = \frac{\sum_{i=0}^{n-1} Ui \cdot Ii}{n}, \quad (1)$$

для полной мощности $$S = \frac{\sqrt{\sum_{i=0}^{n-1} Ui^2} \cdot \sqrt{\sum_{i=0}^{n-1} Ii^2}}{n}, \quad (2)$$

для напряжения $$U_{скз} = \sqrt{\frac{\sum_{i=0}^{n-1} Ui^2}{n}}, \quad (3)$$

для тока $$I_{скз} = \sqrt{\frac{\sum_{i=0}^{n-1} Ii^2}{n}} \quad (4)$$

где Ui, Ii - выборки мгновенных значений напряжений и токов;
n - число выборок за период сети.

Среднее за период сети значение реактивной мощности вычисляется по формуле (5)

$$Q = \sqrt{S^2 - P^2}, \quad (5)$$

где P и S - значения активной и полной мощности, вычисленные по формулам (1) и (2).

Вычисление активной и реактивной мощности потерь за период сети в каждой фазе производится по следующим формулам (6, 7)

$$P_n = \left(\frac{I}{I_H}\right)^2 \cdot P_{\text{п.л.ном}} + \left(\frac{I}{I_H}\right)^2 \cdot P_{n.н.ном} + \left(\frac{U}{U_H}\right)^2 \cdot P_{n.хх.ном} \qquad (6)$$

$$Q_{\text{п}} = \left(\frac{I}{I_H}\right)^2 \cdot Q_{\text{п.л.ном}} + \left(\frac{I}{I_H}\right)^2 \cdot Q_{\text{п.н.ном}} + \left(\frac{U}{U_H}\right)^4 \cdot Q_{\text{п.хх.ном}} \qquad (7)$$

где: I - среднеквадратическое значение тока за период сети (4);
U - среднеквадратическое значение фазного напряжения (3);
Рп.л.ном - номинальная активная мощность потерь в линии электропередачи;
Рп.н.ном - номинальная активная мощность нагрузочных потерь в силовом трансформаторе;
Рп.хх.ном - номинальная активная мощность потерь холостого хода в силовом трансформаторе;
Qп.л.ном - номинальная реактивная мощность потерь в линии электропередачи;
Qп.н.ном - номинальная реактивная мощность нагрузочных потерь в силовом трансформаторе;
Qп.хх.ном - номинальная реактивная мощность потерь холостого хода в силовом трансформаторе.

Номинальные мощности потерь вводятся в счетчик как конфигурационные параметры и представляют собой мощность потерь в одной фазе, приведенную к входу счетчика при номинальных токе и напряжении счетчика. Расчетные соотношения для номинальных мощностей потерь приведены в документе «Руководство по эксплуатации. Часть 4. Измерение и учет потерь».

2.8.5.6 Счетчик является двунаправленным измерителем и измеряет проекции вектора полной мощности на активную и реактивную оси круга мощностей, приведенного на рисунке 8. При этом образуются четыре канала измерения и учета:

– P+ - активная мощность прямого направления – проекция вектора полной мощности 1-го квадранта (индуктивная нагрузка) или 4-го квадранта (емкостная нагрузка);

– P- - активная мощность обратного направления – проекция вектора полной мощности 3-го квадранта (индуктивная нагрузка) или 2-го квадранта (емкостная нагрузка);

– Q+ - реактивная мощность прямого направления – проекция вектора полной мощности 1-го квадранта (индуктивная нагрузка) или 2-го квадранта (емкостная нагрузка);

– Q- - реактивная мощность обратного направления – проекция вектора полной мощности 3-го квадранта (индуктивная нагрузка) или 4-го квадранта (емкостная нагрузка);

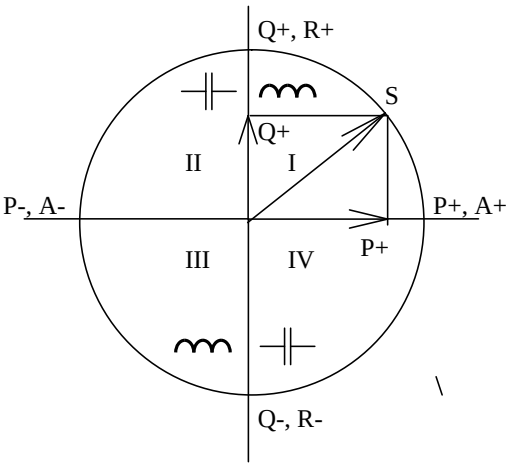


Рисунок 8

2.8.5.7 Знаки однофазных измерений активной и реактивной мощности всегда соответствуют реальному направлению потока мощности в каждой фазе сети, если счетчики включены по схемам, приведенным в приложении Б с соблюдением подключения начала и конца обмоток измерительных трансформаторов. Это дает возможность использовать счетчик для контроля правильности подключения к сети. При этом:

– прямому направлению (от генератора) активной энергии A+ (мощности P+) соответствует фазовый сдвиг между током и напряжением в каждой фазе от 0° до 90° (1-й квадрант, индуктивная нагрузка, импорт) и от 270° до 360° (4-й квадрант, емкостная нагрузка, импорт);

– обратному направлению (к генератору) активной энергии A- (мощности P-) соответствует фазовый сдвиг между током и напряжением в каждой фазе от 180° до 270° (3-й квадрант, индуктивная нагрузка, экспорт) и от 90° до 180° (2-й квадрант, емкостная нагрузка, экспорт);

– прямому направлению (от генератора) реактивной энергии R+ (мощности Q+) соответствует фазовый сдвиг между током и напряжением в каждой фазе от 0° до 180° (импорт);

– обратному направлению (к генератору) реактивной энергии R- (мощности Q-) соответствует фазовый сдвиг между током и напряжением в каждой фазе от 180° до 360° (экспорт).

Вычисление средних за период сети мощностей трехфазной системы производится суммированием соответствующих мощностей однофазных измерений. Знаки трехфазных измерений мощности и знаки каналов учета трехфазной энергии формируются по-разному, в зависимости от конфигурации счетчика. Различаются следующие режимы работы счетчика в зависимости от конфигурации:

– двунаправленный режим измерения активной и реактивной энергии и мощности, 4 канала (режим по умолчанию);

– однонаправленный режим измерения активной и реактивной энергии и мощности (по модулю) 3 канала в прямом направлении (конфигурируемый);

– двунаправленный реверсный режим измерения активной и реактивной энергии и мощности, 4 канала (конфигурируемый);

– однонаправленный реверсный режим измерения активной и реактивной энергии и мощности (по модулю) 3 канала в обратном направлении (конфигурируемый).

В таблицах 17-20 приведены знаки направления активной и реактивной мощности однофазных и трехфазных измерений и каналы учета энергии в зависимости от положения вектора полной мощности и конфигурирования счетчика.

Таблица 17 - Знаки мощностей однофазных и трехфазных измерений в двунаправленном режиме

Двунаправленный режим (4 канала)								
Квадрант вектора полной мощности S	Канал учета энергии трехфазных измерений		Знак мощности трехфазных измерений		Знак мощности однофазных измерений		Каналы телеметрии	
	актив.	реактив.	актив.	реактив.	актив.	реактив.	актив.	реактив.
I	A+	R+	P+	Q+	P+	Q+	имп. A+	имп. R+
II	A-	R+	P-	Q+	P-	Q+	имп. A-	имп. R+
III	A-	R-	P-	Q-	P-	Q-	имп. A-	имп. R-
IV	A+	R-	P+	Q-	P+	Q-	имп. A+	имп. R-

Таблица 18 - Знаки мощностей однофазных и трехфазных измерений в однонаправленном режиме

Однонаправленный режим (3 канала учета по модулю в прямом направлении)								
Квадрант вектора полной мощности S	Канал учета энергии трехфазных измерений		Знак мощности трехфазных измерений		Знак мощности однофазных измерений		Каналы телеметрии	
	актив.	реактив.	актив.	реактив.	актив.	реактив.	актив.	реактив.
I	A+	R+	P+	Q+	P+	Q+	имп. A+	имп. R+
II	A+	R-	P+	Q-	P-	Q+	имп. A+	имп. R-
III	A+	R+	P+	Q+	P-	Q-	имп. A+	имп. R+
IV	A+	R-	P+	Q-	P+	Q-	имп. A+	имп. R-

Таблица 19 - Знаки мощностей однофазных и трехфазных измерений в реверсном двунаправленном режиме

Реверсный двунаправленный режим (4 канала учета с инверсией знака направления)								
Квадрант вектора полной мощности S	Канал учета энергии трехфазных измерений		Знак мощности трехфазных измерений		Знак мощности однофазных измерений		Каналы телеметрии	
	актив.	реактив.	актив.	реактив.	актив.	реактив.	актив.	реактив.
I	A-	R-	P-	Q-	P+	Q+	имп. A-	имп. R-
II	A+	R-	P+	Q-	P-	Q+	имп. A+	имп. R-
III	A+	R+	P+	Q+	P-	Q-	имп. A+	имп. R+
IV	A-	R+	P-	Q+	P+	Q-	имп. A-	имп. R+

Таблица 20 - Знаки мощностей однофазных и трехфазных измерений в реверсном однонаправленном режиме

Реверсный однонаправленный режим (3 канала учета по модулю в обратном направлении)								
Квадрант вектора полной мощности S	Канал учета энергии трехфазных измерений		Знак мощности трехфазных измерений		Знак мощности однофазных измерений		Каналы телеметрии	
	актив.	реактив.	актив.	реактив.	актив.	реактив.	актив.	реактив.
I	A-	R-	P-	Q-	P+	Q+	имп. A-	имп. R-
II	A-	R+	P-	Q+	P-	Q+	имп. A-	имп. R+
III	A-	R-	P-	Q-	P-	Q-	имп. A-	имп. R-
IV	A-	R+	P-	Q+	P+	Q-	имп. A-	имп. R+

2.8.5.8 По измеренным за период сети средним значениям активной и реактивной мощности трехфазной системы формируются импульсы телеметрии на двух конфигурируемых испытательных выходах счетчика, как показано в таблицах 17-20.

Импульсы телеметрии имеют длительность 150 мс, а частота их следования пропорциональна соответствующей мощности.

2.8.5.9 Сформированные импульсы подсчитываются контроллером и сохраняются в регистрах текущих значений энергии и профиля мощности по каждому виду энергии (мощности) и направлению до свершения события. По свершению события, текущие значения энергии или мощности добавляются в соответствующие энергонезависимые регистры учета энергии и массивы профиля мощности. При этом в качестве события выступает время окончания текущего тарифа или время окончания интервала интегрирования мощности (параметра) для массива профиля.

2.8.5.10 При учете потерь импульсы телеметрии формируются с учетом мощности потерь (P±Pп формулы (1), (6), Q±Qп формулы (5), (7)), подсчитываются контроллером и отдельно сохраняются в регистрах текущих значений энергии и профиля мощности с учетом потерь по каждому виду энергии (мощности) и направлению до свершения события. Знак учета потерь является конфигурационным параметром счетчика и зависит от расположения точки учета и точки измерения.

2.8.5.11 Информация об энергии и средней мощности профиля нагрузки (в том числе и с учетом потерь) представлена во внутренних регистрах МК в числах полупериодов телеметрии (формат внутреннего представления).

Преобразование числа из формата внутреннего представления в энергию в кВт·ч или квар·ч с учетом коэффициента трансформации производится по формуле ((8)

$$E(\text{кВт}\cdot\text{ч},\text{квар}\cdot\text{ч}) = \frac{N}{2\cdot A}\cdot Кн\cdot Кт \qquad (8)$$

где N – энергия в формате внутреннего представления из массивов энергии (считанная);
A – постоянная счетчика;
Кн – коэффициент трансформации напряжения;
Кт – коэффициент трансформации тока.

Так, при постоянной счетчика A=5000 имп./кВт(квар)·ч, число N=10000 в регистрах энергии любого вида и направления соответствует энергии 1,0000 кВт(квар)·ч с разрешающей способностью 0,1 Вт·ч.

Мощности в массивах профиля представлены в тех же единицах, что и энергия в массивах энергии, т.е. в числах полупериодов телеметрии, накопленных за время интегрирования. Преобразование мощности из формата внутреннего представления в мощность в кВт и квар с учетом коэффициента трансформации производится по формуле (9)

$$P(\text{кВт}), Q(\text{квар}) = \frac{N}{2A}\cdot\frac{60}{Tср}\cdot Кн\cdot Кт \qquad (9)$$

где: N - мощность в формате внутреннего представления из массивов профиля (считанная);
A - постоянная счетчика;
Tср - время интегрирования мощности в минутах;
Кн - коэффициент трансформации по напряжению;
Кт - коэффициент трансформации по току.

При Tср=60 формулы (8) и (9) становятся одинаковыми, т.е. мощность, усредненная на интервале времени 60 минут численно равна энергии.

2.8.5.12 Дифференциальный ток для счетчиков непосредственного подключения в четырехпроводных сетях, в %, рассчитывается по формуле (10):

$$K_{диф} = \frac{100\cdot I_{диф}}{Ia + Ib + Ic}, \qquad (10)$$

где $I_{диф}$ – действующее значение тока, рассчитываемое из суммы фазных токов и тока в нулевом проводе по формуле (11);

Ia, Ib, Ic – среднеквадратические значения фазных токов фаз A, B, C соответственно.

$$I_{диф} = \sqrt{\sum (ia + ib + ic + in)^2}, \qquad (11)$$

где ia , ib, ic, in - токи фаз A, B, C и нулевого провода в векторной форме.

Рассчитанная величина $K_{диф}$ является небалансом между суммой фазных токов и током в нулевом проводе (небаланс токов).

2.8.6 Программное обеспечение

2.8.6.1 Программное обеспечение (ПО) счетчиков имеет структуру с разделением на метрологически значимую и метрологически незначимую части которые располагаются в отдельных областях памяти. Каждая структурная часть исполняемого кода программы во внутренней памяти микроконтроллера защищается циклической контрольной суммой, которая непрерывно контролируется системой диагностики счетчиков. Изменение метрологически значимой части невозможно.

2.8.6.2 Метрологические характеристики счетчиков напрямую зависят от калибровочных коэффициентов, которые записываются в память счетчиков на предприятии-изготовителе на стадии калибровки. Калибровочные коэффициенты защищаются циклическими контрольными суммами, которые непрерывно контролируется системой диагностики счетчиков. Массивы калибровочных коэффициентов защищены аппаратной перемычкой защиты записи и не доступны для изменения без вскрытия счетчиков.

2.8.6.3 При обнаружении ошибок контрольных сумм (КС) системой диагностики устанавливаются флаги ошибок в слове состояния счетчиков с записью события в статусный журнал и отображением сообщения об ошибке на ЖКИ:

- E-09 - ошибка КС метрологически незначимой части программы;
- E-10 - ошибка КС массива калибровочных коэффициентов;
- E-15 - ошибка КС метрологически значимой части программы.

2.8.6.4 Идентификационные характеристики ПО счетчика приведены в таблице 21. Номер версии ПО состоит из трех полей. Каждое поле содержит два символа:

- первое поле - код устройства (21 – ТЕ2000);
- второе поле – номер версии метрологически значимой части ПО;
- третье поле – номер версии метрологически незначимой части ПО.

Версия ПО счетчика и цифровой идентификатор ПО отображаются на табло ЖКИ в кольце индикации вспомогательных параметров. Метрологические характеристики нормированы с учетом влияния программного обеспечения.

Конструкция счетчиков исключает возможность несанкционированного влияния на ПО счетчика и измерительную информацию.

Счетчики обеспечивают возможность обновления метрологически незначимой части программного обеспечения без воздействия на метрологически значимую часть. О выпуске обновления метрологически незначимой части программного обеспечения производитель уведомляет ПАО «Россети» с указанием внесенных изменений. Техническая поддержка на встроенное ПО счетчика осуществляется в течение всего срока службы.

Обновление метрологически незначимой части встроенного программного обеспечения происходит без потери измеренных значений, архивных данных и журналов событий. Перезагрузка программного обеспечения счетчика обеспечивается автоматически после его обновления.

Защита от случайного «зависания» программы обеспечивается независимым аппаратным сторожевым таймером в устройстве управления, который инициирует перезагрузку программного обеспечения счетчика при «зависании» программы.

Версия ПО счетчиков и цифровой идентификатор ПО отображаются на ЖКИ в кольце индикации технологических параметров.

Уровень защиты программного обеспечения «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014

Таблица 21 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	TE_2000.tsk
Номер версии (идентификационный номер) ПО	21.00.XX
Цифровой идентификатор ПО	30C4
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения	CRC 16 ModBus RTU

2.8.6.5 Устанавливаемые сменные модули связи являются самостоятельными устройствами с собственным встроенным программным обеспечением. Поддержка встроенного ПО модулей связи осуществляется в течение всего срока службы модулей. Защита от случайного «зависания» программы обеспечивается независимым аппаратным сторожевым таймером, который инициирует перезагрузку программного обеспечения модуля связи при «зависании» программы.

3 Подготовка счетчика к работе

3.1 Эксплуатационные ограничения

3.1.1 Если счетчик с номинальным напряжением 3×(57,7-115)/(100-200) В используется на подключениях с номинальными напряжениями 3×(100-115)/(173-200) В, то время интегрирования мощности базового массива профиля может программироваться только в диапазоне от 1 до 30 минут и не должно устанавливаться равным 60 минутам.

3.1.2 Если счетчик конфигурируется для ведения массива профиля мощности с учетом потерь, то время интегрирования мощности базового массива профиля может программироваться только в диапазоне от 1 до 30 минут и не должно устанавливаться равным 60 минутам.

3.1.3 Указанные ограничения (п.п. 3.1.1, 3.1.2) снимаются, если мощности профилируются в расширенных массивах профиля параметров с использованием структур данных 02, 04-06.

3.2 Подготовка перед эксплуатацией

3.2.1 Счетчики, выпускаемые предприятием-изготовителем, имеют заводские установки по умолчанию, приведенные в таблице 22.

Таблица 22 - Заводские установки

Наименование	Значение	
Сетевой адрес	любой	
Расширенный сетевой адрес	серийный номер счетчика	
Скорость обмена по интерфейсу RS-485, бит/с	9600 с битом контроля паритета НЕЧЕТ	
Пароли доступа:	ModBus-подобный протокол (6 байт)	ГОСТ Р 58940-2020 (СПОДЭС) (8 байт)
– 1-го уровня	000000	00000000
– 2-го уровня	222222	22222200
– 1-го уровня (управление нагрузкой)	333333	33333300
Коэффициенты трансформации: – по току – по напряжению	 1; 1	
Время интегрирования мощности массива профиля, минут: – первого массива (базового) – второго массива (базового) – третьего (расширенного) – четвертого (расширенного)	 30; 3; 60; 10	
Конфигурация третьего массива профиля	8 каналов: P+, P-, Q+, Q-, Uф1, Uф2, Uф3, T	
Конфигурация четвертого массива профиля	40 каналов (таблица 5)	
Установленные программируемые флаги: – разрешения помечать недостоверные срезы в массивах профиля – разрешения на восстановление прерванного режима индикации при включении питания – разрешения однонаправленного режима учета энергии (по модулю)	 установлен; установлен; установлен;	

Продолжение таблицы 22

Наименование	Значение
– запрета автоматического перехода на сезонное время	установлен;
Число периодов усреднения вспомогательных параметров	50 (время усреднения 1 с)
Тарифное расписание	однотарифное (по тарифу 1)
Начало расчетного периода	с первого числа календарного месяца
Расписание праздничных дней	отсутствует
Список перенесенных дней	отсутствует
Расписание управления нагрузкой	отсутствует, нагрузка всегда включена
Внутреннее время	московское
Время перехода на сезонное время: – лето – зима – зима – лето – автоматический переход – текущий сезон	 последнее воскресенье октября, 03:00; последнее воскресенье марта, 02:00 запрещен; зима
Период индикации, с	1
Параметры динамической индикации: – флаг разрешения динамической индикации – период смены данных в режиме динамической индикации, с – время не активности кнопок для перехода в динамический режим индикации, мин	 не установлен (режим запрещен); 1; 1
Параметры перехода в заданный режим индикации: – флаг разрешения перехода в заданный режим индикации – время не активности кнопок для перехода в заданный режим индикации, мин – заданный режим индикации – заданный вид энергии – заданный номер тарифа	 не установлен (режим запрещен); 1; режим текущих измерений; активная прямого направления (A+); 1
Режимы индикации, исключенные из кольца режимов индикации основных параметров (замаскированные режимы индикации):	– максимумы мощности по первому и второму и третьему массивам профиля; – счетные импульсы по цифровому входу 1 и 2
Расписание максимумов мощности: – утренний интервал – вечерний интервал	 с 08:00 до 11:00 (по всем сезонам); с 13:00 до 16:00 (по всем сезонам)
Измеритель потерь: – знак учета – номинальная активная и реактивная мощности потерь – другие номинальные мощности	 плюс; 25 Вт для счетчиков с Iном 5 А, 1 Вт для счетчиков с Iном 1 А, включены; 0 Вт, отключены.

Продолжение таблицы 22

Наименование	Значение
Испытательные выходы; – выход канала 0 – выход канала 1 – выход канала 4 (светодиодный индикатор)	 телеметрия A+; телеметрия R+; телеметрия A+
Цифровые входы – вход 1 (канал 5) – вход 2 (канал 6)	отсутствуют в счетчиках наружной установки (таблица 1) вход управления режимами телеметрии; вход телесигнализации
Управление нагрузкой и формирование сигнала управление нагрузкой	запрещено по всем критериям, кроме команды оператора
Параметры управления нагрузкой в режиме контроля напряжения сети: – верхнее пороговое напряжение сети, В – нижнее пороговое напряжение сети, В – гистерезис порогов напряжения, % – число периодов усреднения напряжения сети перед сравнением с порогом – время задержки включения, секунд	 276; 96; 5; 3; 10
Параметры управления нагрузкой по лимитерам: – время наблюдения, с – время задержки, с – порог мощности (активной, реактивной, полной), Вт, вар, В·А – порог индукции магнитного поля, мТл – порог тока, А – порог по небалансу токов, % – порог напряжения, В	 10; 30; 15000; 3; 2,1; 10,5; 84; 105 для счетчиков с номинальным (базовым) током 2 А, 10 А, 80 А и 100 А соответственно 10 276;
Параметры управления нагрузкой по наступлению сумерек: – часовой пояс, ч – зенитное расстояние – широта места положения счетчика – долгота места положения счетчика	 +3; 96° 00’; 56° 58’; 43° 19’
Параметры измерителя показателей качества электроэнергии: а) отклонение частоты, Гц – 95 % времени интервала измерений – 100 % времени интервала измерений б) номинальное (согласованное) напряжение, В, для счетчиков: – 3×(57,7-115)/(100-200) В – 3×(120-230)/(208-400)	 0,2; 0,4; 57,7; 230;

Продолжение таблицы 22

Наименование	Значение
в) отклонение напряжения, % – отрицательное – положительное г) коэффициент искажения синусоидальности кривой напряжения $К_U$, % 3×(57,7-115)/(100-200) В: • 95 % времени интервала измерений • 100 % времени интервала измерений 3×(120-230)/(208-400) В: • 95 % времени интервала измерений • 100 % времени интервала измерений д) коэффициент несимметрии по обратной последовательности $К_{2U}$, % – 95 % времени интервала измерений – 100 % времени интервала измерений е) коэффициент несимметрии по нулевой последовательности $К_{0U}$, % – 95 % времени интервала измерений – 100 % времени интервала измерений ж) порог провалов напряжений, % з) порог перенапряжений, % и) порог прерывания напряжения, %	 10; 10; 5,0; 8,0; 8,0; 12,0; 2; 4; 2; 4; 90; 110; 5
Параметры встроенного PLC-модема: – режим станции – ключ подсети (Node Key) – пароль доступа к счётчику – пароль доступа для изменения параметров PLC-модема – флаг запрета ретрансляции – флаг разрешения формирования сообщения «счётчик не отвечает»	 удаленная; 00000000 (восемь нулей); 000000 (шесть нулей); 222222 (шесть двоек); не установлен; не установлен
Параметры встроенного радиомодема (для связи с терминалом): – максимальное число соединений – время ожидания запроса на соединение, мс – время удержания соединения при отсутствии трафика, с – адрес модема терминала – пароль доступа для изменения параметров радиомодема	 3 и зарезервированный канал для терминала; 100; 10; серийный номер терминала из комплекта поставки; 222222 (шесть двоек);

Продолжение таблицы 22

Наименование	Значение
Параметры встроенного GSM/UMTS/LTE/ /NB-IoT-коммуникатора:	
– допустимые абонентские адреса	отсутствуют;
– параметры доступа в Интернет	любые;
– параметры основного и диспетчерского сервера	любые;
– таймаут GPRS, с	180;
– таймаут CSD, с	60;
– таймаут автосоединения, с	120;
– номер протокола	0
– расписание автосоединения	отсутствует, режим автосоединения запрещен;
– расписание перерегистрации	отсутствует, режим перерегистрации запрещен;
– режим сервера	запрещен;
– пароль доступа к счётчику	000000 (шесть нулей);
– пароль доступа для изменения параметров коммуникатора	000000 (шесть нулей);
– скорость обмена со счетчиком, бит/с	38400, паритет НЕЧЕТ, фиксированная
1 Параметры встроенного Wi-Fi-коммуникатора:	
– параметры точек доступа	любые;
– параметры основного и диспетчерского сервера	любые;
– таймаут отсутствия трафика, с	180;
– таймаут автосоединения, с	60;
– расписание автосоединения	отсутствует, режим автосоединения запрещен;
– расписание перерегистрации	отсутствует, режим перерегистрации запрещен;
– режим сервера	запрещен;
– пароль доступа к счётчику	000000 (шесть нулей);
– пароль доступа для изменения параметров Wi-Fi-коммуникатора	000000 (шесть нулей);
– скорость обмена со счетчиком, бит/с	38400, паритет НЕЧЕТ, фиксированная
Параметры встроенного Ethernet-модема:	
– авторизация доступа через web-интерфейс:	имя (логин) – admin; пароль - password
– режим работы	TCP-сервер;
– IP-адрес	192.168.4.10;
– IP-порт	7777;
– маска подсети	255.255.240.0;
– IP-адрес шлюза	192.168.1.1;
– скорость обмена со счетчиком, бит/с	38400, паритет НЕЧЕТ, фиксированная

Продолжение таблицы 22

Наименование	Значение
Параметры встроенного ZigBee-модема: – идентификатор сети – число частотных каналов – рабочие частоты – скорость обмена со счетчиком, бит/с	 1B50h (возможность подключения к любому координатору любой сети); 16 (разрешены все каналы); от 2400 МГц до 2480 МГц с шагом 5 МГц 9600, паритет НЕТ

3.2.2 Перед установкой счетчика на объект необходимо изменить заводские установки, если они не удовлетворяют потребителя. Перепрограммирование счетчика может быть произведено через любой интерфейс связи, присутствующий в данном варианте исполнения счётчика (таблица 1), с применением компьютера и программного обеспечения «Конфигуратор СЭТ-4ТМ». Подробное описание работы со счетчиком в дистанционном режиме с применением программы «Конфигуратор СЭТ-4ТМ» приведено в документе «Руководство по эксплуатации. Часть 3. Дистанционный режим».

3.2.3 Чтение сетевого адреса счетчика и заводских установок может быть произведено с помощью программы «Конфигуратор СЭТ-4ТМ» форма «Параметры и установки» при обращении к счетчику по нулевому адресу. При этом счетчик, к которому обращаются по нулевому адресу, должен быть единственным подключенным к каналу RS-485. Запись и управление по нулевому адресу запрещена.

3.2.4 Если счетчик перемещен в другой часовой пояс и местное время устанавливается назад относительно времени счетчика с применением команды прямой установки времени и даты, то необходимо сбросить регистры накопленной энергии и проинициализировать массивы профилей мощности при отсутствии токов в последовательных цепях. Иначе будет нарушена хронология данных в соответствующих массивах. Установка времени вперед относительно времени счетчика не нарушает хронологии данных в массивах.

3.2.5 Если счётчик внутренней установки будет эксплуатироваться при крайних нижних рабочих температурах (от -25 °С до -40 °С), то необходимо установить период индикации в диапазоне от 3 до 5 с. Точный период индикации может быть подобран индивидуально в процессе эксплуатации. Критерием правильно выбранного периода индикации может служить отсутствие нечетко индицируемых разрядов на табло ЖКИ при смене информации. Скорректировать период индикации можно в процессе эксплуатации счётчика через интерфейсы связи.

3.2.6 В случае необходимости изменения набора индицируемых параметров в кольце основных режимов индикации необходимо установить соответствующие маски посредством формы конфигуратора «Управление режимами индикации»\«Маски».

3.2.7 Активировать режим динамической индикации или режим установки заданного режима индикации по неактивности кнопок управления можно посредством формы конфигуратора «Управление режимами индикации»\«Параметры динамической индикации».

3.2.8 Если предполагается использовать счетчик на номинальных фазных напряжениях отличных от 57,7 В или 230 В, то для правильной работы измерителя качества электрической энергии необходимо ввести в счетчик величину конкретного номинального или согласованного напряжения посредством формы «Параметры измерителя качества».

ВНИМАНИЕ!
ПЕРЕД УСТАНОВКОЙ СЧЕТЧИКА НА ОБЪЕКТ СМЕНИТЬ ПАРОЛЬ ВТОРОГО и ТРЕТЬЕГО УРОВНЯ ДОСТУПА С ЦЕЛЬЮ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ НЕСАНКЦИОНИРОВАННОГО ДОСТУПА К ПРОГРАММИРУЕМЫМ ПАРАМЕТРАМ СЧЕТЧИКА И УПРАВЛЕНИЮ НАГРУЗКОЙ ЧЕРЕЗ ИНТЕРФЕЙСЫ СВЯЗИ.

ЕСЛИ СЧЕТЧИК СОДЕРЖИТ ВСТРОЕННЫЕ ИЛИ УСТАНОВЛЕННЫЕ КОММУНИКАЦИОННЫЕ УСТРОЙСТВА, ТО ИЗМЕНИТЬ ИХ ПАРОЛИ НА ЗАПИСЬ С ЦЕЛЬЮ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ НЕСАНКЦИОНИРОВАННОГО ДОСТУПА К ПРОГРАММИРУЕМЫМ ПАРАМЕТРАМ КОММУНИКАЦИОННЫХ УСТРОЙСТВ.

НЕ ЗАБЫВАЙТЕ УСТАНОВЛЕННЫЕ ПАРОЛИ!

3.3 Порядок установки

3.3.1 К работам по монтажу счетчика допускаются лица, прошедшие инструктаж по технике безопасности и имеющие квалификационную группу по электробезопасности не ниже III для электроустановок до 1000 В.

3.3.2 Извлечь счётчик из транспортной упаковки и произвести внешний осмотр. Убедиться в отсутствии видимых повреждений корпуса и защитных крышек, наличии и сохранности пломб. Убедиться, что комплект поставки счётчика соответствует приведенному в п. 2.6.

3.3.3 Для безопасной замены счетчика без снятия напряжения с электроустановки и обеспечения возможности подключения образцового (эталонного) счетчика для поверки без отключения нагрузки потребителя, подключение счетчика осуществлять с использованием коробки испытательной переходной.

3.3.4 Установить счетчик на место эксплуатации, снять крышку зажимов и подключить цепи напряжения и тока в соответствии со схемой, приведенной на крышке зажимов или указанной в приложении Б настоящего руководства, соблюдая последовательность подключения фаз. Начала и концы обмоток измерительных трансформаторов напряжения и тока должны подключаться к счетчику по схемам приведенным в приложении Б для правильного определения направления потока мощности.

Примечание - Подключение счетчика внутренней установки и счетчика для установки на DIN-рейку к сети электропитания производить через выключатель, расположенный в непосредственной близости от счетчика в легкодоступном для оператора месте. Выключатель должен быть маркирован как отключающее устройство для счетчика.

3.3.5 Если счетчик устанавливается на тупиковую линию, в которой поток мощности направлен всегда в одну сторону и отсутствует переток, то целесообразно установить флаг «Однонаправленный режим учета (по модулю)». При этом учет будет вестись только в первом (индуктивная нагрузка) и четвертом (емкостная нагрузка) квадрантах, независимо от направления потока мощности в каждой фазе сети.

3.3.6 Если предполагается использование счетчика в составе системы коммерческого учета с выходом на оптовый рынок, то необходимо правильно установить конфигурационный флаг «Реверсный учет» в зависимости от места его установки (требования АО «АТС»):

– при установке счетчика со стороны потребителя электроэнергии конфигурационный флаг «Реверсный учет» должен быть снят;

– при установке счетчика со стороны поставщика электроэнергии конфигурационный флаг «Реверсный учет» должен быть установлен;

– установка и снятие флагов производится посредством формы конфигуратора «Параметры и установки».

При установке обоих флагов «Однонаправленный режим учета (по модулю)» и «Реверсный учет» учет будет вестись только в третьем (индуктивная нагрузка) и втором (емко-

стная нагрузка) квадрантах, независимо от направления потока мощности в каждой фазе сети.

ВНИМАНИЕ!
ПОДКЛЮЧЕНИЕ СИЛОВЫХ И ИНТЕРФЕЙСНЫХ ЦЕПЕЙ ПРОИЗВОДИТЬ ПРИ ОБЕСТОЧЕННОЙ СЕТИ!

3.3.7 Подключить линии интерфейсов RS-485 в соответствии со схемой, приведенной на крышке зажимов или указанной в приложении В настоящего РЭ, соблюдая полярность подключения. Подключить цепи резервного питания (по необходимости). Расположение и назначение контактов колодки счетчика для подключения интерфейсов RS-485, испытательных выходов, цифровых входов и резервного питания приведено в приложении Б:

- на рисунке Б.11 для счетчиков внутренней установки;
- на рисунке Б.12 для счетчиков установки на DIN-рейку;
- на рисунке Б.13 для счетчиков наружной установки.

Примечание – Следует иметь в виду, что если в счетчик установлен дополнительный сменный интерфейсный модуль, то его питание производится от основного трехфазного источника питания счетчика. При этом интерфейсный модуль работает всегда, если счетчик включен или от основного или от резервного источника питания.

3.3.8 Включить сетевое напряжение и убедиться, что счетчик включился и перешел в режим индикации текущих измерений, а на табло индикатора счетчика или терминала отсутствуют сообщения об ошибках в виде E-xx, где xx–номер ошибки. Перечень ошибок приведен в таблице Г.1 приложения Г.

3.3.9 Убедиться, что пиктограммы фазных напряжений «ФАЗА», «1», «2», «3» непрерывно светятся и не мигают. Если мигает одна или две пиктограммы фазных напряжений, то это свидетельствует об отсутствии фазных напряжений или снижении их уровня ниже заданного порога (48 В для счетчиков с Uном 3×(120-230)/(208-400) В и 12 В для счетчиков с Uном 3×(57,7-115)/(100-200) В). Если мигают сразу три пиктограммы фазных напряжений, то это свидетельствует об ошибке последовательности подключения фаз к счетчику.

3.3.10 Счётчик наружной установки может устанавливаться вне помещения на стенах зданий или на опорах линий электропередач. Перед установкой на объект собрать счетчик как показано на рисунках приложения Д, по шагам 1-3.

3.3.10.1 При установке на стену здания, счётчик в сборе со швеллером, должен крепиться к стене дюбель-гвоздями из комплекта монтажных частей через отверстия в швеллере, как показано на рисунке приложения Д, шаг 4. В этом случае подключение счетчика к сети должно производиться через выключатель, как и счетчика внутренней установки (примечание п. 3.3.3).

3.3.10.2 При установке на опоре линии электропередачи, счётчик в сборе со швеллером, должен крепиться лентой из нержавеющей стали типа 18/8 F207 20X0,75 через окна швеллера и обжиматься скрепой типа A200, как показано на рисунке приложения Д, шаг 5. Монтаж должен производиться с применением следующего инструмента:

- устройство винтовое типа CVF (натяжение ленты);
- устройство типа CIS (обрезка ленты);
- устройство типа RIL 9 (обжимка скрепы).

Стальная лента и приведенный выше инструмент не входят в комплект поставки счётчика, и могут отличаться от указанных.

3.3.10.3 Перед подключением счётчика снять крышку зажимов. Подключить провода к счётчику по схеме, приведенной на клеммной колодке счётчика или в приложении Б настоящего РЭ. Контакты клеммной колодки позволяют подключать самонесущие изолированные провода сечением до 25 мм^2.

Для подключения СИП установка наконечников не требуются. Концы СИП перед подключением к колодке зачистить от изоляции на длину от 26 до 30 мм.

Провода счетчика наружной установки должны проходить через гермоввод, входящий в состав комплекта счетчика. Затяжку болтов контактов силовой колодки (контакты 1-8) производить с крутящим моментом (2+0,4) Н·м.

3.3.10.4 Включить сетевое напряжение и посредством терминала ТЕ121.02 или ТЕ121.02/1 (или другого), входящего в состав комплекта счётчика, убедиться, что счётчик включился и перешел в режим индикации текущих измерений без выдачи сообщений об ошибках в виде Е-хх, где хх – номер ошибки.

3.3.10.5 Если терминал входит в состав комплекта счетчика наружной установит, то они сконфигурированы для совместной работы (как пара) на предприятии-изготовителе. Желательно не путать комплекты. Если, тем не менее, комплекты перепутаны, то необходимо сконфигурировать новую пару (любой счетчик с любым терминалом) на месте эксплуатации. Для чего, в счетчик необходимо прописать серийный номер терминала, а в терминал – серийный номер счетчика.

3.3.10.6 Терминал счётчика наружной установки должен устанавливаться в закрытых помещениях, в местах с дополнительной защитой от прямого воздействия воды в зоне радиовидимости счётчика. Не допускается установка терминала в экранирующих металлических щитах.

3.3.11 Если устанавливается счётчик с PLC-модемом, и в сети находится базовая станция, к которой он должен подключиться, то после включения сетевого напряжения наблюдать за светодиодным индикатором состояния PLC-модема. Индикатор должен мигать зеленым цветом с периодом 2 секунды (секунда включен, секунда выключен), индицируя состояния поиска базовой станции. Через некоторое время индикатор должен перейти в режим непрерывного свечения зеленым цветом с пониженной яркостью, индицируя состояния подключения к базовой станции. Время поиска и подключения к базовой станции может занимать несколько минут.

Если PLC-модем счётчика не подключился к базовой станции за время 1-3 минуты, то его следует подключить к другой фазе сети и повторить попытку. Подключение выхода PLC-модема к разным фазам силовой сети производится перемычкой, входящей в состав комплекта счетчика. На рисунке Б.13 приложения Б показано расположение и назначение контактов счётчика наружной установки для подключения выхода PLC-модема и испытательных выходов. При выходе с предприятия-изготовителя перемычка установлена между контактом 12 (выход PLC) и контактом 11 (напряжение фазы 3).

3.3.12 В счетчик со встроенным GSM/UMTS/LTE/NB-IoT-коммуникатором может быть установлены ЧИП SIM-карты заказчика. ЧИП SIM-карты должны передаваться заказчиком на предприятие-изготовитель при размещении заказа на изготовление счетчиков. Если предполагается установка двух ЧИП SIM-карт, то держатель внешней SIM-карты будет отсутствовать в составе счетчика наружной установки. При установке одной ЧИП SIM-карты в составе счетчика наружной установки будет держатель внешней SIM-карты, позволяющий установку SIM-карты любого оператора на месте эксплуатации.

Работа со встроенной ЧИП SIM-картой значительно повышает надежность связи, т.к. она устанавливается не в держатель, а непосредственно впаивается в плату коммуникатора. Кроме того ЧИП SIM-карта имеет расширенный температурный диапазон от минус 40 до плюс 85 °С, что особенно важно для счетчиков наружной установки.

Для полного использования всех коммуникационных возможностей коммуникатора, у оператора сотовой связи должны быть активированы услуги: голосового вызова, CSD-вызова, SMS и GPRS (пакетная передача данных). Установка внешней SIM-карты другого оператора, в дополнение к внутренней, может оказаться полезным для резервирования сетей сотовой связи. Коммуникатор позволяет производить автоматический переход из сети в сеть в случае неработоспособности одной из них.

Работа со счетчиком через сеть мобильной связи и конфигурирование встроенного коммуникатора подробно описана в документе «Коммуникаторы серии ТЕ101. Руководство по эксплуатации» и доступно на сайте предприятия-изготовителя по адресу https://te-nn.ru/.

ВНИМАНИЕ!
УСТАНОВКУ ИЛИ ЗАМЕНУ SIM-КАРТЫ ПРОИЗВОДИТЬ ПРИ ОБЕСТОЧЕННОЙ СЕТИ!

3.3.13 Установить крышку зажимов, зафиксировать винтами и опломбировать.

3.3.14 Сделать отметку в формуляре о дате установки и ввода в эксплуатацию.

4 Средства измерений, инструменты и принадлежности

4.1 Средства измерений, инструменты и принадлежности, необходимые для проведения регулировки, поверки, ремонта и технического обслуживания приведены в таблице 23.

Таблица 23- Средства измерений, инструменты и принадлежности

Рекомендуемое оборудование	Основные требования, предъявляемые к оборудованию	Кол. шт.
Установка поверочная универсальная УППУ-МЭ 3.1КМ	Номинальное напряжение 60, 220 В; диапазон токов (0,001-100) А; погрешность измерения активной/реактивной энергии и мощности ±(0,015/0,03) %	1
Прибор электроизмерительный эталонный многофункциональный «Энергомонитор-3.1К 02»	Номинальное напряжение 3×60, 3×120, 3×220 В; диапазон токов (0,001-50) А; погрешность измерения активной/реактивной энергии и мощности ±(0,015/0,03) %	1
Устройство для проверки электрической прочности изоляции импульсным напряжением 6 кВ ГИ-6 кВ	Импульсное напряжение до 6 кВ, длительность импульса по уровню 0,5 от 50 до 70 мкс	1
Прибор для испытания электрической прочности УПУ-10	Испытательное напряжение до 10 кВ, погрешность установки напряжения не более ±5 %	1
Блок питания Б5-70	Постоянное напряжение от 5 до 24 В, ток от 1 до 50 мА	1
Блок питания Б5-50	Постоянное напряжение до 300 В	1
Осциллограф С1-92	Диапазон измеряемых напряжений от 0,05 до 30 В	1
Вольтметр универсальный цифровой В7-40	Диапазон измеряемых токов от 1 до 10 мА, диапазон измеряемых напряжений от 2 мВ до 30 В	1
Секундомер СОСпр-2б-2	Время измерения более 30 мин, цена деления 0,2 с, класс точности 2	1
Частотомер Ч3-63	Погрешность измерения $5 \cdot 10^{-7}$	1
Автотрансформатор РНО-250-2	Диапазон изменения напряжений от 100 до 250 В	1
Преобразователь интерфейса USB/RS-485 ПИ-2Т	Скорости обмена от 300 до 38400 бит/с	1
Устройство сопряжения оптическое УСО-2Т	Скорости обмена 9600 бит/с	1
Персональный компьютер с операционной системой «Windows»	С универсальным портом USB. Разрешение экрана монитора 1024×768 точек	1
Программное обеспечение «Конфигуратор СЭТ-4ТМ»	Версия не ниже 18.05.21	1
Примечание - Допускается использовать другое оборудование, аналогичное по своим техническим и метрологическим характеристикам и обеспечивающее заданные режимы.		

5 Порядок работы

5.1 Ручной режим

5.1.1 Счётчик внутренней установки (таблица 1) имеет жидкокристаллический индикатор (ЖКИ) с подсветкой для отображения учтенной энергии и измеряемых параметров, светодиодные индикаторы состояния телеметрии и интерфейсов связи и четыре кнопки управления режимами индикации. Внешний вид индикатора приведен на рисунке 5.

Счетчик для установки на DIN-рейку имеет жидкокристаллический индикатор (ЖКИ) с подсветкой для отображения учтенной энергии и измеряемых параметров, светодиодные индикаторы состояния телеметрии и интерфейсов связи и три кнопки управления режимами индикации. Внешний вид индикатора приведен на рисунке 6.

Счётчик наружной установки (таблица 1) не имеет собственного ЖК индикатора, и имеет только три светодиодных индикатора состояния телеметрии и интерфейсов связи. Визуализация данных измерений счётчика наружной установки производится через удаленный терминал, подключаемый к счётчику по радиоканалу через встроенный радиомодем. Терминал входит в комплект поставки счётчика наружной установки, имеет жидкокристаллический индикатор с подсветкой для отображения учтенной энергии и измеряемых параметров и три кнопки управления режимами индикации.

5.1.2 В ручном режиме управления информация считывается визуально с табло устройства индикации счетчика или терминала.

5.1.3 При включении счетчика, в течение 3 с, включаются все элементы индикации: курсоры, пиктограммы и все сегменты цифровых индикаторов. После чего счетчик переходит в режим индикации текущих измерений, если не установлен флаг сохранения прерванного режима индикации. Если флаг сохранения прерванного режима индикации установлен (режим по умолчанию), то счетчик переходит в тот режим индикации, в котором он находился до выключения питающего напряжения

5.1.4 Устройство индикации счетчика во время его работы может находиться в одном из четырех режимов:

- в режиме индикации текущих измерений;
- в режиме индикации основных параметров;
- в режиме индикации вспомогательных параметров;
- в режиме индикации технологических параметров.

Выбор указанных режимов индикации осуществляется четырьмя кнопками управления: РЕЖИМ ИНД, ВИД ЭНЕРГИИ, НОМЕР ТАРИФА, ВОЗВРАТ. Кнопка ВОЗВРАТ присутствует только в счетчиках внутренней установки. Кроме указанных кнопок, в счетчиках внутренней установки и установки на DIN-рейку присутствует кнопка СБРОС, предназначенная для ручного сброса значений утренних и вечерних максимумов мощности, и расположенная под крышкой батарейного отсека у счетчиков установки на DIN-рейку и под прозрачной крышкой счетчика внутренней установки.

Различаются два вида воздействия на кнопки управления со стороны оператора: короткое - менее 1 секунды и длинное - более 1 секунды.

Следует иметь в виду, что если подсветка индикатора выключена, то первое нажатие на любую кнопку не изменяет установленный режим индикации, а только включает подсветку индикатора.

5.1.5 Режим индикации текущих измерений

5.1.5.1 В режиме индикации текущих измерений на табло ЖКИ отображается текущее значение энергии нарастающего итога (от сброса показаний) по текущему тарифу, определяемому текущим временем и тарифным расписанием, введенным в счетчик. Кроме того, в режиме индикации текущих измерений отображаются:

– пиктограмма «ТАРИФ» и номер текущего тарифа «1» - «8»;
– курсор вида и направления текущей индицируемой энергии A+, A-, R+, R-, R1, R2, R3, R4;
– пиктограмма «ФАЗА» и номер текущей фазы «1», «2», «3»;
– размерности «кВт ч» («МВт ч», «ГВт ч»), «кВАр ч» («МВАр ч», «ГВАр ч»);
– соответствующий OBIS-код.

Другие пиктограммы и курсоры погашены.

Примечание – соответствие аббревиатур A+, A-, R+, R-, R1, R2, R3, R4 условным обозначениям, нанесенным на шкалу счетчика, приведено на рисунке 7.

5.1.5.2 В режиме индикации текущих измерений могут индицироваться три вида текущей энергии, выбираемые по кругу последовательным коротким нажатием кнопки ВИД ЭНЕРГИИ в следующей последовательности:
– активная энергия с указанием направления A+ или A-;
– реактивная энергия с указанием текущего направления R+ или R-;
– четырехквадрантная реактивная энергия с указанием квадранта парой курсоров R1, R2, R3, R4 (рисунок 7).

5.1.5.3 Индикация текущей энергии производится с учетом введенных в счетчик коэффициентов трансформации по напряжению и току.

5.1.5.4 В режиме индикации текущих измерений и основных параметров всегда включены пиктограммы наличия фазных напряжений «ФАЗА», «1», «2», «3». Если одна или две пиктограммы фазных напряжений мигают с периодом 2 с, то это свидетельствует об отсутствии напряжения соответствующей фазы или снижении его уровня ниже установленного порога. Если мигают сразу три пиктограммы фазных напряжений, то это свидетельствует о неправильной последовательности подключения фазных напряжений к счетчику.

5.1.5.5 В режиме индикации текущих измерений кнопки выполняют функции, указанные в таблице 24.

Таблица 24 - Функции кнопок управления в режиме индикации текущих измерений

<table>
<tr><th>РЕЖИМ ИНД</th><th>ВИД ЭНЕРГИИ</th><th>НОМЕР ТАРИФА</th></tr>
<tr><td>Короткое нажатие – переход в режим индикации основных параметров</td><td>Короткое нажатие - выбор вида индицируемой текущей энергии по текущему тарифу</td><td>Короткое нажатие - не используется</td></tr>
<tr><td>Длинное нажатие – переход в режим индикации вспомогательных параметров</td><td>Длинное нажатие - не используется</td><td rowspan="2">Длинное нажатие – переход в режим индикации текущей активной энергии</td></tr>
<tr><td colspan="2">Длинное нажатие одновременно обеих кнопок – переход в режим индикации технологических параметров</td></tr>
</table>

5.1.6 Режим индикации основных параметров

5.1.6.1 Переход в режим индикации основных параметров из режима индикации текущих измерений производится коротким нажатием кнопки РЕЖИМ ИНД.

5.1.6.2 В режиме индикации основных параметров каждое последующее короткое нажатие кнопки РЕЖИМ ИНД вызывает переход к индикации следующего основного параметра с включением соответствующей пиктограммы в последовательности:
– учтенная энергия нарастающего итога (от сброса показаний) «ВСЕГО»;
– учтенная энергия за год «ГОД»;
– учтенная энергия за текущий месяц «МЕСЯЦ»;
– учтенная энергия за текущие сутки «СУТКИ»;
– учтенная энергия за предыдущий год «ПРЕД.», «ГОД»;

- учтенная энергия за предыдущий месяц «ПРЕД.», «МЕСЯЦ»;
- учтенная энергия за предыдущие сутки «ПРЕД.», «СУТКИ»;
- максимум мощности от сброса по первому массиву профиля мощности «1»;
- максимум мощности от сброса по второму массиву профиля мощности «2»;
- максимум мощности от сброса по третьему массиву профиля мощности «3»
- учтенная энергия на начало текущего года «НА НАЧ.», «ГОД»;
- учтенная энергия на начало текущего месяца «НА НАЧ.», «МЕСЯЦ»;
- учтенная энергия на начало текущих суток «НА НАЧ.», «СУТКИ»;
- учтенная энергия на начало предыдущего месяца «НА НАЧ.», «ПРЕД.», «МЕСЯЦ»;
- учтенная энергия на начало предыдущих суток «НА НАЧ.», «ПРЕД.», «СУТКИ».

По следующему короткому нажатию РЕЖИМ ИНД включается вновь режим индикации текущих измерений, и так по кругу.

По короткому нажатию кнопки ВОЗВРАТ производится переход по кругу в обратной последовательности.

5.1.6.3 В режиме индикации основных параметров, кроме индикации максимумов мощности, по кнопке ВИД ЭНЕРГИИ, производится смена вида индицируемой энергии в последовательности: A+, A-, R+, R-, R1, R2, R3, R4, и так по кругу (только для двунаправленного счетчика).

В режиме индикации максимумов мощности, по кнопке ВИД ЭНЕРГИИ, производится смена видов индицируемой мощности: P+, P-, Q+, Q-, и так по кругу.

По короткому нажатию кнопки ВОЗВРАТ производится переход по кругу в обратной последовательности.

В режиме индикации основных параметров, кроме индикации максимумов мощности, по кнопке НОМЕР ТАРИФА, производится смена номера тарифа индицируемой энергии на индикаторе номера тарифа в последовательности: «1», «2», «3», «4», «5», «6», «7», «8», «1» - «8» выключены, «П» - энергия с учетом потерь (бестарифная), «[» - счетные импульсы по цифровому входу 1, «]» - счетные импульсы по цифровому входу 2, и так по кругу.

По короткому нажатию кнопки ВОЗВРАТ производится переход по кругу в обратной последовательности.

5.1.6.4 В режиме индикации максимумов мощности, по кнопке НОМЕР ТАРИФА, производится смена индикации времени фиксации утреннего и вечернего максимума, а по кнопке СБРОС, при длинном нажатии, производится сброс зафиксированных максимумов мощности.

Примечания

1 Если пиктограмма «ТАРИФ» включена, а индикатор номера тарифа выключен, то индицируется суммарная энергия по всем тарифам.

2 Если пиктограмма «ТАРИФ» включена, а на индикаторе номера тарифа отображается символ «П», то индицируется энергия с учетом потерь в линии и силовом трансформаторе.

3 Если пиктограмма «ТАРИФ» включена, а на индикаторе номера тарифа отображается символ «[», то индицируется число импульсов от внешнего датчика, учтенное по цифровому входу 1.

4 Если пиктограмма «ТАРИФ» выключена и включена пиктограмма «МАХ», а на индикаторе номера тарифа отображаются цифры «1» или «2», то индицируется максимум мощности по профилю 1 или 2 с размерностью «кВт».

5 Если один или несколько режимов индикации основных параметров, указанных в п.п. 5.1.6.2-5.1.6.4, замаскированы конфигурацией счетчика, то они будут исключаться из кольца индицируемых параметров.

5.1.6.5 В режиме индикации основных параметров кнопки выполняют функции, указанные в таблице 25.

Таблица 25 – Функции кнопок управления в режиме индикации основных параметров

<table>
<tr><th>РЕЖИМ ИНД</th><th>ВИД ЭНЕРГИИ</th><th>НОМЕР ТАРИФА</th></tr>
<tr><td>Короткое нажатие – выбор следующего режима индикации основных параметров. Переход к режиму индикации текущих измерений после последнего основного параметра</td><td>Короткое нажатие – выбор вида индицируемой энергии или максимума мощности</td><td>Короткое нажатие – выбор номера индицируемого тарифа, бестарифной энергии с учетом потерь, счетных импульсов по цифровому входу 1, 2 в режимах индикации энергии и выбор индикации утреннего или вечернего максимума в режиме индикации максимумов мощности</td></tr>
<tr><td>Длинное нажатие – переход в режим индикации вспомогательных параметров</td><td>Длинное нажатие - не используется</td><td rowspan="2">Длинное нажатие - возврат в режим индикации текущих измерений (текущей активной энергии)</td></tr>
<tr><td colspan="2">Длинное нажатие одновременно обеих кнопок – переход в режим индикации технологических параметров</td></tr>
</table>

5.1.7 Режим индикации вспомогательных параметров

5.1.7.1 Переход в режим индикации вспомогательных параметров производится из режима индикации текущих измерений или из режима индикации основных параметров длинным нажатием кнопки РЕЖИМ ИНД. При этом включается тот вспомогательный режим индикации, из которого ранее производился возврат в режим индикации текущих измерений или основных параметров.

5.1.7.2 Мощности, напряжения и токи индицируются с учетом введенных в счетчик коэффициентов трансформации по напряжению и току.

5.1.7.3 Во всех вспомогательных режимах индикации, кроме индикации мощности потерь, производится индикация квадранта, в котором в текущий момент времени находится вектор полной мощности, двумя курсорами в соответствии с рисунком 7:

– A+, R+ 1-й квадрант;
– A-, R+ 2-й квадрант;
– A-, R- 3-й квадрант;
– A+, R- 4-й квадрант.

При этом пиктограммы фаз указывают, к какой фазе или к сумме фаз относится вектор полной мощности.

В режиме индикации мощности потерь курсоры направления указывают на квадрант, в котором в текущий момент времени находится вектор полной мощности потерь.

5.1.7.4 Перебор (по кольцу) вспомогательных режимов индикации производится коротким нажатием кнопки РЕЖИМ ИНД в следующей последовательности:

– индикация мгновенных значений активной, реактивной или полной мощности с размерностью «Вт» («кВт», «МВт»), «ВАр» («кВАр», «МВАр»), «ВА» («кВА», «МВА»);

– индикация мощности активных и реактивных потерь с размерностью «Вт» («кВт», «МВт», «ГВт»), «ВАр» («кВАр», «МВАр») и индикация символа «П» на табло номера тарифа (при отсутствии пиктограммы «ТАРИФ»);

– индикация мгновенных значений фазных, межфазных напряжений и напряжения прямой последовательности с размерностью «В», «кВ»;

– индикация мгновенных значений токов, коэффициента искажения синусоидальности кривой тока, коэффициентов несимметрии тока по нулевой и обратной последовательностям с размерностью «А», «кА», «%»;

– индикация коэффициента активной мощности с размерностью «cos φ», коэффициента реактивной мощности с индикацией в старших разрядах символов «Sin», соотношения активной и реактивной мощности с индикацией в старших разрядах символов «tg»;

– индикация частоты сети с размерностью «Гц»;

– индикация текущего времени (без размерности);

– индикация даты (без размерности);

– индикация температуры внутри счетчика «°С», величины воздействующей магнитной индукции с индикацией в старших разрядах символов «tL», мгновенного значения тока в нулевом проводе с размерностью «А» и индикацией в старших разрядах символов «Jo», мгновенного значения дифференциального тока с размерностью «%» и индикацией в старших разрядах символов «Fd»;

– индикация мгновенных значений параметров напряжений (коэффициент искажения синусоидальности кривой фазных и межфазных напряжений, коэффициентов несимметрии напряжения по нулевой и обратной последовательностям с размерностью «%»).

По короткому нажатию кнопки ВОЗВРАТ производится переход по кругу в обратной последовательности.

5.1.7.5 В режиме индикации мгновенных значений мощностей по короткому нажатию кнопки ВИД ЭНЕРГИИ производится перебор по кругу видов индицируемой мощности в последовательности:

– активная мощность с размерностью «Вт» («кВт», «МВт»);

– реактивная мощность с размерностью «ВАр» («кВАр», «МВАр»);

– полная мощность с размерностью «ВА» («кВА», «МВА»).

По короткому нажатию кнопки ВОЗВРАТ производится переход по кругу в обратной последовательности.

В режиме индикации мгновенной мощности по короткому нажатию кнопки НОМЕР ТАРИФА производится перебор по кругу номеров фаз, по которым индицируется мощность в последовательности: «ФАЗА 1», «ФАЗА 2», «ФАЗА 3», «ФАЗА 123» (по сумме фаз).

По короткому нажатию кнопки ВОЗВРАТ производится переход по кругу в обратной последовательности.

5.1.7.6 В режиме индикации мощности активных и реактивных потерь индицируется символ «П» на табло номера тарифа и по короткому нажатию кнопки ВИД ЭНЕРГИИ производится перебор по кругу видов индицируемой мощности потерь в последовательности:

– активная мощность потерь с размерностью «Вт» («кВт», «МВт»);

– реактивная мощность потерь с размерностью «ВАр» («кВАр», «МВАр»).

По короткому нажатию кнопки НОМЕР ТАРИФА производится перебор по кругу номеров фаз, по которым индицируется мощность активных и реактивных потерь в последовательности: «ФАЗА 1», «ФАЗА 2», «ФАЗА 3», «ФАЗА 123» (по сумме фаз).

5.1.7.7 В режиме индикации мгновенных значений напряжений по короткому нажатию кнопки ВИД ЭНЕРГИИ производится перебор по кругу видов индицируемых напряжений в последовательности:

– фазное напряжение;

– межфазное напряжение;

– напряжение прямой последовательности.

В режиме индикации фазных напряжений по короткому нажатию кнопки НОМЕР ТАРИФА производится перебор по кругу номеров фаз, по которым индицируются фазные напряжения в последовательности: «ФАЗА 1», «ФАЗА 2», «ФАЗА 3».

В режиме индикации межфазных напряжений по короткому нажатию кнопки НОМЕР ТАРИФА производится перебор по кругу номеров пар фаз, по которым индицируются межфазные напряжения в последовательности: «ФАЗА 12», «ФАЗА 23», «ФАЗА 13».

В режиме индикации напряжения прямой последовательности кнопка НОМЕР ТАРИФА не работает, и индицируются пиктограммы суммы фаз «ФАЗА 123».

5.1.7.8 В режиме индикации мгновенных значений тока по короткому нажатию кнопки ВИД ЭНЕРГИИ производится перебор по кругу видов параметров, связанных с измерением токов в последовательности:

– ток с размерностью «А», «кА»;

– коэффициент искажения синусоидальности кривой тока с размерностью «%» и индикацией символов «Fi» в старших разрядах индикатора;

– коэффициент несимметрии тока по обратной последовательности с размерностью «%» и индикацией символов «F2i» в старших разрядах индикатора;

– коэффициент несимметрии тока по нулевой последовательности с размерностью «%» и индикацией символов «F0i» в старших разрядах индикатора.

По короткому нажатию кнопки ВОЗВРАТ производится переход по кругу в обратной последовательности.

В режиме индикации тока по короткому нажатию кнопки НОМЕР ТАРИФА производится перебор по кругу номеров фаз, по которым индицируется ток в последовательности: «ФАЗА 1», «ФАЗА 2», «ФАЗА 3», и по следующему короткому нажатию индицируется ток нулевой последовательности с индикацией суммы фаз «ФАЗА 123».

По короткому нажатию кнопки ВОЗВРАТ производится переход по кругу в обратной последовательности.

В режиме индикации суммарного коэффициента гармонических составляющих тока по короткому нажатию кнопки НОМЕР ТАРИФА производится перебор по кругу номеров фаз, по которым индицируется параметр в последовательности: «ФАЗА 1», «ФАЗА 2», «ФАЗА 3».

По короткому нажатию кнопки ВОЗВРАТ производится переход по кругу в обратной последовательности.

В режимах индикации коэффициентов несимметрии тока по нулевой (F0i) и обратной (F2i) последовательностям кнопка НОМЕР ТАРИФА не работает, и индицируются пиктограммы суммы фаз «ФАЗА 123».

5.1.7.9 В режиме индикации коэффициентов мощности по короткому нажатию кнопки ВИД ЭНЕРГИИ производится перебор по кругу параметров:

– коэффициент активной мощности с размерностью «cos φ»;

– коэффициент реактивной мощности (без размерности) с индикацией символов «Sin» в старших разрядах индикатора;

– отношение коэффициента реактивной мощности к коэффициенту активной мощности (без размерности) с индикацией символов « tg » в старших разрядах индикатора.

По короткому нажатию кнопки ВОЗВРАТ производится переход по кругу в обратной последовательности.

В режиме индикации коэффициентов мощности по короткому нажатию кнопки НОМЕР ТАРИФА производится перебор по кругу номеров фаз, по которым индицируется параметр в последовательности: «ФАЗА 1», «ФАЗА 2», «ФАЗА 3», «ФАЗА 123» (по сумме фаз).

5.1.7.10 В режиме индикации частоты сети индицируется измеренное значение частоты сети с размерностью «Гц», а кнопки ВИД ЭНЕРГИИ и НОМЕР ТАРИФА не работают.

5.1.7.11 В режиме индикации текущего времени на основном табло отображается время в формате

ЧЧ-ММ-СС

где ЧЧ – часы;
ММ – минуты;
СС – секунды.

В режиме индикации текущего времени, если это не запрещено параметрами конфигурации счетчика, длинное нажатие кнопки ВИД ЭНЕРГИИ и ее последующее отпускание приводит к округлению секунд внутренних часов счетчика до ближайшей минуты. Перед отпусканием кнопка должна быть нажата не менее 5 с.

Например, если счетчик показывал время 12:15:29, то после отпускания кнопки установится время 12:15:00. Если счетчик показывал время 12:15:31, то после отпускания кнопки установится время 12:15:59.

Допускается множественная коррекция времени внутри суток, но суммарное время коррекции по модулю не должно превышать 120 с. Факт и время коррекции внутренних часов фиксируется в журнале событий коррекции времени и даты с возможностью последующего просмотра через интерфейсы связи.

5.1.7.12 В режиме индикации текущей даты на основном табло отображается дата в формате

чч_мм_гг,

где чч – число;
мм – месяц;
гг – год.

5.1.7.13 В режиме индикации температуры на основном табло отображается температура внутри счетчика с размерностью «°С» и значение воздействующей магнитной индукции в Теслах с индикацией в старших разрядах символов «tL», мгновенное значение тока в нулевом проводе с размерностью «А» и индикацией в старших разрядах символов «Jo», мгновенное значение дифференциального тока с размерностью «%» и индикацией в старших разрядах символов «Fd». Перебор этих параметров по кольцу производится коротким нажатием кнопки ВИД ЭНЕРГИИ. Кнопка НОМЕР ТАРИФА не работает.

5.1.7.14 В режиме индикации мгновенных значений параметров напряжений по короткому нажатию кнопки ВИД ЭНЕРГИИ производится перебор по кругу видов параметров, связанных с измерением параметров напряжений в последовательности:

– коэффициент искажения синусоидальности кривой фазных напряжений с размерностью «%» и индикацией символов «Fu» в старших разрядах индикатора;

– коэффициент искажения синусоидальности кривой междуфазных напряжений с размерностью «%» и индикацией символов «Fu» в старших разрядах индикатора;

– коэффициент несимметрии напряжения по обратной последовательности с размерностью «%» и индикацией символов «F2u» в старших разрядах индикатора;

– коэффициент несимметрии напряжения по нулевой последовательности с размерностью «%» и индикацией символов «F0u» в старших разрядах индикатора.

По короткому нажатию кнопки ВОЗВРАТ производится переход по кругу в обратной последовательности.

В режиме индикации суммарного коэффициента гармонических составляющих фазных напряжений по короткому нажатию кнопки НОМЕР ТАРИФА производится перебор по кругу номеров фаз, по которым индицируется параметр в последовательности: «ФАЗА 1», «ФАЗА 2», «ФАЗА 3».

В режиме индикации суммарного коэффициента гармонических составляющих междуфазных напряжений по короткому нажатию кнопки НОМЕР ТАРИФА производится перебор по кругу номеров пар фаз, по которым индицируется параметр в последовательности: «ФАЗА 12», «ФАЗА 23», «ФАЗА 13».

В режиме индикации коэффициента несимметрии напряжения по обратной и нулевой последовательностям кнопка НОМЕР ТАРИФА не работает и индицируется пиктограмма суммы фаз «ФАЗА 123».

5.1.7.15 Во всех режимах индикации вспомогательных параметров длинное нажатие кнопки РЕЖИМ ИНД переводит счетчик в тот режим индикации текущих измерений или ос-

новных параметров, из которого он был переведен в режим индикации вспомогательных параметров.

5.1.7.16 Во всех режимах индикации длинное нажатие кнопки НОМЕР ТАРИФА переводит счетчик в режим индикации текущих измерений, а именно в режим индикации активной энергии по текущему тарифу.

5.1.7.17 В режиме индикации вспомогательных параметров кнопки выполняют функции, указанные в таблице 26.

Таблица 26 - Функции кнопок управления в режиме индикации вспомогательных параметров

РЕЖИМ ИНД	ВИД ЭНЕРГИИ	НОМЕР ТАРИФА
Короткое нажатие - выбор следующего режима индикации вспомогательных параметров	**Короткое нажатие** – выбор вида индицируемого вспомогательного параметра	**Короткое нажатие** – выбор фазы, по которой индицируется значение вспомогательного параметра
Длинное нажатие - возврат к прерванному режиму индикации основных параметров или текущих измерений	**Длинное нажатие** (в режиме индикации текущего времени) - коррекция секунд внутренних часов счетчика	**Длинное нажатие** - возврат в режим индикации текущих измерений (активной энергии)
Длинное нажатие одновременно обеих кнопок – переход в режим индикации технологических параметров		

5.1.8 Режим индикации технологических параметров

5.1.8.1 Переход в режим индикации технологических параметров производится из режима индикации текущих измерений, основных или вспомогательных параметров длинным нажатием одновременно двух кнопок РЕЖИМ ИНД и ВИД ЭНЕРГИИ.

5.1.8.2 В режиме индикации технологических параметров по каждому короткому нажатию кнопки РЕЖИМ ИНД производится перебор по кругу режимов индикации технологических параметров в последовательности:

– версия внутреннего программного обеспечения (ПО) счетчика с индикацией символов «ПО» в старших разрядах индикатора (21.00.XX);

– контрольная сумма метрологически значимой части ПО с индикацией символов «crc» в старших разрядах индикатора (30C4);

– производительность системы с размерностью «%» и индикацией в старших разрядах символов «EFF»;

– размер свободной динамической памяти с размерностью «%» и индикацией в старших разрядах символов «FhP»;

– короткий сетевой адрес счетчика с индикацией в старших разрядах символов «CA».

5.1.8.3 В режиме индикации технологических параметров длинное нажатие кнопки РЕЖИМ ИНД переводит счетчик в тот режим индикации текущих измерений, основных или вспомогательных параметров, из которого он был переведен в режим индикации технологических параметров.

5.1.9 Во всех режимах индикации длинное нажатие кнопки НОМЕР ТАРИФА переводит счетчик в режим индикации текущих измерений, а именно в режим индикации активной энергии по текущему тарифу.

5.1.10 Во всех режимах индикации данные отображаются с учетом введенных в счетчик коэффициентов трансформации напряжения и тока, которые влияют на положение запятой индицируемого значения параметра и размерность, как указано в таблице 27.

5.1.11 Во всех режимах индикации на индикаторе счетчика могут включаться пиктограммы:

– признак разряда встроенной батареи;
– индикация «нагрузка отключена»;
– внимание «⚠» (светодиод для счетчика установки на DIN-рейку) - при обнаружении воздействия на счетчик магнитного поля повышенной индукции.

Таблица 27 - Положение запятой и размерность на индикаторе

Диапазон коэффициентов трансформации	Положение запятой и размерность на индикаторе			
	Энергия	Мощность	Напряжение	Ток
1-9	перед двумя младшими разрядами, кВт·ч, квар·ч	перед двумя младшими разрядами, Вт, вар, В·А	перед двумя младшими разрядами, В	перед четырьмя младшими разрядами, А
10-99	перед одним младшим разрядом, кВт·ч, квар·ч	перед одним младшим разрядом, Вт, вар, В·А	перед одним младшим разрядом, В	перед тремя младшими разрядами, А
100-999	нет запятой, кВт·ч, квар·ч	нет запятой, Вт, вар, В·А	нет запятой, В	перед двумя младшими разрядами, А
1 000- 9 999	перед двумя младшими разрядами, МВт·ч, Мвар·ч	перед двумя младшими разрядами, кВт, квар, кВ·А	перед двумя младшими разрядами, кВ	перед четырьмя младшими разрядами, кА
10 000- 99 999 (65535 для Кн и Кт)	перед одним младшим разрядом, МВт·ч, Мвар·ч	перед одним младшим разрядом, кВт, квар, кВ·А	перед одним младшим разрядом, кВ	перед тремя младшими разрядами, кА
100 000- 999 999	нет запятой, МВт·ч, Мвар·ч	нет запятой, кВт, квар, кВ·А		
1 000 000- 9 999 999	перед двумя младшими разрядами, ГВт·ч, Гвар·ч	перед двумя младшими разрядами, МВт, Мвар, МВ·А		
10 000 000- 99 999 999	перед одним младшим разрядом, ГВт·ч, Гвар·ч	перед одним младшим разрядом, МВт, Мвар, МВ·А		
100 000 000- 999 999 999	нет запятой, ГВт·ч, Гвар·ч	нет запятой, МВт, Мвар, МВ·А		

Продолжение таблицы 27

Диапазон коэффициентов трансформации	Положение запятой и размерность на индикаторе			
	Энергия	Мощность	Напряжение	Ток
Примечания 2 Диапазоны коэффициентов трансформации, указанные в таблице, для энергии и мощности представляют собой произведение Кн·Кт, для напряжений – только Кн, для токов – только Кт, где Кн – коэффициент трансформации напряжения, Кт – коэффициент трансформации тока. 3 Максимально возможные значения коэффициентов трансформации: – Кн – 65 535; – Кт – 65 535; – Кн·Кт – 4 294 836 225				

5.2 Режим динамической индикации

5.2.1 В режиме динамической индикации смена режимов индикации производится автоматически с периодом, определяемым параметрами конфигурации и в последовательности, описанной в п.п. 5.1.5, 5.1.6, аналогично, как и по кнопкам управления, а именно:

1) в установленном режиме индикации по установленному виду энергии изменяются номера тарифов, как по кнопке НОМЕР ТАРИФА, в последовательности «1», «2», «3», «4», «5», «6», «7», «8», «1» - «8» выключены (сумма тарифов), «П» - энергия с учетом потерь (бестарифная), «[» - счетные импульсы по цифровому входу 1, «]» - счетные импульсы по цифровому входу 2;

2) изменяются виды энергии, как по кнопке ВИД ЭНЕРГИИ, в последовательности «A+», «A-», «R+», «R-», «R1», «R2», «R3», «R4» и для каждого вида энергии изменяются номера тарифов, как указано в шаге 1);

3) изменяется режим индикации, как по кнопке РЕЖИМ ИНД, и для каждого режим индикации изменяются виды энергии и номера тарифов, как указано в шаге 2) и 1).

5.2.2 Режим динамической индикации запрещен при выходе счетчика с предприятия-изготовителя и может быть разрешен в процессе конфигурирования через интерфейсы связи при установке программируемого флага разрешения динамического режима индикации.

5.2.3 Динамическая индикация возможна только для параметров основного режима индикации, если они не замаскированы масками режимов индикации. Замаскированные параметры исключаются из кольца динамической индикации, аналогично, как и по кнопке управления. В общем случае, если все параметры размаскированы, то кольцо динамической индикации может включать более 500 параметров, динамический перебор которых, даже с шагом 1 секунда, будет занимать более 8 минут. В этом случае пользоваться режимом динамической индикации крайне не целесообразно. Применять режим динамической индикации целесообразно, если в кольце индикации остается не большое число не замаскированных параметров, что определяется конкретной измерительной задачей.

Например, счетчик используется для бестарифного учета активной энергии прямого направления и реактивной энергии прямого и обратного направления нарастающим итогом. В этом случае маскируется все, кроме режима индикации «ВСЕГО», «A+», «R+», «R-», «Сумма тарифов, и кольцо динамической индикации состоит только из трех параметров, которые легко наблюдаются.

5.2.4 Переход из динамического режима индикации в ручной режим производится при нажатии любой кнопки управления. При этом последовательность индикации динамического режима останавливается и продолжается в ручном режиме по кнопкам управления, как описано в п. 5.1. Следует иметь в виду, что если подсветка индикатора выключена, то

первое нажатие на кнопку не останавливает динамическую индикацию, а только включает подсветку индикатора.

5.2.4.1 Возврат в режим динамической индикации производится при неактивности кнопок управления в течение времени, определяемого параметрами конфигурации счетчика.

5.3 Переход в заданный режим индикации

5.3.1 Переход в заданный режим индикации запрещен при выходе счетчика с предприятия-изготовителя. Режим может быть разрешен в процессе конфигурирования счетчика через интерфейсы связи при установке программируемого флага разрешения перехода в заданный режим индикации.

5.3.2 Переход в заданный режим индикации производится при не активности кнопок управления в течение времени, определяемого параметрами конфигурации счетчика. При этом переход производится в режим индикации основных параметров, заданный пользователями в процессе конфигурации счетчика.

5.3.3 Переход в заданный режим индикации не производится, если разрешен режим динамической индикации, который является более приоритетным.

5.4 Дистанционный режим

5.4.1 Дистанционный режим управления счетчиком подробно описан в документе ФРДС.411152.007РЭ2 «Руководство по эксплуатации. Часть 3. Дистанционный режим». Документ поставляется по отдельному заказу для работы со счетчиком через интерфейсы связи и доступен на сайте предприятия-изготовителя по адресу https://www.te-nn.ru/.

Описание ModBus-подобного, СЭТ-4ТМ.02-совместимого протокола обмена и карта регистров протокола ModBus RTU могут быть получены при обращении по адресу электронной почты kbmps@te-nn.ru.

6 Поверка счетчика

6.1 Счетчик до ввода в эксплуатацию, а также после ремонта подлежит первичной поверке, а в процессе эксплуатации подлежит периодической поверке.

6.2 Поверку счетчика осуществляют аккредитованные в установленном порядке юридические лица и индивидуальные предприниматели.

6.3 Поверка счетчика производится в соответствии с документом ФРДС.411152.007РЭ1 «Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки», согласованным ФБУ «Нижегородский ЦСМ».

6.4 Периодичность поверки один раз в 16 лет для счетчиков класса точности 1 и один раз в 10 лет для счетчиков класса точности 0,5S.

7 Техническое обслуживание

7.1 К работам по техническому обслуживанию счетчика допускаются лица, прошедшие инструктаж по технике безопасности и имеющие квалификационную группу по электробезопасности не ниже III для электроустановок до 1000 В.

7.2 Перечень работ по техническому обслуживанию и их периодичность приведены в таблице 28.

Таблица 28– Перечень работ по техническому обслуживанию

Перечень работ по техническому обслуживанию	Периодичность
Удаление пыли с корпуса и лицевой панели счетчика	*
Проверка надежности подключения силовых и интерфейсных цепей счетчика	*
Проверка степени разряда батареи питания встроенных часов и отсутствия ошибок работы счетчика	*
* - в соответствии с графиком планово-предупредительных работ эксплуатирующей организации	

ВНИМАНИЕ!
РАБОТЫ ПРОВОДИТЬ ПРИ ОБЕСТОЧЕННОЙ СЕТИ

7.2.1 Удаление пыли с поверхности счетчика производится чистой, мягкой обтирочной ветошью.

7.2.2 Для проверки надежности подключения силовых и интерфейсных цепей счетчика необходимо:

– снять пломбы крышки зажимов, отвернуть четыре винта крепления и снять крышку зажимов (рисунок 1);

– удалить пыль с клеммной колодки с помощью кисточки;

– подтянуть винты клеммной колодки крепления проводов силовых и интерфейсных цепей;

– установить крышку зажимов, зафиксировать винтами и опломбировать.

7.2.3 Проверку степени разряда батареи и отсутствия внутренних ошибок счетчика проводить путем визуального считывания информации с индикатора счетчика или считывания слова-состояния счетчика через интерфейсы связи с применением внешнего компьютера.

При визуальном считывании данных с индикатора счетчика или терминала не должны появляться сообщения об ошибках в формате: E-xx, где xx - номер ошибки. Если на индикаторе отображается сообщение «E-01», то это свидетельствует о необходимости смены внутренней батареи счетчика или установке дополнительной сменной батареи. Смена основной батареи не возможна без вскрытия счетчика и замену батареи следует производить перед очередной поверкой счетчика.

В счетчике применяется литий-тионилхлоридная батарея XL-050F/AX фирмы Xeno с номинальным напряжением 3,6 В, срок жизни которой рассчитан на 16 лет. В случае, если батарея разрядится раньше, чем наступит время очередной поверки, то в счетчиках внутренней установки и в счетчиках для установки на DIN-рейку предусмотрена возможность установки дополнительной батареи. Счетчики наружной установки не имеют дополнительной батареи и подлежат ремонту с целью замены внутренней батареи.

Для установки дополнительной батареи в счетчиках внутренней установки и в счетчиках для установки на DIN-рейку необходимо:

1. Снять пломбу эксплуатирующей организации с крышки батарейного отсека (в счетчиках для установки на DIN-рейку) или прозрачную крышку шкалы (в счетчиках внутренней установки) и открыть отсек;
2. В держатель дополнительной батареи установить литий-тионилхлоридную батарею XL-050F фирмы Xeno;
3. Подать напряжение на измерительные цепи счетчика и убедиться, что сообщение E-01 исчезло с табло ЖКИ;
4. Закрыть отсек и опечатать пломбой обслуживающей организации.

7.2.4 Ошибки с другими номерами связаны с аппаратными неисправностями или нарушением структур внутренних данных. Перечень ошибок и способы их устранения приведены в таблице Г.1 приложения Г.

7.3 По окончанию технического обслуживания сделать отметку в формуляре.

8 Текущий ремонт

8.1 Текущий ремонт осуществляется предприятием-изготовителем или юридическими и физическими лицами, имеющими лицензию на проведение ремонта счетчика.

8.2 После проведения ремонта счетчик подлежит поверке.

9 Хранение

9.1 Счетчик должен храниться в упаковке в складских помещениях потребителя (поставщика):

– температура окружающего воздуха от минус 40 до плюс 70 °С;
– относительная влажность воздуха до 80 % при температуре 35 °С.

10 Транспортирование

10.1 Условия транспортирования счетчиков в транспортной таре предприятия-изготовителя:

– температура окружающего воздуха от минус 40 до плюс 70 °С;
– относительная влажность воздуха до 95 % при температуре 35 °С.

10.2 Счетчики должны транспортироваться в крытых железнодорожных вагонах, перевозиться автомобильным транспортом с защитой от дождя и снега, водным транспортом, а также транспортироваться в герметизированных отапливаемых отсеках самолетов в соответствии с документами:

– «Правила перевозок грузов автомобильным транспортом», утвержденные Министерством автомобильного транспорта;
– «Правила перевозок грузов», утвержденные Министерством путей сообщения;
– «Технические условия погрузки и крепления грузов», М. «Транспорт»;
– «Руководство по грузовым перевозкам на воздушных линиях», утвержденное Министерством гражданской авиации.

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

11 Тара и упаковка

11.1 Счетчик упаковывается по документации предприятия-изготовителя.

12 Маркирование и пломбирование

12.1 Маркировка счётчиков должна соответствовать техническим регламентам Таможенного союза ТР ТС 020/2011 «Электромагнитная совместимость технических средств», ТР ТС 004/2011 «О безопасности низковольтного оборудования», ГОСТ IEC 62053-52-2012, ГОСТ 31818.11-2012, ГОСТ 25372-95, ГОСТ 22261-94 и чертежам предприятия-изготовителя.

12.2 Крышки корпусов счетчиков внутренней установки и установки на DIN-рейку пломбируются навесной пломбой ОТК предприятия-изготовителя и навесной пломбой службы, осуществляющей поверку счётчика. Крышка корпуса счетчика наружной установки пломбируется навесной пломбой службы, осуществляющей поверку счётчика. Схема пломбирования приведена на рисунках 1, 2, 3.

12.3 Прозрачная крышка счетчика внутренней установки и крышки зажимов пломбируются навесными пломбами организации, обслуживающей счётчик.

Для счетчиков, поставляемых в ПАО «Россети», на крышке зажимов размещается морозостойкая (с температурой наклеивания от -20 до +50 °С и температурой эксплуатации от -40 до +70 °С) самоклеящаяся этикетка, с нанесённым шрифтом PF DIN Text Cond Pro логотипом ПАО «Россети» (начертанием Medium) и следующей информацией (с высотой символов не менее 4 мм): - Телефон Единого контакт-центра: 8-800-220-0-220. Место наклейки показано на рисунках А.1, А.3 , А.4, приложения А.

12.4 В счетчике установлены электронные энергонезависимые пломбы крышки счетчика, крышки зажимов и крышки батарейного отсека, фиксирующие факт и время открытия соответствующих крышек в журналах событий счетчика.

Приложение А
(справочное)

Габаритный чертеж и установочные размеры счетчика

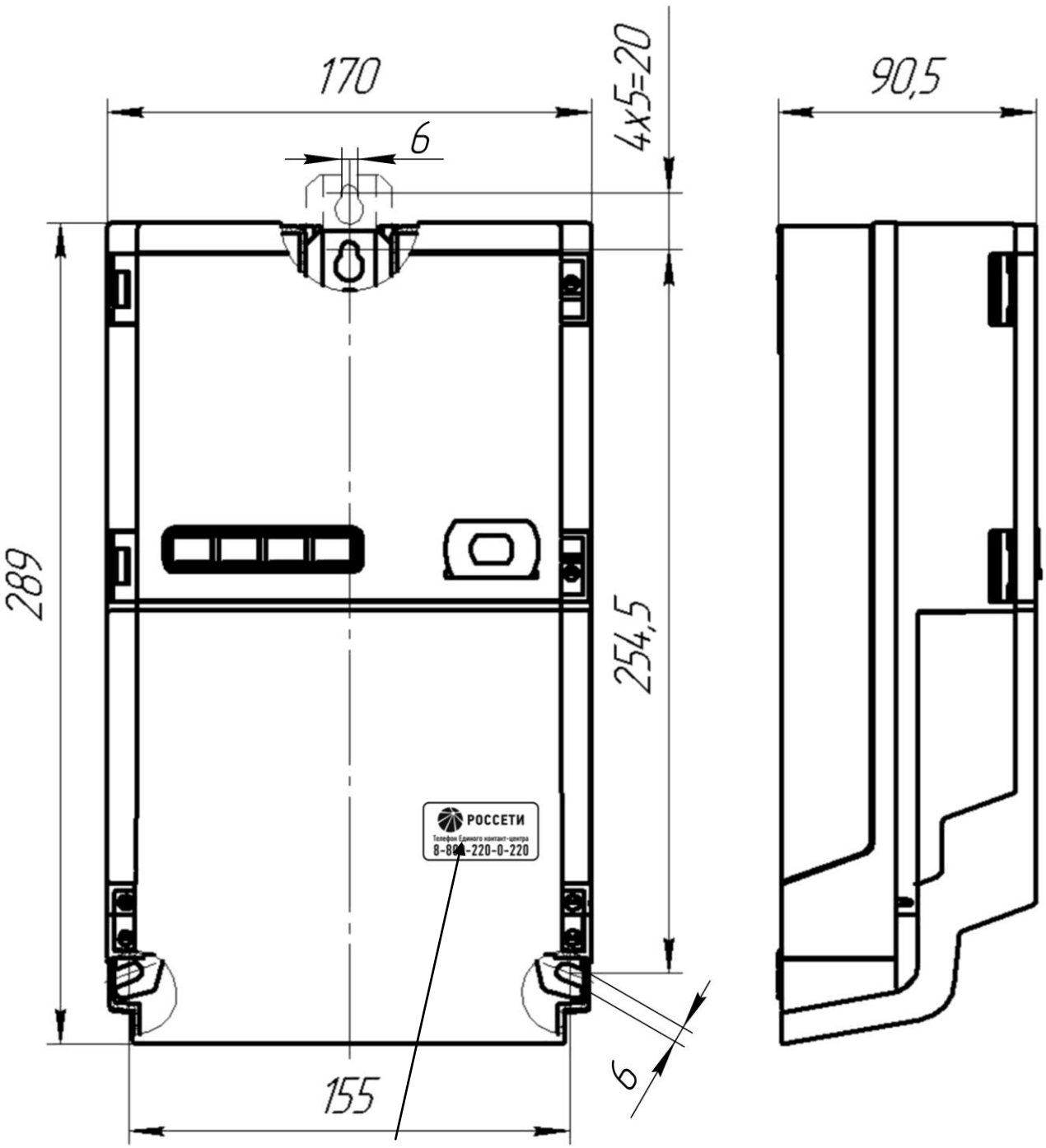


Рисунок А.1 – Габаритный чертеж и установочные размеры счётчиков, предназначенных для установки внутри помещения (таблица 1)

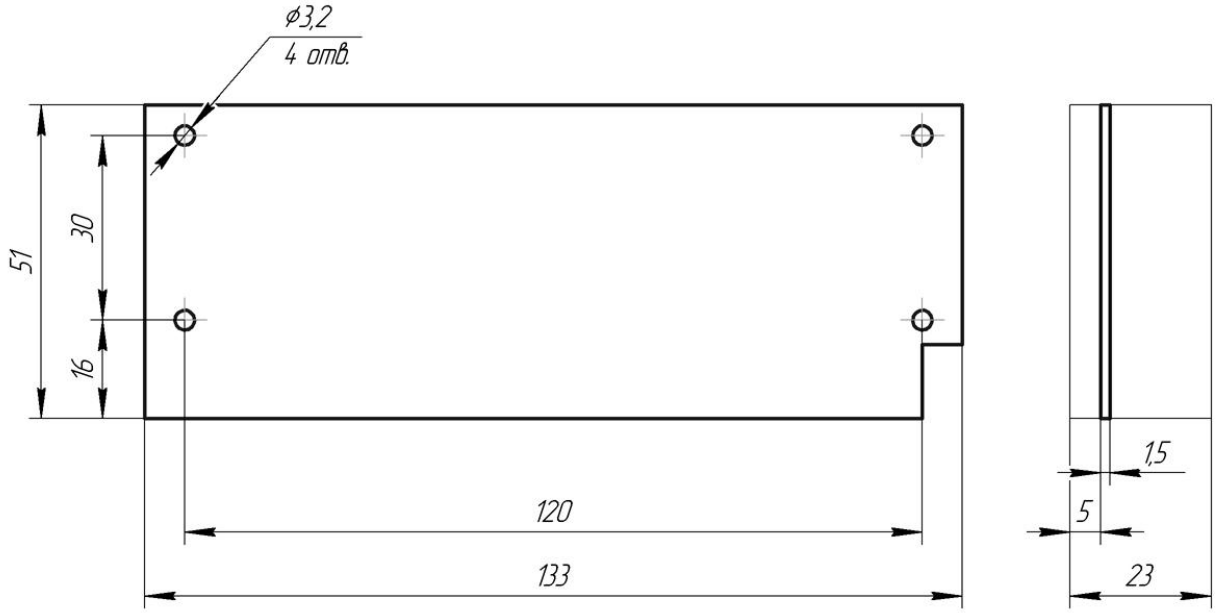


Рисунок А.2 – Габаритный чертеж и установочные размеры унифицированного сменного дополнительного интерфейсного модуля, предназначенного для установки в отсек счетчика внутренней установки (таблица 1)

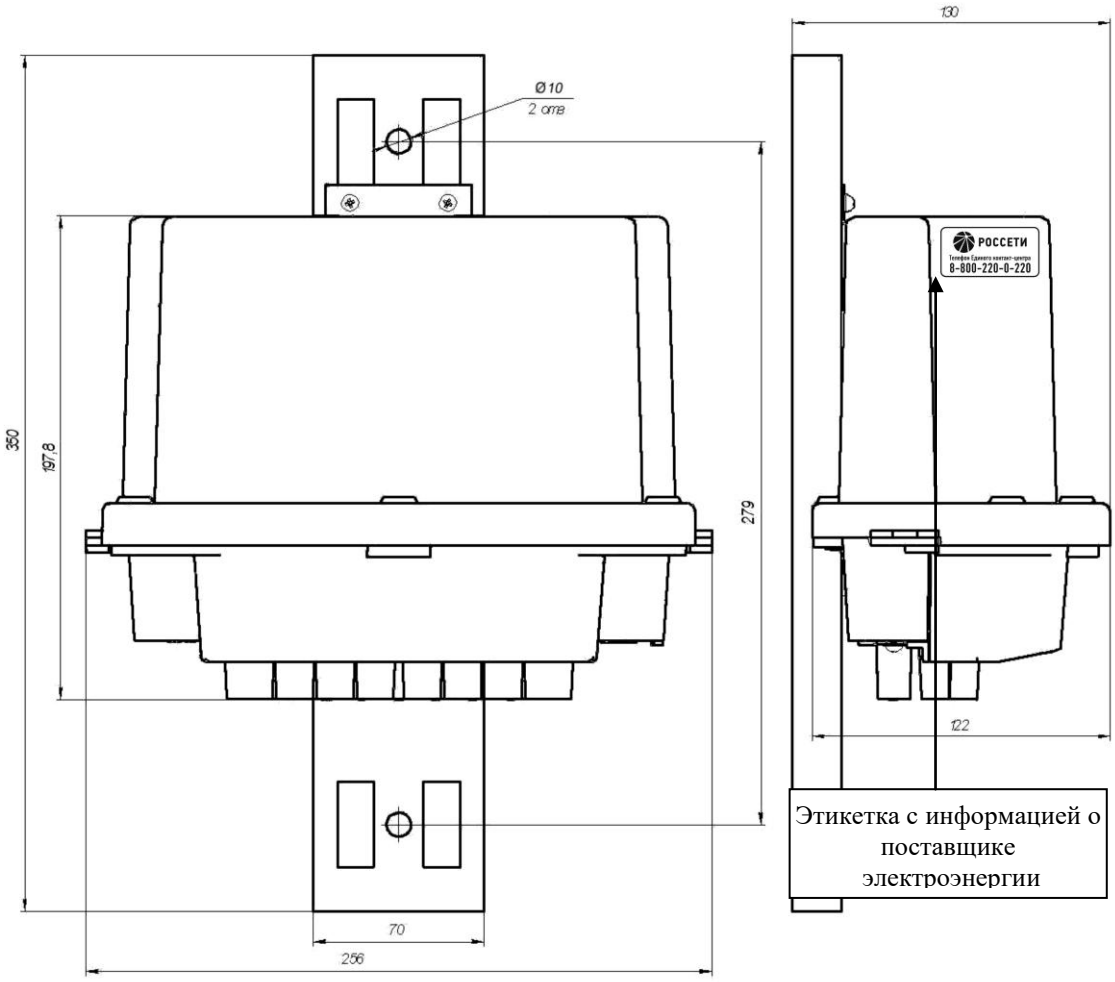


Рисунок А.3 – Габаритный чертеж и установочные размеры счётчика наружной установки

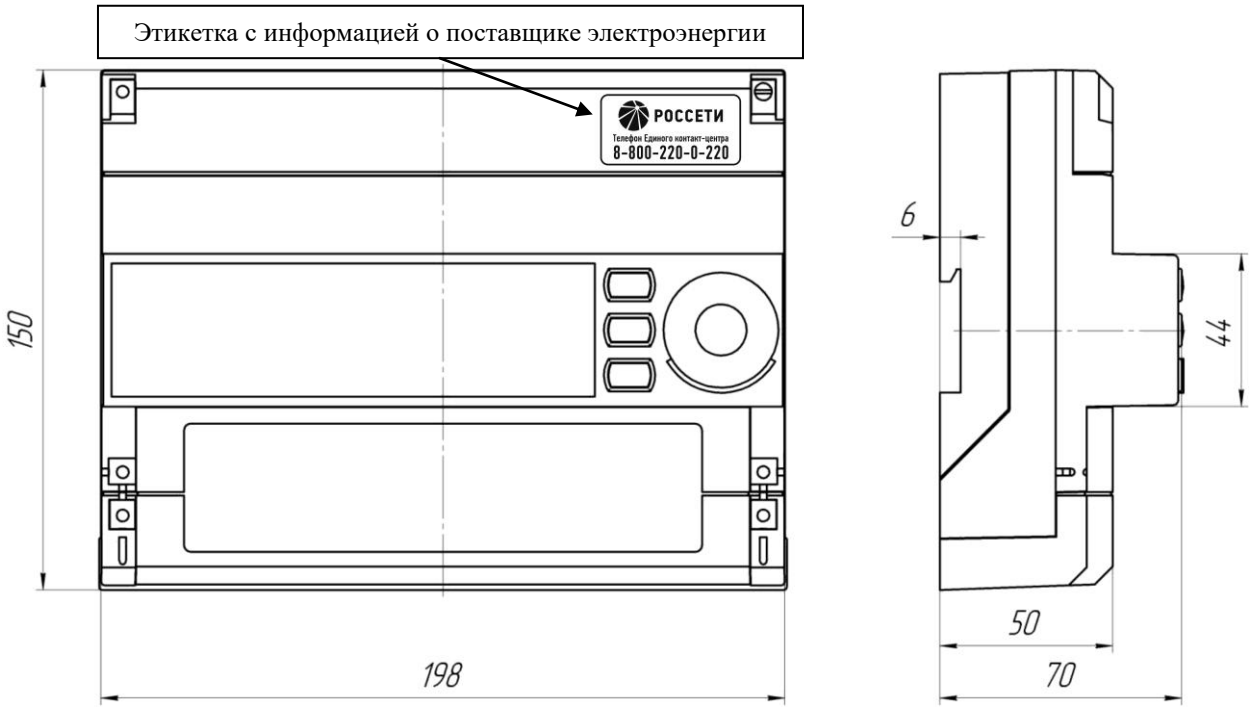


Рисунок А.4 – Габаритный чертеж и установочные размеры счётчика для установки на Din-рейку

Приложение Б
(обязательное)

Схемы подключения счетчиков к электрической сети

Схемы подключения счетчика к электрической сети приведены на рисунках Б.1 - Б.9.

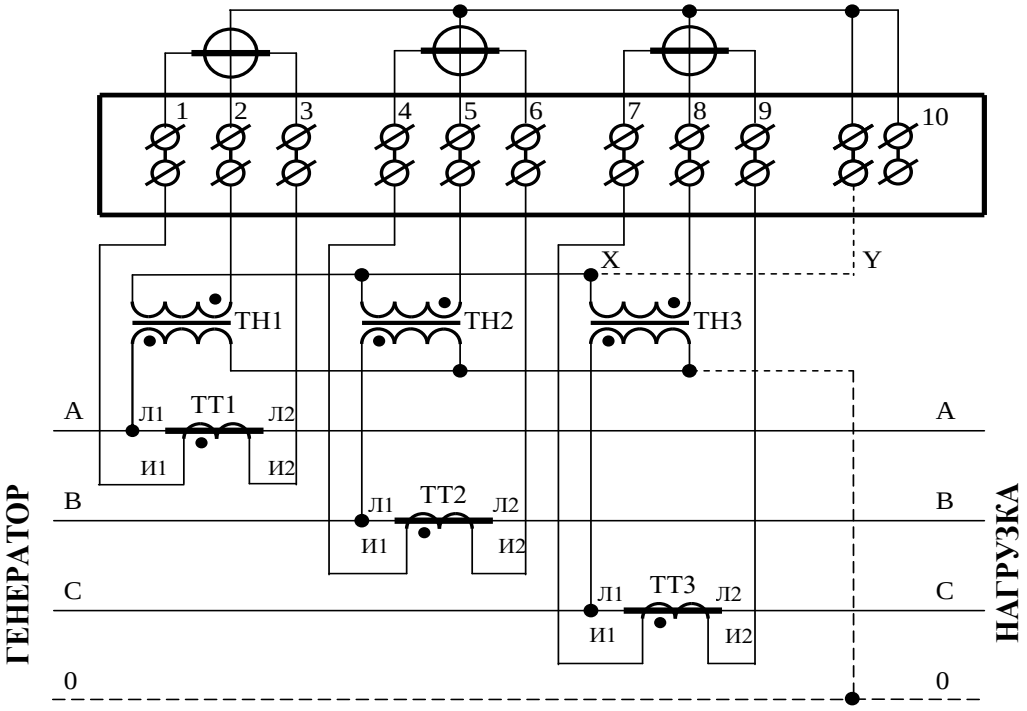
Расположение и маркировка контактов колодки счетчика для подключения интерфейса RS-485, импульсных выходов, цифрового входа и резервного питания приведены на рисунке Б.11.

Схема подключения испытательных выходов счетчика к устройству сбора данных приведена на рисунке Б.10.

Фрагменты схемы испытательного выхода и цифрового входа приведены на рисунке Б.12.

Внимание!

При подключении счетчиков по схемам, приведенным на рисунках Б.1-Б.4, Б.6, Б.7, Б.9 конфигурационный флаг «Схема Арона» должен быть снят. При подключении счетчиков по схемам, приведенным на рисунках Б.5, Б.8 конфигурационный флаг «Схема Арона» должен быть установлен.



Примечания

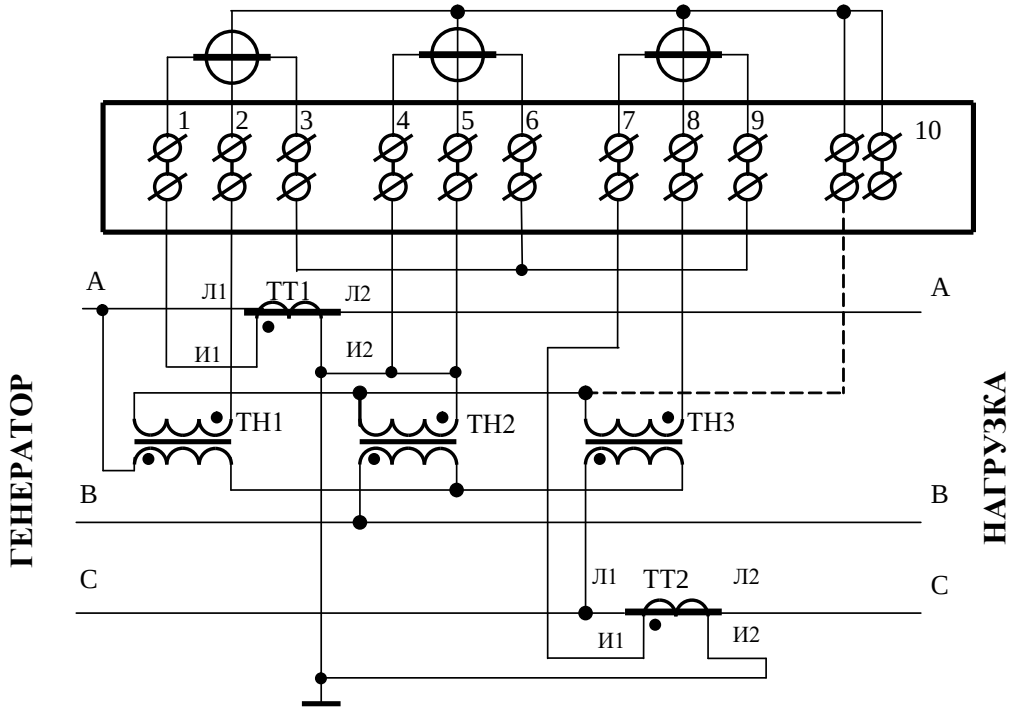
1 Пунктир на схеме означает, что соединение должно отсутствовать при подключении к трехпроводной сети.

2 Соединение «X – Y» может отсутствовать при подключении к трехпроводной сети.

3 Одноименные выводы трансформаторов тока могут быть объединены и заземлены со стороны измерительных трансформаторов тока.

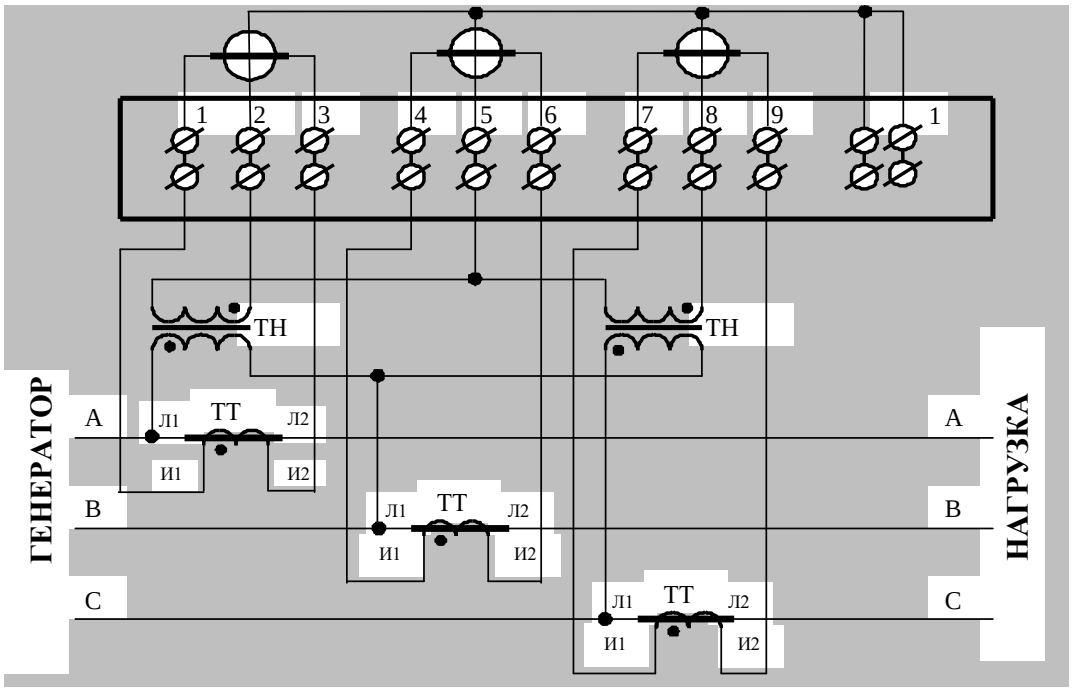
4 Одна любая фаза канала напряжения или ноль счетчика (при подключении к четырехпроводной сети) могут быть заземлены со стороны измерительных трансформаторов напряжения.

Рисунок Б.1 – Схема подключения счётчика к трёхфазной трёхпроводной или четырёхпроводной сети с помощью трёх трансформаторов напряжения и трёх трансформаторов тока



Примечание – Пунктир означает, что соединение может отсутствовать.

Рисунок Б.2 – Схема подключения счётчика к трёхфазной трёхпроводной сети с помощью трёх трансформаторов напряжения и двух трансформаторов тока



Примечания

1 Одноименные выводы трансформаторов тока могут быть объединены и заземлены со стороны измерительных трансформаторов тока.

2 Одна любая фаза канала напряжения может быть заземлена со стороны измерительных трансформаторов напряжения.

Рисунок Б.3 – Схема подключения счётчика к трёхфазной трёхпроводной сети с помощью двух трансформаторов напряжения и трёх трансформаторов тока

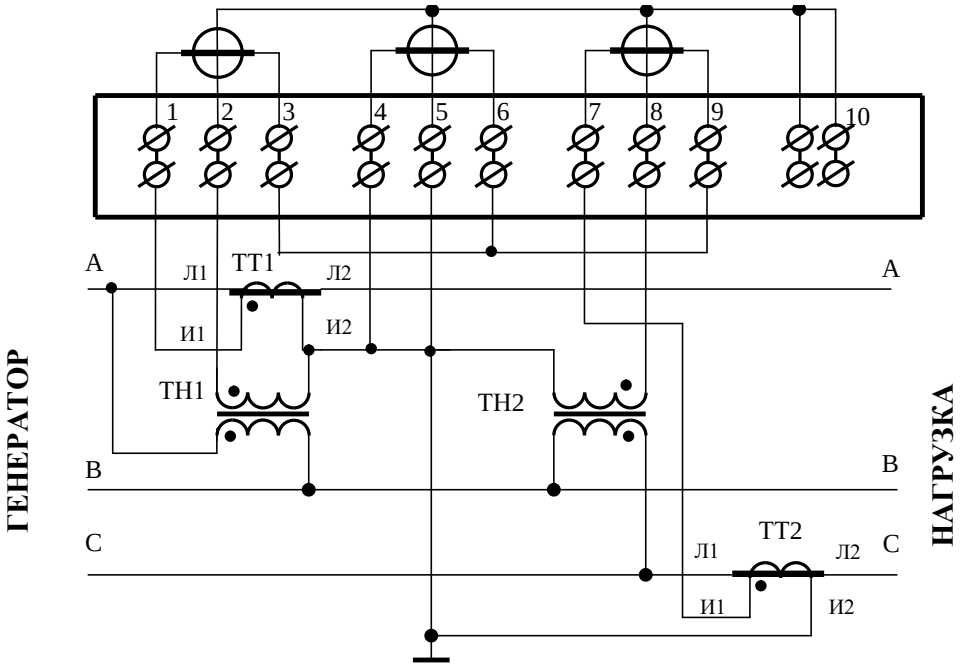
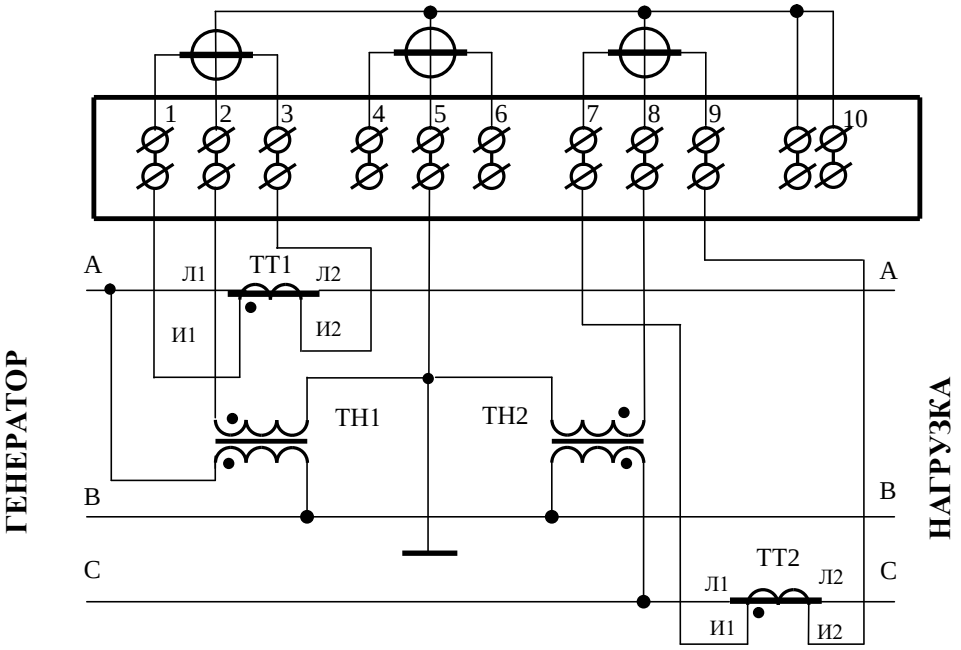


Рисунок Б.4 – Схема подключения счётчика к трёхфазной трёхпроводной сети с помощью двух трансформаторов напряжения и двух трансформаторов тока



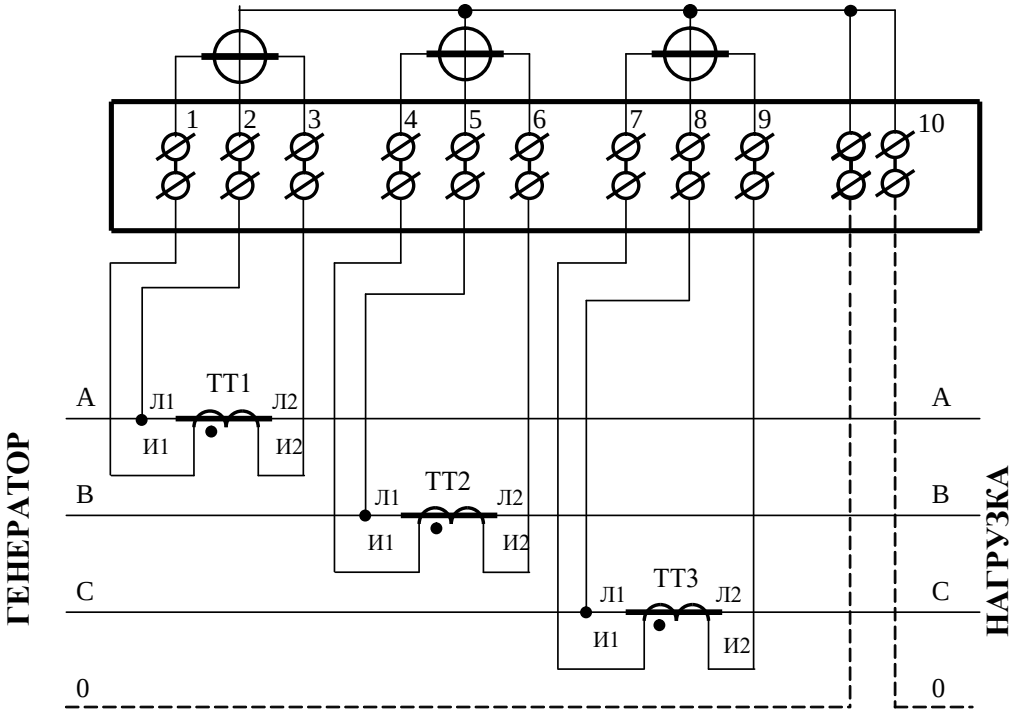
Примечания

1 Одноименные выводы трансформаторов тока могут быть объединены и заземлены со стороны измерительных трансформаторов тока.

2 Одна любая фаза канала напряжения может быть заземлена со стороны измерительных трансформаторов напряжения

3 Для правильной работы счетчика необходимо установить конфигурационный флаг «Схема Арона».

Рисунок Б.5 – Схема подключения счётчика к трёхфазной трёхпроводной сети с помощью двух трансформаторов напряжения и двух трансформаторов тока (схема Арона)



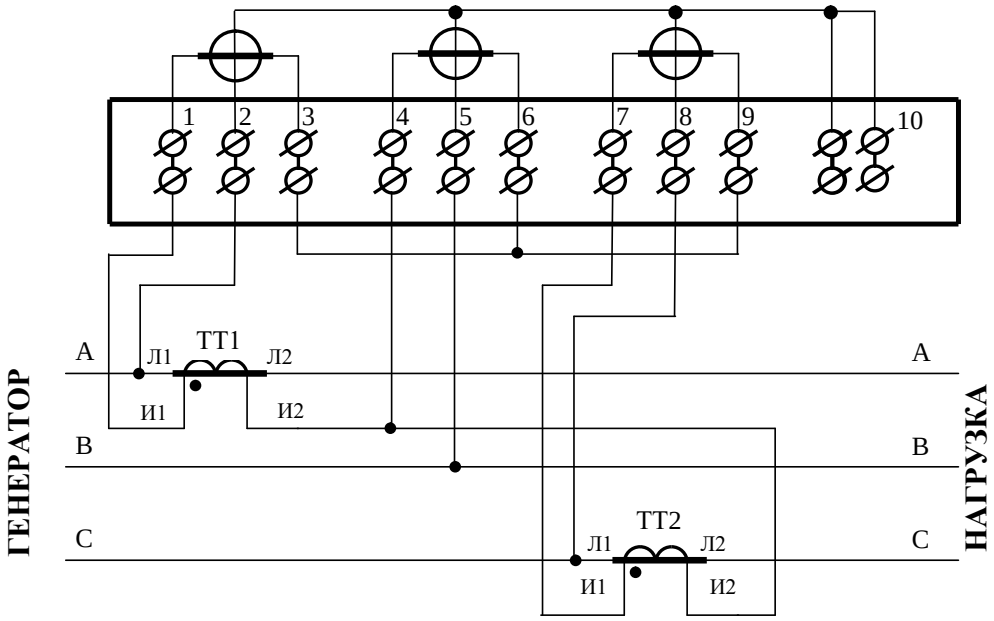
Примечания

1 Пунктир на схеме означает, что соединение должно отсутствовать при подключении к трехпроводной сети.

2 Одна любая фаза канала напряжения или ноль счетчика (при подключении к четырехпроводной сети) могут быть заземлены.

3 Одноименные выводы трансформаторов тока могут быть объединены и заземлены со стороны измерительных трансформаторов тока.

Рисунок Б.6 – Схема подключения счётчика к трёхфазной трёхпроводной или четырёхпроводной сети с помощью трёх трансформаторов тока при непосредственном подключении по напряжению

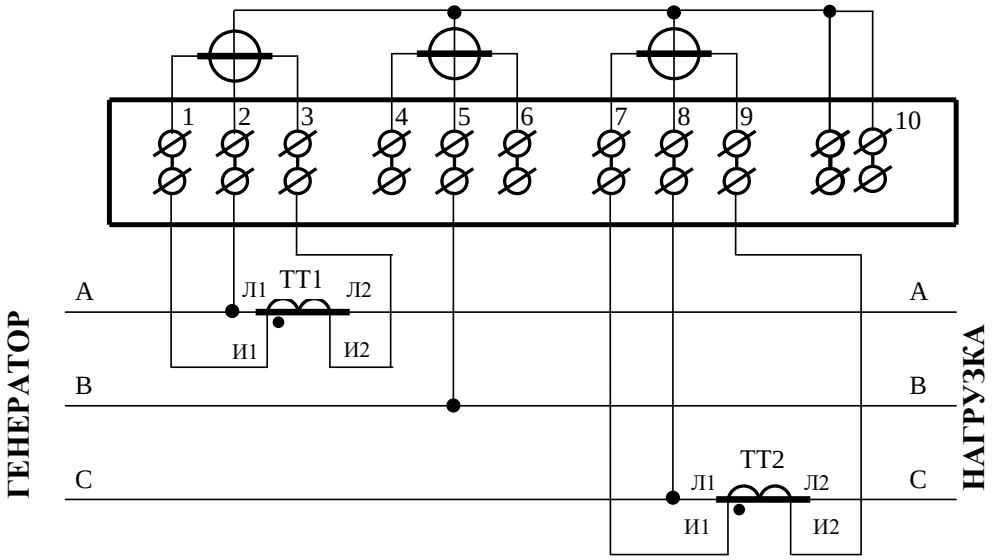


Примечания

1 Одна любая фаза канала напряжения может быть заземлена.

2 Выводы И2 трансформаторов тока могут быть объединены и заземлены со стороны измерительных трансформаторов тока.

Рисунок Б.7 – Схема подключения счётчика к трёхфазной трёхпроводной сети с помощью двух трансформаторов тока при непосредственном подключении по напряжению



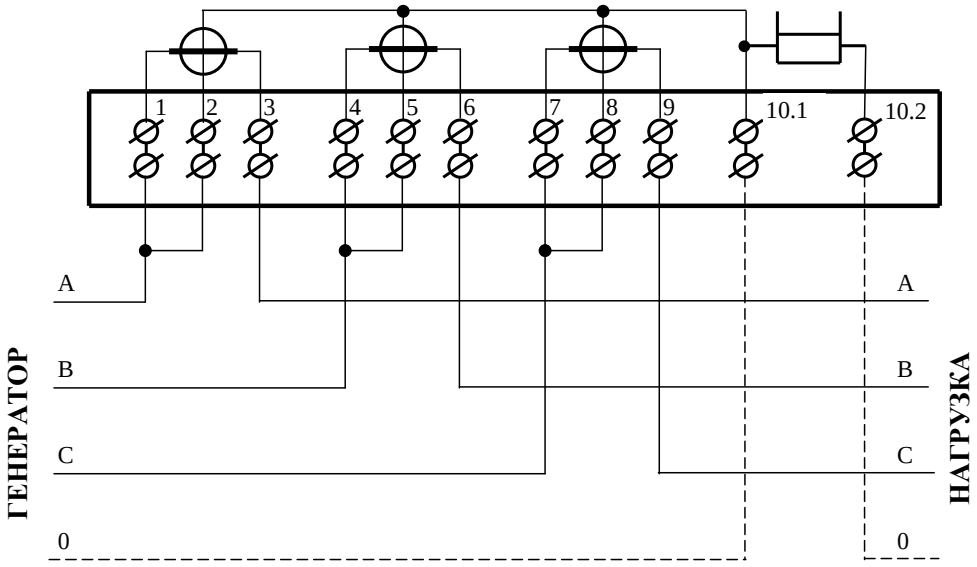
Примечания

1 Одна любая фаза канала напряжения может быть заземлена.

2 Одноименные выводы трансформаторов тока могут быть объединены и заземлены со стороны измерительных трансформаторов тока.

3 Для правильной работы счетчика при включении по схеме Арона необходимо установить конфигурационный флаг «Схема Арона».

Рисунок Б.8 – Схема подключения счётчика к трёхфазной трёхпроводной сети с помощью двух трансформаторов тока при непосредственном подключении по напряжению (схема Арона)

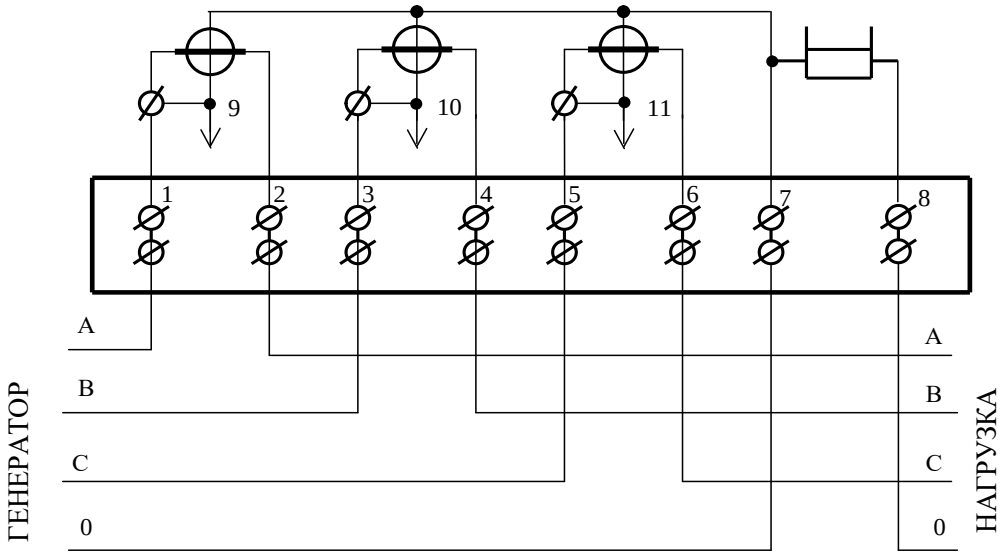


Примечания

1 Пунктир на схеме означает, что соединение должно отсутствовать при подключении к трехпроводной сети и обязательно присутствовать при подключении к четырехпроводной сети.

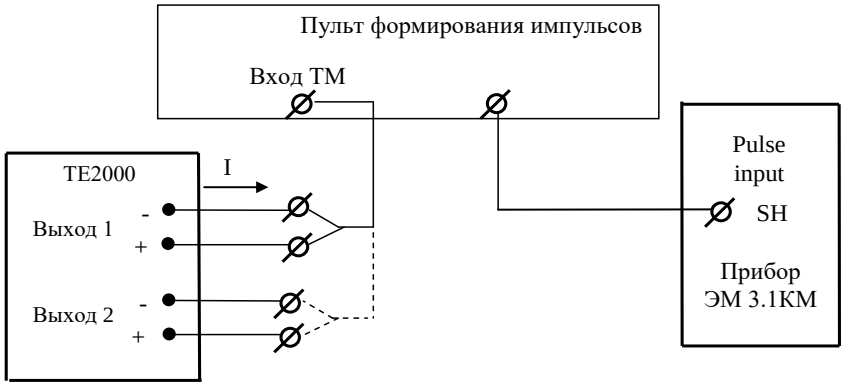
2 Соединения 1-2, 4-5, 7-8 могут быть произведены перемычками, входящими в состав комплекта счетчика.

а)



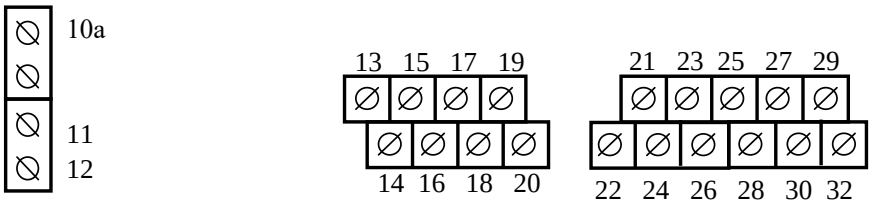
б)

Рисунок Б.9 – Схема подключения счётчика непосредственного включения
а) внутренней установки к трёхфазной трехпроводной или четырёхпроводной сети;
б) наружной установки к трёхфазной четырёхпроводной сети



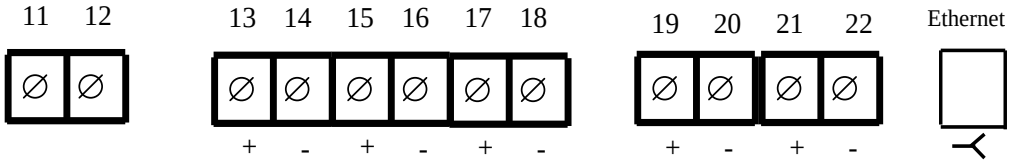
Значение I не должно превышать 30 мА и определяется нагрузкой по входу ТМ измерительной установки

Рисунок Б.10 – Схема подключения испытательных выходов счетчика к устройству сбора данных



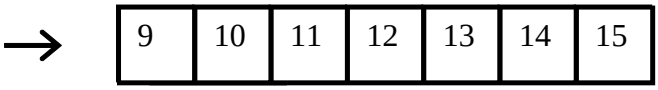
Кон-такт	Цепь	Поляр-ность	Примечание
10а	Нулевой провод		Соединен с силовой колодкой (контакт 10)
11	Резервное питание	любая	(80-276) В переменного или постоянного тока
12	Резервное питание	любая	
13	Цифровой вход 1 +	+	Постоянное напряжение от 0 до 30 В
15	Цифровой вход 1 –	-	
17	Цифровой вход 2 +	+	Постоянное напряжение от 0 до 30 В
19	Цифровой вход 2 –	-	
14	Испытательный выход 1 (канала 0, по умолчанию А+)	+	$U_{макс}$=30 В, $I_{макс}$=50 мА
16		-	
18	Испытательный выход 2 (канала 1, по умолчанию R+)	+	$U_{макс}$=30 В, $I_{макс}$=50 мА
20		-	
21	Питание дополнительных интерфейсных модулей	+	Постоянное напряжение 12 В, $I_{макс}$=200 мА
23		-	
24	RS-485 II линия А	+	Минимум +0,3 В на линии А относительно линии В (при отсутствии обмена между А и В)
22	RS-485 II экран GWG		
26	RS-485 II линия В	-	
27, 30	RS-485 I линия А	+	Минимум +0,3 В на линии А относительно линии В (при отсутствии обмена между А и В)
25, 28	RS-485 I экран GWG		
29, 32	RS-485 I линия В	-	
Примечание - RS-485 II отсутствует для счетчиков непосредственного включения			

Рисунок Б.11 – Расположение и назначение контактов колодки счетчика внутренней установки для подключения интерфейсов RS-485, испытательных выходов, цифровых входов и резервного питания



Контакт	Цепь	Поляр-ность	Примечание
11	Резервное питание	любая	(80-276) В переменного или постоянного тока
12	Резервное питание	любая	
13	Цифровой вход 1 +	+	Постоянное напряжение от 0 до 30 В
14	Цифровой вход 1 –	-	
15	Испытательный выход 1 (канала 0, по умолчанию A+)	+	$U_{макс}$=30 В, $I_{макс}$=50 мА
16		-	
17	Испытательный выход 2 (канала 1, по умолчанию R+)	+	$U_{макс}$=30 В, $I_{макс}$=50 мА
18		-	
19	RS-485 I линия A	+	Минимум +0,3 В при отсутствии обмена
20	RS-485 I линия B	-	
21	RS-485 II линия A	+	Минимум +0,3 В при отсутствии обмена
22	RS-485 II линия B	-	
(J1-J8)	Ethernet		Соответствует спецификации 10 BASE-T
Примечание - RS-485 II отсутствует для счетчиков непосредственного включения			

Рисунок Б.12 - Расположение и назначение контактов колодки счетчика установки на DIN-рейку для подключения интерфейсов RS-485, испытательных выходов, цифрового входа и резервного питания



Кон-такт	Цепь	Поляр-ность	Примечание
9	Напряжение фазы 1	~	От 0 до 440 В
10	Напряжение фазы 2	~	
11	Напряжение фазы 3	~	
12	Выход PLC	~	От 0 до 440 В
13	Испытательный выход 1 (канала 0, по умолчанию A+)	+	$U_{макс}$=30 В, $I_{макс}$=50 мА
14		-	
15	Испытательный выход 2 (канала 1, по умолчанию R+)	+	$U_{макс}$=30 В, $I_{макс}$=50 мА
14		-	

Рисунок Б.13 - Расположение и назначение контактов счётчика наружной установки для подключения выхода PLC-модема и испытательных выходов

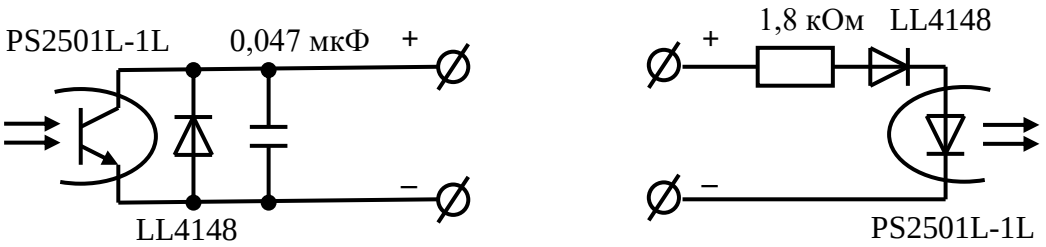
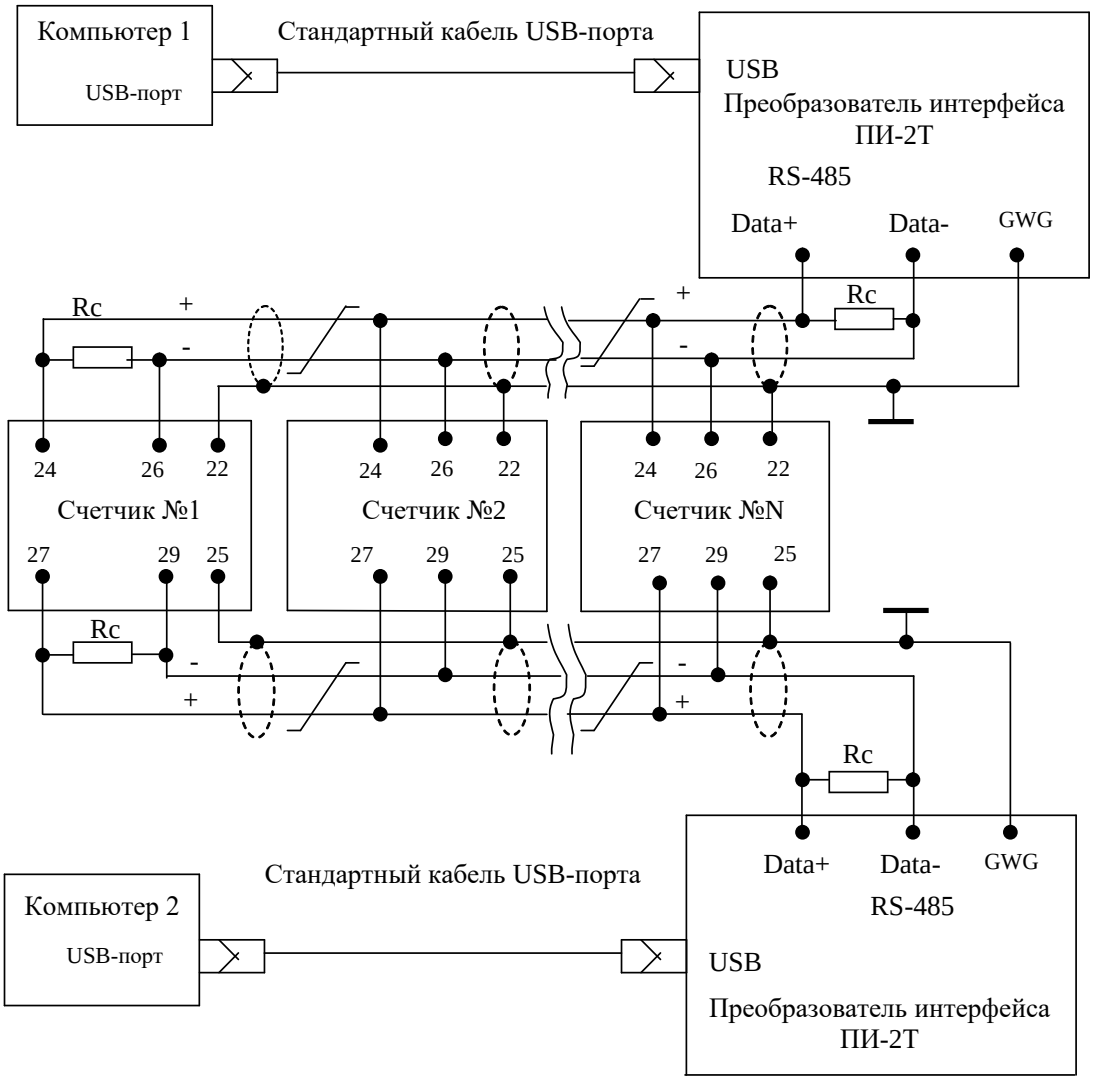


Рисунок Б.14 – Фрагменты схемы испытательного выхода (а) и цифрового входа (б)

Приложение В
(рекомендуемое)

Схемы подключения счетчиков к компьютеру



Примечания

1 Rc – согласующий резистор 120 Ом.

2 Монтаж вести экранированной витой парой с волновым сопротивлением ρ=120 Ом.

3 Допускается применение других преобразователей интерфейса, обеспечивающих автоматическое переключение направления передачи и устойчивую работу на выбранной скорости.

4 Если применяемый преобразователь интерфейса не имеет вывода GWG, то экран витой пары не подключается к преобразователю, но заземляется со стороны преобразователя.

5 Множественные соединения экрана витой пары с землей НЕДОПУСТИМЫ.

6 Постоянное напряжение защитного смещения между контактами «24» и «26» первого интерфейса и контактами «27» и «29» второго интерфейса на дальнем по топологии счетчике при подключенном преобразователе интерфейса, включенном счетчике и при отсутствии обмена по каналу связи должно быть не менее 0,3 В. Полярность напряжения должна соответствовать указанной на схеме.

Рисунок В.1- Схема подключения счетчиков к компьютеру через интерфейсы RS-485

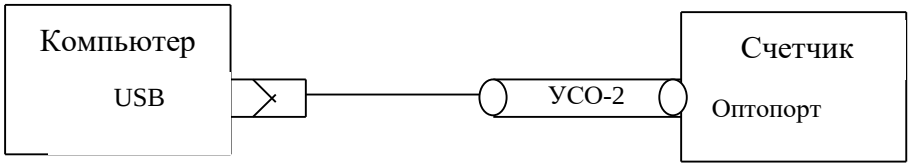
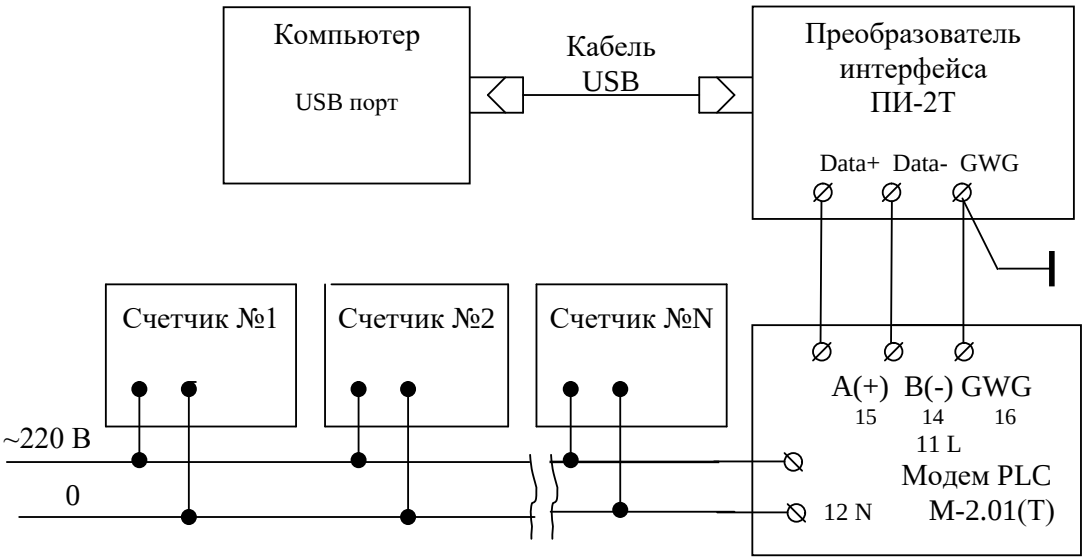


Рисунок В.2- Схема подключения счетчика к компьютеру через оптопорт



Примечание – В данной схеме PLC-модем М-2.01(Т) используется как базовая станция, к которой должны подключаться PLC-модемы счётчиков.

Рисунок В.3 - Схема подключения счётчиков к компьютеру через PLC-модем М-2.01(Т)

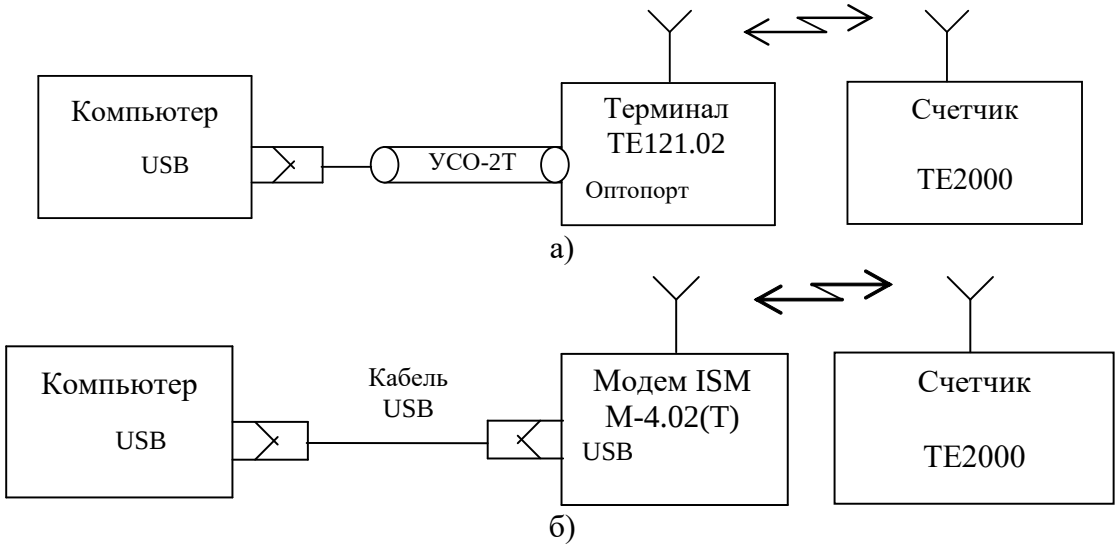


Рисунок В.4 - Схема подключения счётчика к компьютеру через терминал или радиомодем

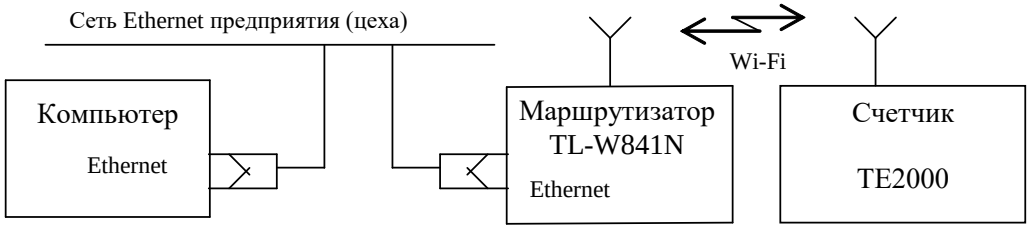


Рисунок В.5 - Схема подключения счётчика к компьютеру через Wi-Fi-коммуникатор

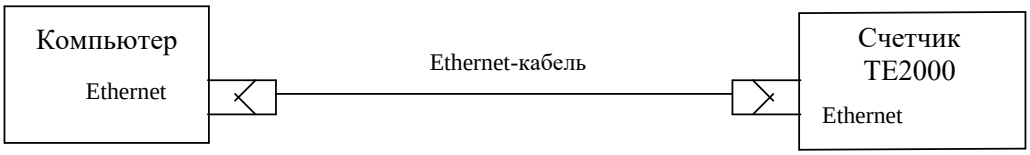


Рисунок В.6 - Схема подключения счётчика к компьютеру через Ethernet-модем

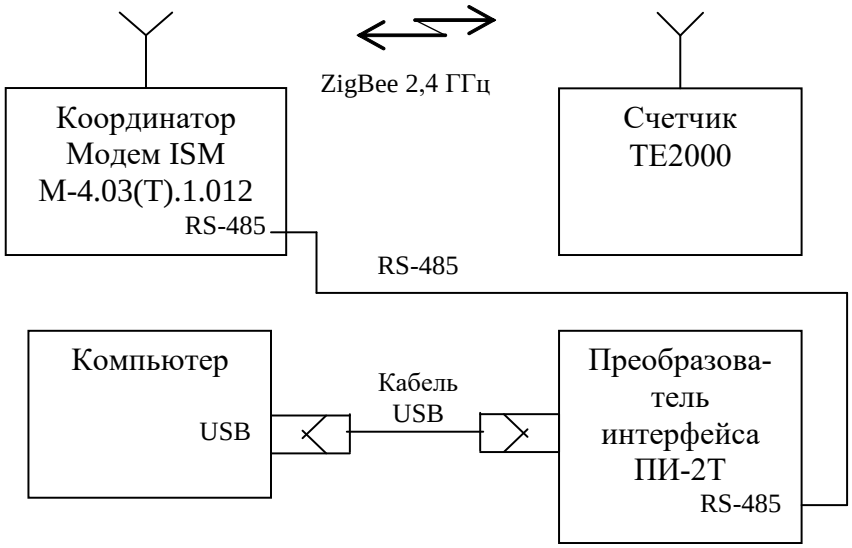


Рисунок В.7 - Схема подключения счётчика с ZigBee-модемом к компьютеру через координатор М-4.03(Т).1.012

Приложение Г
(справочное)

Сообщения об ошибках и режимах управления нагрузкой

Таблица Г.1 - Сообщения об ошибках и способы их устранения

Номер ошибки	Описание	Способ устранения
E-01	Низкое напряжение батареи встроенных часов	Ремонт или замена батареи на эксплуатации
E-02	Нет ответа от встроенных часов	Ремонт *
E-03	Часы не инициализированы	Записать время через интерфейсы связи
E-05	Неисправна энергонезависимая память текущих данных, статистических данных ПКЭ	Ремонт
E-06	Неисправна энергонезависимая память учтенной энергии (архивы)	Ремонт
E-07	Неисправна энергонезависимая память параметров пользователя, расписаний, и учтенной энергии (архивы)	Ремонт
E-08	Неисправна энергонезависимая память профилей № 3 и № 4	Ремонт
E-09	Ошибка контрольной суммы метрологически незначимой части ПО	Ремонт
E-10	Ошибка массива калибровочных коэффициентов и заводских параметров	Ремонт
E-13	Неисправна энергонезависимая память профилей № 1 и № 2	
E-14	Ошибка контрольной суммы загрузчика BOOT	Ремонт
E-15	Ошибка контрольной суммы метрологически значимой части ПО	Ремонт
E-17	Ошибка сетевого адреса счетчика (короткого и расширенного)	Записать адрес через интерфейсы связи. При ошибке короткого адреса используется адрес по умолчанию 255. При ошибке расширенного адреса используется адрес по умолчанию, равный серийному номеру счетчика
E-18	Ошибка массива программируемых флагов	Записать программируемые флаги через интерфейсы связи. При ошибке используется конфигурация как при выходе с предприятия-изготовителя
E-19	Ошибка текущего указателя массива профиля мощности № 1	Инициализировать массив профиля мощности № 1 (с потерей данных)

Продолжение таблицы Г.1 - Сообщения об ошибках и способы их устранения

Номер ошибки	Описание	Способ устранения
E-20	Ошибка текущего указателя массива профиля мощности № 2	Инициализировать массив профиля мощности № 2 (с потерей данных)
E-21	Ошибка паролей доступа	Записать пароль первого уровня доступа через интерфейсы связи. При ошибке используется пароль по умолчанию
E-23	Ошибка архивов максимумов мощности по массиву профиля № 1	Очистить архивы интервальных или месячных максимумов мощности по массиву профиля № 1
E-24	Ошибка архивов максимумов мощности по массиву профиля № 2	Очистить архивы интервальных или месячных максимумов мощности по массиву профиля № 2 (с потерей данных)
E-25	Ошибка архивов максимумов мощности по массиву профиля № 3	Очистить архивы интервальных или месячных максимумов мощности по массиву профиля № 3 (с потерей данных)
E-26	Ошибка параметров настройки интерфейсов RS-485	Записать параметры через интерфейсы связи. При ошибке по умолчанию используется скорость 9600 бит/с с битом контроля нечетности
E-27	Ошибка массива параметров измерителя ПКЭ по ГОСТ 13109-97	Записать параметры измерителя качества через интерфейсы связи
E-28	Ошибка массива масок индикации	Записать маски индикации через интерфейсы связи
E-29	Ошибка массива конфигурации испытательных выходов и цифровых входов	Записать конфигурацию испытательных выходов и цифровых входов через интерфейсы связи. При ошибке устанавливается режим формирования импульсов телеметрии как при выходе с предприятия-изготовителя
E-30	Ошибка времени перехода на сезонное время	Записать параметры перехода на сезонное время через интерфейсы связи
E-31	Ошибка параметров управления нагрузкой	Произвести конфигурирование режимов управления нагрузкой. При ошибке управление нагрузкой не производится
E-33	Ошибка параметров архива статистических данных ПКЭ по ГОСТ 33073-2014	Очистить архив статистических данных ПКЭ (с потерей данных)
E-35	Ошибка одного или нескольких архивов учтенной энергии	Очистить все архивы учтенной энергии (с потерей данных)
E-36	Ошибка параметров измерителя потерь	Записать параметры измерителя потерь через интерфейсы связи

Продолжение таблицы Г.1 - Сообщения об ошибках и способы их устранения

Номер ошибки	Описание	Способ устранения
E-37	Ошибка текущего указателя массива профиля № 3	Инициализировать массив профиля № 3
E-38	Флаг поступления широковещательного сообщения	Это не ошибка, не индицируется, присутствует в слове состояния при чтении через интерфейсы связи
E-39	Нет измеряемых напряжений (работа от резервного источника питания)	Это не ошибка. Это сообщение о работе счетчика от резервного источника питания при отсутствии измеряемых напряжений
E-40	Флаг аппаратной защиты записи памяти калибровочных коэффициентов	Это не ошибка, не индицируется, присутствует в слове состояния при чтении через интерфейсы связи
E-43	Ошибка текущего массива энергии	Очистить все массивы энергии (с потерей архивов учтенной энергии)
E-44	Ошибка массива коэффициентов трансформации	Записать коэффициенты трансформации через интерфейсы связи. При ошибке используются единичные коэффициенты трансформации
E-45	Ошибка параметров суточного профиля	Очистить все массивы энергии (с потерей архивов учтенной энергии)
E-46	Ошибка параметров профиля месяцев	Очистить все массивы энергии (с потерей архивов учтенной энергии)
E-47	Ошибка конфигурации распределения памяти для профилей № 1, 2, 3, 4	Сконфигурировать распределение памяти при помощи ПО «Конфигуратор СЭТ-4ТМ»
E-49	Ошибка параметров пользователя: Дата начала расчётного периода; Пользовательская точность хода часов; Период усреднения вспомогательных параметров; Наименование точки учета (16 байт); Наименование точки учета (32 байт).	Записать указанные параметры пользователя через интерфейсы связи
E-50	Ошибка текущего указателя массива профиля № 4	Инициализировать массив профиля № 4
E-51	Ошибка чередования фаз напряжения	Это не ошибка счетчика. Это ошибка подключения цепей напряжения. Поменять местами провода напряжений фаз В и С
E-53	Ошибка контрольной суммы измерителя ПКЭ по ГОСТ 32144-2013	Записать параметры ПКЭ через интерфейсы связи
E-55	Ошибка параметров профиля лет	Очистить все массивы энергии (с потерей архивов учтенной энергии)
E-57	Ошибка массива расписания праздничных дней	Записать расписание через интерфейсы связи

Продолжение таблицы Г.1 - Сообщения об ошибках и способы их устранения

Номер ошибки	Описание	Способ устранения
E-58	Ошибка массива тарифного расписания	Записать тарифное расписание через интерфейсы связи
E-59	Ошибка массива списка перенесенных дней	Записать список перенесенных дней через интерфейсы связи
E-60	Ошибка расписания управления нагрузкой	Записать расписание управления нагрузкой через интерфейсы связи
E-61	Ошибка расписания максимумов мощности	Записать расписание максимумов мощности
E-62	Ошибка записи в сектор FLASH памяти (Профиль №3)	Ремонт
E-63	Ошибка записи в сектор FLASH памяти (Профиль №4)	Ремонт
Примечание - Счетчики с ошибками, помеченными символом * отправлять в ремонт, если ошибка непрерывно присутствует на индикаторе счетчика и в его слове состояния. Ошибки, появляющиеся в записях статусного журнала и снятые системой реанимации счетчика, не требуют ремонта счетчика.		

Таблица Г.2 - Сообщения режимов управления нагрузкой

Сообщения	Описание
OFF-01	Отключение нагрузки оператором
OFF-05	Отключение нагрузки при превышении температуры внутри счетчика значения +80 °С
OFF-11	Отключение нагрузки при превышении лимита мощности P+
OFF-13	Отключение нагрузки по расписанию управлению нагрузкой
OFF-15	Отключение нагрузки при превышении напряжения сети верхнего порогового значения в фазе 1
OFF-16	Отключение нагрузки при снижении напряжения сети ниже нижнего порогового значения в фазе 1
OFF-27	Отключение нагрузки при превышении лимита мощности P-
OFF-29	Отключение нагрузки при превышении лимита мощности Q+
OFF-31	Отключение нагрузки при превышении лимита мощности Q-
OFF-33	Отключение нагрузки при превышении напряжения сети верхнего порогового значения в фазе 2
OFF-34	Отключение нагрузки при снижении напряжения сети ниже нижнего порогового значения в фазе 2
OFF-36	Отключение нагрузки при превышении напряжения сети верхнего порогового значения в фазе 3
OFF-37	Отключение нагрузки при снижении напряжения сети ниже нижнего порогового значения в фазе 3
OFF-45	Отключение нагрузки по лимитеру мощности (при превышении программируемого порога мгновенной мощности (P, Q, S) трехфазной системы за программируемый интервал времени)
Отключение нагрузки при превышении лимита энергии за сутки	
OFF-48	A+ по сумме тарифов
OFF-49	A+ по тарифу 1
OFF-50	A+ по тарифу 2
OFF-51	A+ по тарифу 3
OFF-52	A+ по тарифу 4
OFF-57	A- по сумме тарифов
OFF-58	A- по тарифу 1
OFF-59	A- по тарифу 2
OFF-60	A- по тарифу 3
OFF-61	A- по тарифу 4
OFF-66	Q+ по сумме тарифов
OFF-67	Q+ по тарифу 1
OFF-68	Q+ по тарифу 2
OFF-69	Q+ по тарифу 3
OFF-70	Q+ по тарифу 4
OFF-75	Q- по сумме тарифов
OFF-76	Q- по тарифу 1
OFF-77	Q- по тарифу 2
OFF-78	Q- по тарифу 3
OFF-79	Q- по тарифу 4

Продолжение таблицы Г.2 - Сообщения режимов управления нагрузкой

Сообщения	Описание
Отключение нагрузки при превышении лимита энергии за расчетный период	
OFF-84	A+ по сумме тарифов
OFF-85	A+ по тарифу 1
OFF-86	A+ по тарифу 2
OFF-87	A+ по тарифу 3
OFF-88	A+ по тарифу 4
OFF-93	A- по сумме тарифов
OFF-94	A- по тарифу 1
OFF-95	A- по тарифу 2
OFF-96	A- по тарифу 3
OFF-97	A- по тарифу 4
OFF102	Q+ по сумме тарифов
OFF103	Q+ по тарифу 1
OFF104	Q+ по тарифу 2
OFF105	Q+ по тарифу 3
OFF106	Q+ по тарифу 4
OFF111	Q- по сумме тарифов
OFF112	Q- по тарифу 1
OFF113	Q- по тарифу 2
OFF114	Q- по тарифу 3
OFF115	Q- по тарифу 4
OFF-120	Отключение нагрузки по началу утренних гражданских сумерек
OFF-123	Отключение нагрузки по превышению максимального тока
OFF-129	Отключение нагрузки по вскрытию корпуса счетчика
OFF-132	Отключение нагрузки по вскрытию крышки зажимов
OFF-135	Отключение нагрузки по вскрытию крышки батарейного отсека
OFF-139	Отключение нагрузки по лимитеру магнитного поля
OFF142	Отключение нагрузки по лимитеру небаланса суммы фазных токов и тока в нулевом проводе
OFF-145	Отключение нагрузки по лимитеру токов
OFF-148	Отключение нагрузки по лимитеру напряжений
OFF-On	Разрешение включения нагрузки кнопками управления счетчика

Таблица Г.3 - Сообщения о фактах вскрытия электронных пломб на корпусе и крышке зажимов счетчика и фактах нарушения параметров ПКЭ

Сообще-ния	Описание
Att-01	Открытие крышки зажимов
Att-02	Вскрытие счетчика
	Индикация нарушения индивидуальных ПКЭ:
Att-03	частота сети (F) выше установленного ПДЗ
Att-04	частота сети (F) ниже установленного ПДЗ
Att-05	напряжение фазы 1 (U_A) выше установленного ПДЗ
Att-06	напряжение фазы 1 (U_A) ниже установленного ПДЗ
Att-07	напряжение фазы 2 (U_B) выше установленного ПДЗ
Att-08	напряжение фазы 2 (U_B) ниже установленного ПДЗ
Att-09	напряжение фазы 3 (U_C) выше установленного ПДЗ
Att-10	напряжение фазы 3 (U_C) ниже установленного ПДЗ
Att-11	превышения межфазного напряжения между 1 фазой и 2 фазой(U_{AB})
Att-12	пониженное межфазное напряжение между 1 фазой и 2 фазой(U_{AB})
Att-13	превышения межфазного напряжения между 2 фазой и 3 фазой(U_{BC})
Att-14	пониженное межфазное напряжение между 2 фазой и 3 фазой(U_{BC})
Att-15	превышения межфазного напряжения между 3 фазой и 1 фазой(U_{CA})
Att-16	пониженное межфазное напряжение между 3 фазой и 1 фазой(U_{CA})
Att-17	Вскрытие крышки батарейного отсека
Att-18	Воздействие магнитного поля повышенной индукции

Приложение Д
(справочное)

Последовательность сборки счетчика наружной установки

