УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «06» мая 2026 г. № 858

Регистрационный № 83048-21

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Счетчики электрической энергии многофункциональные ТЕ2000

Назначение средства измерений

Счетчики предназначены для измерения и многотарифного учета активной и реактивной энергии (в том числе и с учетом потерь) прямого и обратного направления и четырехквадрантной реактивной энергии, измерения параметров сети и параметров качества электрической энергии (отклонения частоты и напряжений, провалы напряжений и перенапряжения) в трехфазных сетях переменного тока.

Описание средства измерений

Принцип действия счетчиков электрической энергии многофункциональных ТЕ2000 основан на цифровой обработке входных аналоговых сигналов. Управление процессом измерения и всеми функциональными узлами счетчика осуществляется высокопроизводительным микроконтроллером (МК), который реализует измерительные и управляющие алгоритмы в соответствии со специализированной программой, помещенной в его внутреннюю память программ. Управление узлами производится через аппаратно-программные интерфейсы, реализованные на портах ввода/вывода МК

Измерительная часть счетчиков выполнена на основе аналого-цифрового преобразователя (АЦП), встроенного в микроконтроллер. АЦП осуществляет выборки мгновенных значений величин напряжения и тока. Микроконтроллер по выборкам мгновенных значений напряжения и тока производит вычисление средних за период сети значений частоты, напряжения, тока, активной и полной мощности, производит их коррекцию по амплитуде, фазе и температуре.

Вычисления средних за период сети значений мощностей и среднеквадратических значений напряжений и токов производится по следующим формулам:

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 реактивной мощности $$Q = \sqrt{S^2 - P^2}, \quad (3)$$

для напряжения $$U_{скз} = \sqrt{\frac{\sum_{i=0}^{n-1} Ui^2}{n}}, \quad (4)$$

для тока $$I_{скз} = \sqrt{\frac{\sum_{i=0}^{n-1} Ii^2}{n}}, \qquad (5)$$

где Ui, Ii - выборки мгновенных значений напряжения и тока;

n - число выборок за период сети.

Вычисление активной и реактивной мощности потерь за период сети в каждой фазе производится по следующим формулам:

$$P_{п} = \left(\frac{I}{I_{Н}}\right)^2 \cdot P_{п.л.ном} + \left(\frac{I}{I_{Н}}\right)^2 \cdot P_{п.н.ном} + \left(\frac{U}{U_{Н}}\right)^2 \cdot P_{п.хх.ном}, \qquad (6)$$

$$Q_{п} = \left(\frac{I}{I_{Н}}\right)^2 \cdot Q_{п.л.ном} + \left(\frac{I}{I_{Н}}\right)^2 \cdot Q_{п.н.ном} + \left(\frac{U}{U_{Н}}\right)^4 \cdot Q_{п.хх.ном}, \qquad (7)$$

где I - среднеквадратическое значение тока за период сети (5);

U - среднеквадратическое значение фазного напряжения (4);

$P_{п.л.ном}$ - номинальная активная мощность потерь в линии электропередачи;

$P_{п.н.ном}$ - номинальная активная мощность нагрузочных потерь в силовом трансформаторе;

$P_{п.хх.ном}$- номинальная активная мощность потерь холостого хода в силовом трансформаторе;

$Q_{п.л.ном}$- номинальная реактивная мощность потерь в линии электропередачи;

$Q_{п.н.ном}$- номинальная реактивная мощность нагрузочных потерь в силовом трансформаторе;

$Q_{п.хх.ном}$- 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 номинальном токе и напряжении счетчика.

Счетчики являются двунаправленными измерителями и измеряют проекции вектора полной мощности на активную и реактивную оси круга мощностей. При этом образуются четыре канала измерения и учета активной и реактивной мощности прямого и обратного направления.

Знаки однофазных измерений активной и реактивной мощности всегда соответствуют реальному направлению потока мощности в каждой фазе 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) в обратном направлении (конфигурируемый).

В таблицах 1-4 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 1 – 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 2 – 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 3 – 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 4 – 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+

По полученным за период сети значениям активной и реактивной мощности трехфазной системы формируются импульсы телеметрии на двух конфигурируемых испытательных выходах счетчика. 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 для массива профиля, определяемое по встроенным энергонезависимым часам реального времени.

При учете потерь импульсы телеметрии формируются с учетом мощности потерь ($P \pm P_п$ формулы (1), (6), $Q \pm Q_п$ формулы (3), (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.

Функциональные возможности

Счетчики обеспечивают:

- многотарифный учет активной и реактивной энергии прямого и обратного направления и четырехквадрантной реактивной энергии в трехфазной системе и не тарифицированный пофазный учет;
- не тарифицированный учет активной и реактивной энергии с учетом потерь в линии электропередачи и силовом трансформаторе;
- ведение двух четырехканальных массивов профиля мощности нагрузки с программируемым временем интегрирования;
- ведение многоканального профиля параметров с программируем временем интегрирования;
- измерение параметров трехфазной сети и параметров качества электрической энергии;
- ведение журналов событий.

Счётчики позволяют управлять нагрузкой посредством встроенного реле управления нагрузкой, с возможностью аппаратной блокирования срабатывания, и формировать сигнал управления нагрузкой на конфигурируемом испытательном выходе по различным программируемым критериям.

Счетчики имеют интерфейсы связи, поддерживают ModBus-подобный, СЭТ-4ТМ.02-совместимый протокол обмена, и предназначены для работы, как автономно, так и в составе автоматизированных систем контроля и учета электроэнергии (АИИС КУЭ) и в составе автоматизированных систем диспетчерского управления (АСДУ).

Счетчики внутренней установки, в том числе с установкой на DIN-рейку, предназначены для работы в закрытых помещениях с диапазоном рабочих температур от минус 40 до плюс 70 °С. Счетчики наружной установки имеют расщепленную архитектуру, предназначены для работы в диапазоне температур от минус 40 до плюс 70 °С, не чувствительны к воздействию солнечной радиации, инея и росы.

Варианты исполнений

Счетчики выпускаются в различных модификациях, которые отличаются номинальным (базовым) током, номинальным напряжением, способом подключения к электрической сети, наличием реле управления нагрузкой, наличием радиомодема, способом установки (внутри или снаружи помещений, на DIN-рейку), типом встроенного интерфейсного модуля и типом установленного дополнительного интерфейсного модуля. Счётчики всех вариантов исполнения имеют оптический интерфейс. Варианты исполнения счетчиков приведены в таблице 5. Варианты исполнения встроенного интерфейсного модуля приведены в таблице 6. Варианты исполнения дополнительных интерфейсных модулей приведены в таблице 7.

Таблица 5 – Варианты исполнения счетчиков

Условное обозначение счетчика	Номинальный/ базовый (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	-	-	-	-

Продолжение таблицы 5

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 для установки на DIN рейку							
TE2000.60	5(10)	3×(57,7-115)/ (100-200)	0,5S/1,0	-	+	+	2
TE2000.61	5(10)		0,5S/1,0	-	+	-	2
TE2000.62	1(2)		0,5S/1,0	-	+	+	2
TE2000.63	1(2)		0,5S/1,0	-	+	-	2
TE2000.64	5(10)	3×(120-230)/ (208-400)	0,5S/1,0	-	+	+	2
TE2000.65	5(10)		0,5S/1,0	-	+	-	2
TE2000.66	1(2)		0,5S/1,0	-	+	+	2
TE2000.67	1(2)		0,5S/1,0	-	+	-	2
TE2000.80	5(80)	3×(120-230)/ (208-400)	1/1	-	-	+	1
TE2000.81	5(80)		1/1	-	-	-	1

Таблица 6 – 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 NB-IoT TE101.01.01A (сеть 2G+4G NB-IoT)
14	Коммуникатор NB-IoT TE101.01.01A/1 (сеть 4G только NB-IoT)
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 встроенные интерфейсные модули, не приведенные в таблице.

2 * - только для счетчиков с установкой на DIN рейку.

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

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

Таблица 7 – Типы устанавливаемых дополнительных интерфейсных модулей для счетчиков внутренней установки (ТЕ2000.01 - ТЕ2000.07, ТЕ2000.20 - ТЕ2000.23)

Условное обозначение модуля	Наименование
00	Отсутствие интерфейсного модуля
01	Коммуникатор GSM ТЕ101.02.01 (сеть 2G)
02	Модем PLC M-2.01(T).01 (однофазный)
03	Модем PLC M-2.01(T).02 (трехфазный)
04	Коммуникатор 3G ТЕ101.03.01 (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 ТЕ102.01.01
11	Коммуникатор 4G ТЕ101.04.01 (сеть 2G+3G+4G)*
12	Коммуникатор 4G ТЕ101.04.01/1 (сеть 2G+4G)**
13	Коммуникатор NB-IoT ТЕ101.01.01 (сеть 2G+4G (NB-IoT))
14	Коммуникатор NB-IoT ТЕ101.01.01/1 (сеть 4G (только NB-IoT))
15	Модем LoRaWAN
16	Модем Bluetooth
17	Модем PLC/ISM ТЕ103.01.01 (однофазный)
18	Модем PLC/ISM ТЕ103.01.02 (трехфазный)
19	Коммуникатор 4G ТЕ101.04.01/2 (сеть 2G+4G, нет CSD)**
20	Коммуникатор Wi-Fi ТЕ160.01.01 (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 интерфейсные модули, не приведенные в таблице со следующими характеристиками:

– при питании от внутреннего источника счетчика с напряжением 12 В ток потребления 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.

Запись счетчика при его заказе и в конструкторской документации другой продукции должна состоять из наименования счетчика, условного обозначения варианта исполнения в соответствии с таблицей 5, условного обозначения типа встроенного интерфейсного модуля в соответствии с таблицей 6 (может отсутствовать), условного обозначения типа устанавливаемого дополнительного интерфейсного модуля в соответствии с таблицей 7 (может отсутствовать), номера настоящих 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 5;

– YY – условное обозначение встроенного интерфейсного модуля в соответствии с таблицей 6 (00 – нет встроенного интерфейсного модуля);

– ZZ – условное обозначение устанавливаемого дополнительного интерфейсного модуля в соответствии с таблицей 7 (00 – нет устанавливаемого дополнительного интерфейсного модуля).

Счётчики наружной установки вариантов исполнения 40-41 (таблица 5) поставляются с терминалами 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.

Примеры записи счётчика

1 «Счётчик электрической энергии многофункциональный ТЕ2000.40.02.00 ФРДС.411152.007ТУ с терминалом ТЕ121.02»;

2 «Счётчик электрической энергии многофункциональный ТЕ2000.41.00.00 ФРДС.411152.007ТУ с терминалом ТЕ121.02/1»;

3 «Счётчик электрической энергии многофункциональный ТЕ2000.41.10.00 ФРДС.411152.007ТУ без терминала».

Подключение счетчиков трансформаторного включения к сети производится через измерительные трансформаторы напряжения и тока. Счетчики с номинальным напряжением 3×(57,7-115)/(100-200) В могут использоваться на подключениях с номинальными фазными напряжениями из ряда: 57,7; 63,5; 100; 110; 115 В.

Счетчики с номинальным напряжением 3×(120-230)/(208-400) В могут 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.

Счетчики могут конфигурироваться для подключения к трехфазным трехпроводным сетям по схеме Арона, как двухэлементные.

Счетчики непосредственного включения не чувствительны к постоянной составляющей в цепи переменного тока и предназначены для непосредственного подключения к сети с номинальными напряжениями из ряда: 120, 127, 173, 190, 200, 220, 230 В.

Тарификация и архивы учтенной энергии

Счетчики ведут многотарифный учет энергии (без учета потерь) в четырех тарифных зонах, по четырем типам дней в двенадцати сезонах. Дискрет тарифной зоны составляет 10 минут. Чередование тарифных зон в сутках ограничено числом десятиминутных интервалов в сутках и составляет 144 интервала. Тарификатор счетчиков использует расписание праздничных дней и список перенесенных дней.

Счетчики ведут не тарифицированный учет активной и реактивной энергии с учетом потерь в линии электропередачи и силовом трансформаторе.

Счетчики, наряду с трехфазным учетом, ведут не тарифицированный пофазный учет активной и реактивной энергии прямого и обратного направления.

Счетчики ведут архивы тарифицированной учтенной энергии, не тарифицированной энергии с учетом потерь и не тарифицированный пофазный учет (активной, реактивной прямого и обратного направления):

– всего от сброса (нарастающий итог);
– за текущие и предыдущие сутки;
– на начало текущих и предыдущих суток;
– за каждые предыдущие календарные сутки глубиной до 180 дней;
– на начало каждых предыдущих календарных суток глубиной до 180 дней;

- за текущий месяц и 36 предыдущих месяцев;
- на начало текущего месяца и 36 предыдущих месяцев;
- за текущий и 10 предыдущих лет;
- на начало текущего и 10 предыдущих лет.

В счетчиках может быть установлено 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, начинающиеся с установленного числа.

Профиль мощности нагрузки

Счетчики ведут два четырехканальных базовых массива профиля мощности нагрузки с программируемым временем интегрирования от 1 до 60 минут для активной и реактивной мощности прямого и обратного направления.

Примечание – Для 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.

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.

Глубина хранения базового массива профиля мощности составляет 113 суток при времени интегрирования 30 минут и 170 суток при времени интегрирования 60 минут.

Профиль параметров

Счетчики, наряду с базовыми массивами профиля мощности нагрузки, ведут два независимых массива профиля параметров (расширенные массивы профиля или 3-й и 4-й массивы профиля) с программируемым временем интегрирования от 1 до 60 минут. Расширенные массивы профиля могут конфигурироваться в части выбора количества и типа профилируемых параметров, а также формата хранения данных. Число каналов расширенного массива профиля может программироваться в диапазоне от 1 до 48, а наименования профилируемых параметров выбираться из таблиц 8 и 9. Кроме того, в расширенном массиве могут профилироваться все четыре мощности, как и в базовом массиве.

Таблица 8 – Типы профилируемых параметров для расширенного массива профиля

	Наименование параметра	Обозначение
1	Напряжение в фазе 1	U_1
2	Напряжение в фазе 2	U_2
3	Напряжение в фазе 3	U_3
4	Напряжение прямой последовательности	$U_{1(1)}$
5	Коэффициент искажения синусоидальности кривой напряжения в фазе 1	Ku_1
6	Коэффициент искажения синусоидальности кривой напряжения в фазе 2	Ku_2
7	Коэффициент искажения синусоидальности кривой напряжения в фазе 3	Ku_3
8	Коэффициент несимметрии напряжения по нулевой последовательности	K_{0U}
9	Межфазное напряжение межу фазами 1 и 2	U_{12}
10	Межфазное напряжение между фазами 2 и 3	U_{23}
11	Межфазное напряжение между фазами 3 и 1	U_{31}
12	Коэффициент несимметрии напряжения по обратной последовательности	K_{2U}
13	Коэффициент искажения синусоидальности кривой напряжения между фазами 1 и 2	Ku_{12}
14	Коэффициент искажения синусоидальности кривой напряжения между фазами 2 и 3	Ku_{23}
15	Коэффициент искажения синусоидальности кривой напряжения между фазами 3 и 1	Ku_{31}

Продолжение таблицы 8

	Наименование параметра	Обозначение
16	Частота сети	F
17	Ток в фазе 1	I_1
18	Ток в фазе 2	I_2
19	Ток в фазе 3	I_3
20	Ток нулевой последовательности	$I0_{(1)}$
21	Коэффициент искажения синусоидальности кривой тока в фазе 1	K_{I1}
22	Коэффициент искажения синусоидальности кривой тока в фазе 2	K_{I2}
23	Коэффициент искажения синусоидальности кривой тока в фазе 3	K_{I3}
24	Коэффициент несимметрии тока по нулевой последовательности	K_{0I}
25	Коэффициент несимметрии тока по обратной последовательности	K_{2I}
26	Температура внутри счетчика	T
27	Положительное отклонение фазного напряжения по фазе 1	$\delta U_{1(+)}$
28	Положительное отклонение фазного напряжения по фазе 2	$\delta U_{2(+)}$
29	Положительное отклонение фазного напряжения по фазе 3	$\delta U_{3(+)}$
30	Положительное отклонение междуфазного напряжения фаз 12	δU12(+)
31	Положительное отклонение междуфазного напряжения фаз 23	δU23(+)
32	Положительное отклонение междуфазного напряжения фаз 31	$\delta U_{31(+)}$
33	Положительное отклонение частоты	$\delta f_{(+)}$
34	Отрицательное отклонение частоты	$\delta f_{(-)}$
35	Отрицательное отклонение фазного напряжения по фазе 1	$\delta U_{1(-)}$
36	Отрицательное отклонение фазного напряжения по фазе 2	$\delta U_{2(-)}$
37	Отрицательное отклонение фазного напряжения по фазе 3	$\delta U_{3(-)}$
38	Отрицательное отклонение междуфазного напряжения фаз 12	$\delta U_{12(-)}$
39	Отрицательное отклонение междуфазного напряжения фаз 23	$\delta U_{23(-)}$
40	Отрицательное отклонение междуфазного напряжения фаз 31	$\delta U_{31(-)}$

Регистрация максимумов мощности нагрузки

Счетчики могут использоваться как регистраторы максимумов мощности (активной, реактивной, прямого и обратного направления) по каждому массиву профиля мощности с использованием двенадцати сезонного расписания утренних и вечерних максимумов.

Максимумы мощности фиксируются в архивах счетчика:

– от сброса (ручной сброс или сброс по интерфейсному запросу):

– за текущий и каждый из двенадцати предыдущих месяцев.

В архивах максимумов фиксируется значение максимума мощности и время, соответствующее окончанию интервала интегрирования мощности.

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

Измерение параметров сети и показателей качества электрической энергии

Счетчики измеряют мгновенные значения (время интегрирования от 0,2 до 5 секунд с шагом 200 мс) физических величин, характеризующих трехфазную электрическую сеть, и могут использоваться как измерители параметров, приведенных в таблице 9, или как датчики параметров с нормированными метрологическими характеристиками.

Счетчики могут использоваться как измерители показателей качества электрической энергии (ПКЭ) по параметрам установившегося отклонения частоты сети и установившегося отклонения напряжения, по характеристикам провалов и перенапряжений согласно

ГОСТ 32144-2013 для класса измерений S в соответствии с ГОСТ 30804.4.30-2013.

При выходе параметра за границу ПДЗ на индикаторе отображается сообщение о факте нарушения. При этом счётчик ведет журналы ПКЭ, в которых фиксируется время выхода/возврата за установленные верхние/нижние нормально/предельно допустимые границы установившихся отклонений напряжения и частоты, и журналы провалов и перенапряжений, где фиксируются остаточное напряжение или уровень перенапряжения и длительность. Доступ к журналам ПКЭ и журналам провалов и перенапряжений возможен только через интерфейсы связи.

Таблица 9 – 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	-	
Реактивная мощность потерь, вар	-	
Коэффициент активной мощности cos φ	0,01	
Коэффициент реактивной мощности sin φ	0,01	
Коэффициент реактивной мощности tg φ	0,01	
Фазное напряжение, В	0,01	По каждой фазе сети
Междуфазное напряжение, В	-	По каждой паре фаз
Напряжение прямой последовательности, В	-	
Ток, А	0,01	По каждой фазе сети
Ток нулевой последовательности, А	0,01	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 междуфазных напряжений, %	-	Справочные данные
Коэффициент несимметрии напряжения по нулевой и обратной последовательностям, %	0,01	
Температура внутри счетчика, °С	1	
Текущее время, с	1	
Текущая дата		
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.		

Испытательные выходы и цифровые входы

В счетчиках 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, в том числе и с учетом потерь, и четырехквадрантной реактивной);
- для формирования сигнала индикации превышения программируемого порога мощности (активной, реактивной, прямого и обратного направления);
- для формирования сигнала телеуправления.
- для формирования сигнала управления нагрузкой по программируемым критериям.
- для формирования сигнала контроля точности хода встроенных часов.

В счетчиках трансформаторного включения функционируют два цифровых входа, в счетчиках непосредственного включения – один (отсутствует в счетчиках наружной установки), которые могут конфигурироваться:

- для управления режимом поверки (только первый цифровой вход).
- для счета нарастающим итогом количества импульсов, поступающих от внешних устройств (по переднему, заднему фронту или обоим фронтам);
- как вход телесигнализации.

Управление нагрузкой

Счетчики позволяют управлять нагрузкой посредством встроенного реле управления нагрузкой и формировать сигнал управления нагрузкой на конфигурируемом испытательном выходе (канал 0) по различным программируемым критериям.

Встроенное реле имеет возможность аппаратной блокировки срабатывания.

Журналы

Счетчики ведут журналы событий, журналы показателей качества электрической энергии, журналы превышения порога мощности, журналы провалов и перенапряжений, статусный журнал.

В журналах событий фиксируются времена начала/окончания следующих событий, перечисленных в таблице 10.

Таблица 10 – Журналы событий

Название журнала событий	Глубина хранения	
	событий	записей
1 Журнал вскрытия крышки зажимов	100	50
2 Журнал перепрограммирования счетчика (фиксация факта связи со счетчиком, приведший к изменению данных)	50	50
3 Журнал вскрытия корпуса	100	50
4 Журнал вскрытия крышки интерфейсных соединителей и батареи	100	50
5 Дата и время последнего программирования	1	1
6 Журнал инициализации счетчика	100	100
7 Журнал сброса показаний	10	10
8 Журнал выключения/включения счетчика	100	50
9 Журнал выключения/включения фазы 1	100	50
10 Журнал выключения/включения фазы 2	100	50
11 Журнал выключения/включения фазы 3	100	50
12 Журнал отклонения коэффициента мощности от нормированного значения (tg φ)	100	50
13 Журнал воздействия повышенной магнитной индукции	100	50
14 Журнал наличия тока при отсутствии напряжения в фазе 1	40	20
15 Журнал наличия тока при отсутствии напряжения в фазе 2	40	20

Продолжение таблицы 10

Название журнала событий	Глубина хранения	
	событий	записей
16 Журнал наличия тока при отсутствии напряжения в фазе 3	40	20
17 Журнал коррекции времени	200	100
18 Журнал коррекции тарифного расписания	10	10
19 Журнал коррекции расписания праздничных дней	10	10
20 Журнал коррекции расписания управления нагрузкой	10	10
21 Журнал коррекции списка перенесенных дней	10	10
22 Журнал коррекции расписания утренних и вечерних максимумов мощности	10	10
23 Журнал инициализации массива профиля 1,2,3 (3 журнала)	40	40
24 Журнал сброса максимумов по первому, второму и третьему массиву профиля (3 журнала)	30	30
25 Журнал несанкционированного доступа к счетчику	10	10
26 Журнал управления нагрузкой	100	100
27 Журнал изменения состояний выхода телеуправления	100	100
28 Журнал изменений коэффициентов трансформации	10	10
29 Журнал изменений параметров измерителя качества	10	10
30 Журнал изменений параметров измерителя потерь	10	10
31 Журнал превышения максимального тока в фазах 1,2,3 (3 журнала)	120	60
32 Журнал обновления метрологически не значимой части ПО	20	20
33 Журнал перепрограммирования параметров счетчика по протоколу СЭТ	100	100
34 Журнал изменение знака направления активной мощности по фазе 1,2,3 (3 журнала)	300	150
35 Журнал времени калибровки счётчика	10	10
36 Журнал перепрограммирования параметров счетчика через протокол СПОДЭС	100	100
37 Журнал HDLC коммуникаций	100	100

В журналах показателей качества электроэнергии фиксируются времена выхода/возврата за установленные границы параметров КЭ, усредненные в 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 11.

Перечень журналов провалов и перенапряжений и глубина хранения каждого журнала приведены в таблице 12.

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

В статусном журнале фиксируется время и значение измененного слова состояния счетчика. Глубина хранения статусного журнала 50 записей.

Таблица 11 – 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 коэффициентов искажений 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 коэффициентов искажений 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
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 или междуфазных напряжений за расчетный период	50	50
* ПДЗ – предельно допустимое значение НДЗ – нормально допустимое значение		

Таблица 12 – 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

Устройство индикации

Счетчики внутренней установки и счетчики для установки на DIN-рейку (таблица 5), имеют жидкокристаллический индикатор (ЖКИ) для отображения учтенной энергии

и измеряемых параметров и одну кнопку управления режимами индикации. Счетчики наружной установки (таблица 5) не имеют собственного индикатора, и визуализация данных измерений счетчика производится через удаленный терминал ТЕ121.02 или ТЕ121.02/1, подключаемый к счетчику по радиоканалу через встроенный радиомодем. Терминал счетчика имеет жидкокристаллический индикатор с подсветкой для отображения учтенной энергии и измеряемых параметров и кнопку управления режимами индикации, как и счетчики внутренней установки.

Счетчики в режиме индикации основных параметров позволяют отображать на индикаторе:

- учтенную активную и реактивную энергию прямого и обратного направления по каждому из четырех тарифов и по сумме тарифов;
- значение потребленной электрической энергии на начало текущего месяца суммарно и по тарифным зонам.

Выбор требуемого режима индикации основных параметров осуществляется посредством кнопки управления в ручном режиме управления или автоматически с программируемым периодом в режиме динамической индикации.

В счетчиках предусмотрена конфигурируемая возможность возврата в заданный режим индикации при не активности кнопок управления в течение заданного времени.

Счетчики в режиме индикации вспомогательных параметров позволяют отображать на индикаторе данные вспомогательных режимов измерения, приведенных в таблице 9. Счетчики в режиме индикации технологических параметров позволяют отображать на индикаторе:

- версию программного обеспечения (ПО) (21.00.XX);
- контрольную сумму метрологически значимой части ПО (30C4);
- загруженность процессора «EFF»;
- свободная память «FhP»;
- сетевой адрес «CA» короткий.

Интерфейсы связи

Счетчики, независимо от варианта исполнения, имеют оптический интерфейс (оптопорт), физические и электрические параметры которого соответствуют ГОСТ IEC 61107-2011. Наличие других интерфейсов связи определяется вариантом исполнения счетчика в соответствии с таблицами 5 - 7. В счетчик внутренней установки могут устанавливаться дополнительные интерфейсные модули в соответствии с таблицей 7 для обеспечения удаленного доступа к интерфейсу RS-485 счетчика через соответствующие сети (GSM (2G), UMTS (2G+3G), LTE (2G+3G+4G), LTE (2G+4G), LTE(2G+NBIoT), PLC, Ethernet, RF (ZigBee), Wi-Fi).

Счетчик через любой интерфейс связи (RS-485, оптопорт) поддерживает следующие протоколы обмена:

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

Счетчики по любому интерфейсу обеспечивают возможность считывания архивных данных и измеряемых параметров, считывания, программирования и перепрограммирования параметров.

– Счетчики обеспечивают возможность передачи сообщений в интеллектуальную систему учета при открытой сессии HDLC.

Работа со счетчиками через интерфейсы связи может производиться с применением программного обеспечения предприятия-изготовителя «Конфигуратор СЭТ-4ТМ» или с применением программного обеспечения пользователей.

Доступ к параметрам и данным 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 завода-изготовителя и нарушения знака поверки.

Защита от несанкционированного доступа

Для защиты от несанкционированного доступа в счетчике предусмотрена установка пломб ОТК завода-изготовителя и организации, осуществляющей поверку счетчика.

После установки на объект счетчики должны пломбироваться пломбами обслуживающей организации. Схема пломбирования счетчиков приведена на рисунках 1, 2, 3.

Кроме механического пломбирования в счетчике предусмотрено электронное пломбирование крышки зажимов, крышки интерфейсных соединителей и батареи и крышки счетчика.

Электронные пломбы энергонезависимые, работают как во включенном, так и в выключенном состоянии счетчика. При этом факт и время вскрытия крышек фиксируется в соответствующих журналах событий без возможности инициализации журналов.

В счетчиках установлен измеритель магнитного поля, предназначенный 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 «⚠».

Общий вид счетчиков внутренней установки (таблица 5) с указанием мест пломбировки от несанкционированного доступа, мест нанесения знака утверждения типа, знака поверки, заводского номера представлены на рисунке 1.

Заводской номер, обеспечивающий однозначную идентификацию каждого экземпляра счетчика, наносится на лицевую панель счетчика методом лазерной маркировки в виде десятизначного цифрового кода и штрих кода, как показано на рисунках 1, 2, 3.

Знак утверждения типа наносится на лицевую панель счетчика методом лазерной маркировки, как показано на рисунках 1, 2, 3.

Знак поверки наносится давлением на навесную пломбу, расположенную в местах, указанных на рисунках 1, 2, 3.

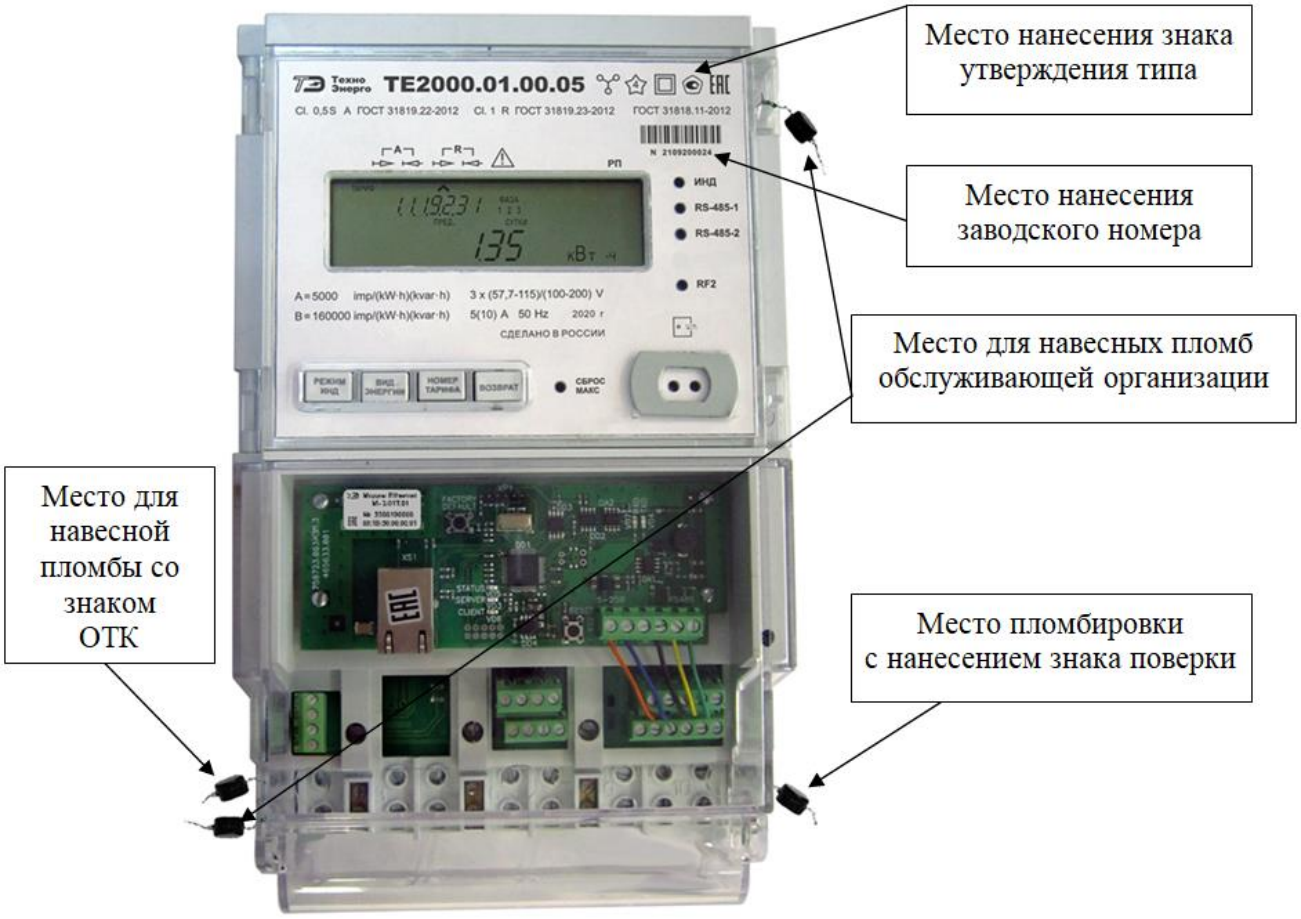

Рисунок 1 – Общий вид счетчика внутренней установки с указанием мест пломбировки от несанкционированного доступа, мест нанесения знака утверждения типа, знака поверки, заводского номера

Общий вид счетчиков наружной установки (таблица 5) с удаленным терминалом, который может входить в состав комплекта поставки счетчиков наружной установки, схема пломбировки от несанкционированного доступа, место нанесения знака поверки, знака утверждения типа и заводского номера представлены на рисунке 2.

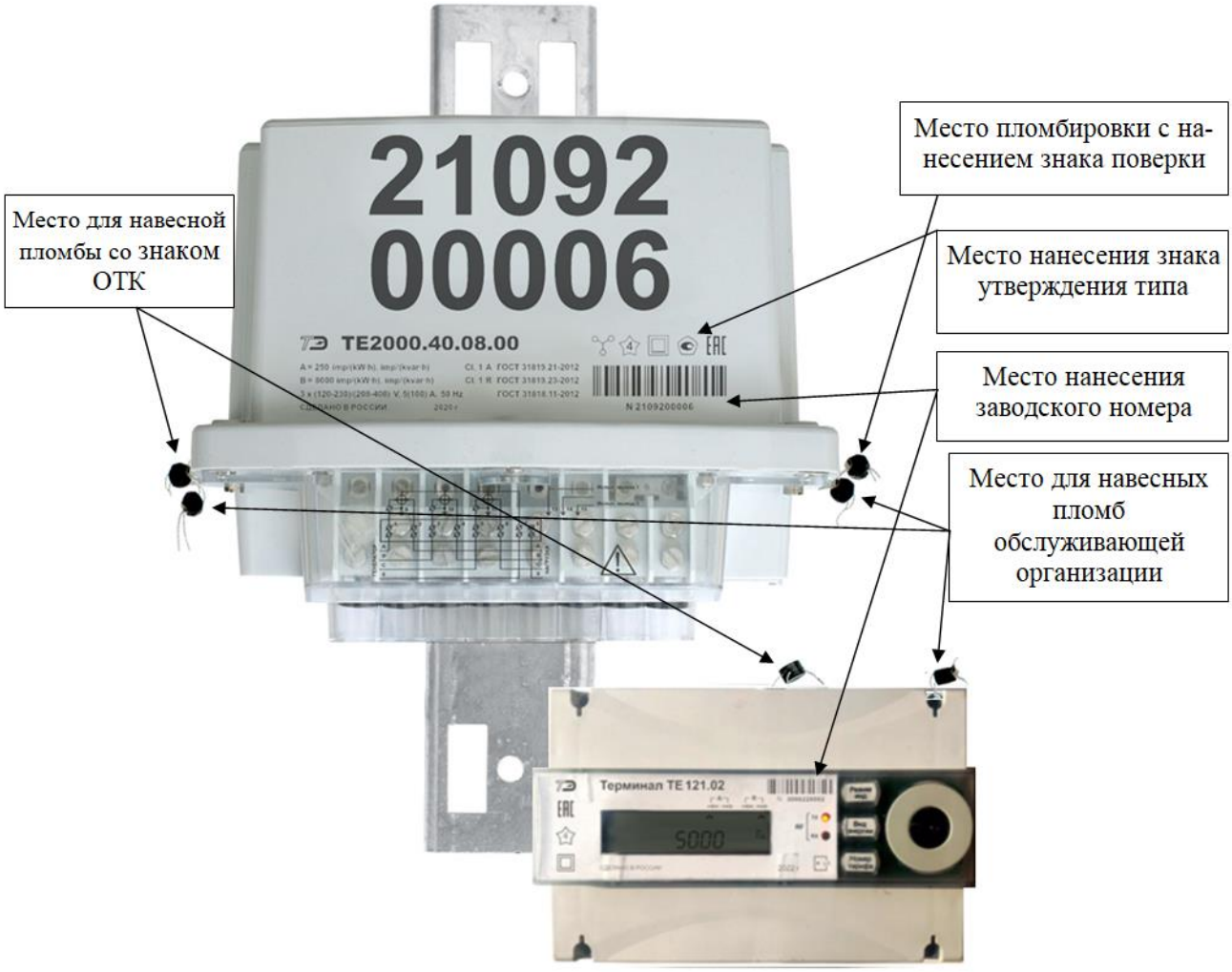

Рисунок 2 – Общий вид счетчика наружной установки с указанием мест пломбировки от несанкционированного доступа, мест нанесения знака утверждения типа, знака поверки, заводского номера

Общий вид счетчиков установки на DIN-рейку (таблица 5), схема пломбировки от несанкционированного доступа, место нанесения знака поверки, знака утверждения типа и заводского номера представлены на рисунке 3.



Рисунок 3 – Общий вид счетчика для установки на DIN-рейку с указанием мест пломбировки от несанкционированного доступа, мест нанесения знака утверждения типа, знака поверки, заводского номера

Программное обеспечение

Программное обеспечение (ПО) счетчика имеет структуру с разделением на метрологически значимую и метрологически незначимую части. Каждая структурная часть исполняемого кода программы во внутренней памяти микроконтроллера защищается циклической контрольной суммой, которая непрерывно контролируется системой диагностики счетчика.

Метрологические характеристики счетчика напрямую зависят от калибровочных коэффициентов, записанных в память счетчика на предприятии-изготовителе на стадии калибровки. Калибровочные коэффициенты защищаются циклической контрольной суммой, которая непрерывно контролируется системой диагностики счетчика. Метрологически значимая часть ПО и калибровочные коэффициенты защищены аппаратной перемычкой защиты записи и не доступны для изменения без вскрытия счетчика.

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

– E-09 - ошибка КС метрологически не значимой части ПО;
– E-15 - ошибка КС метрологически значимой части ПО;
– E-10 - ошибка КС массива калибровочных коэффициентов.

Идентификационные характеристики ПО счетчика приведены в таблице 13. Номер версии ПО состоит из трех полей. Каждое поле содержит два символа:

– первой поле – код устройства (21 – TE2000);
– второе поле – номер версии метрологически значимой части ПО (00);
– 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.

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

Таблица 13 – 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 ПО	CRC 16 ModBus RTU

Метрологические и технические характеристики

Таблица 14 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	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	 $0{,}001I_{ном}$ $0{,}004I_{б}$
Номинальные напряжения, В	3×(57,7-115)/(100-200) или 3×(120-230)/(208-400)
Максимальный ток, А, счетчиков: - трансформаторного включения в течение 0,5 с - непосредственного включения в течение 10 мс	 $20I_{макс}$ $30I_{макс}$
Установленный рабочий диапазон напряжений, В, счетчиков с $U_{ном}$: – 3×(57,7-115)/(100-200) В – 3×(120-230)/(208-400) В	 от $0{,}8U_{ном}$ до $1{,}2U_{ном}$ 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), δР, счетчиков: 1) трансформаторного включения класса точности 0,5S: при $0{,}05I_{ном} \le I \le I_{макс}$, cosφ=1 при $0{,}05I_{ном} \le I \le I_{макс}$, cosφ=0,5 при $0{,}01I_{ном} \le I < 0{,}05I_{ном}$, cosφ=1	 ±0,5 ±0,6 ±1,0

Продолжение таблицы 14

Наименование характеристики	Значение
при $0,02I_{ном} \le I < 0,05I_{ном}$, cosφ=0,5	±1,0
при $0,05I_{ном} \le I \le I_{макс}$, cosφ=0,25	±1,0
2) непосредственного включения класса точности 1:	
при $0,1I_б \le I \le I_{макс}$, cosφ=1, cosφ=0,5	±1,0
при $0,05I_б \le I < 0,1I_б$, cosφ=1	±1,5
при $0,1I_б \le I \le I_{макс}$ cosφ=0,25	±1,5
– реактивной мощности (прямого и обратного направления при активной, индуктивной и емкостной нагрузках), δ_Q, счетчиков:	
1) трансформаторного включения класса точности 1:	
при $0,05I_{ном} \le I \le I_{макс}$, sinφ=1, sinφ=0,5	±1,0
при $0,01I_{ном} \le I < 0,05I_{ном}$, sinφ=1	±1,5
при $0,02I_{ном} \le I < 0,05I_{ном}$, sinφ=0,5	±1,5
при $0,05I_{ном} \le I \le I_{макс}$, sinφ=0,25	±1,5
2) непосредственного включения класса точности 1:	
при $0,1I_б \le I \le I_{макс}$, sinφ=1, sinφ=0,5	±1,0
при $0,05I_б \le I < 0,1I_б$, sinφ=1	±1,5
– при $0,1I_б \le I \le I_{макс}$, sinφ=0,25	±1,5
– полной мощности, δ_S, (аналогично реактивной мощности);	δ_Q
– мощности активных потерь, $\delta_{Pп}$	(2δi + 2δu)
– мощности реактивных потерь, $\delta_{Qп}$	(2δi + 4δu)
– активной энергии и мощности с учетом потерь (прямого и обратного направления), $\delta_{P \pm Pп}$	$\left(\delta_P \cdot \frac{P}{P \pm P_п} + \delta_{Pп} \cdot \frac{P_п}{P \pm P_п}\right)$
– реактивной энергии и мощности с учетом потерь (прямого и обратного направления), $\delta_{Q \pm Qп}$	$\left(\delta_Q \cdot \frac{Q}{Q \pm Q_п} + \delta_{Qп} \cdot \frac{Q_п}{Q \pm Q_п}\right)$
– коэффициента активной мощности, δkp	(δp+δs)
– коэффициента реактивной мощности, δkQ	(δQ+δs)
– коэффициента реактивной мощности, δktg	(δQ+δp)
– Средний температурный коэффициент в диапазоне температур от -40 до +70 °С, %/К, при измерении:	
– активной энергии и мощности	
1) трансформаторного включения	
– при $0,05I_{ном} \le I \le I_{макс}$, cosφ=1	0,03
– при $0,05I_{ном} \le I \le I_{макс}$, cosφ=0,5	0,05
2) непосредственного включения	
– при $0,1I_б \le I \le I_{макс}$, cosφ=1	0,05
– при $0,2I_б \le I \le I_{макс}$, cosφ=0,5	0,07
– реактивной энергии и мощности трансформаторного (непосредственного) включения	
– при $0,05I_{ном} \le I \le I_{макс}$ $(0,1I_б \le I \le I_{макс})$, sinφ=1	0,05
– при $0,05I_{ном} \le I \le I_{макс}$ $(0,2I_б \le I \le I_{макс})$, sinφ=0,5	0,07

Продолжение таблицы 14

Наименование характеристики	Значение
– 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 (U_A, U_B, U_C) - фазного напряжения основной частоты ($U_{A(1)}$, $U_{B(1)}$, $U_{C(1)}$) - междуфазного напряжения (U_{AB}, U_{BC}, U_{CA}) - междуфазного напряжения основной частоты ($U_{AB(1)}$, $U_{BC(1)}$, $U_{CA(1)}$) - напряжения прямой последовательности (U_1)	от $0{,}8U_{ном\ н}$ до $1{,}2U_{ном\ в}$ *
Пределы допускаемой относительной погрешности измерения среднеквадратического значения напряжения для счетчиков трансформаторного (непосредственного) включения, %	±0,4 (±0,5)
Диапазон измерения положительного отклонения среднеквадратического значения напряжения ($\delta U_{(+)}$), %	от 0 до +20
Диапазон измерения отрицательного отклонения среднеквадратического значения напряжения ($\delta U_{(-)}$), %	от 0 до +20**
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 трансформаторного (непосредственного) включения (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 (Δtп), с	от 0,02 до 60

Продолжение таблицы 14

Наименование характеристики	Значение
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерения длительности провала напряжения, с	±0,02
Диапазон измерения глубины провала напряжения (δUп), %,	от 10 до 20***
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерения глубины провала напряжения, %	±1,0
Диапазон измерения длительности временного перенапряжения (Δtпер u), с	от 0,02 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 -40 до +70 °С, δtд, %	$0{,}05\delta_д(t-t_{23})$****
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 -40 до +70 °С – в выключенном состоянии в диапазоне температур от -40 до +70 °С	 ±0,1 ±0,22
Постоянная счетчика, имп/(кВт·ч), имп/(квар·ч), для счетчиков: режим испытательных выходов (А)	
3×(57,7-115)/(100-200) В, 1(2) А	25000
3×(57,7-115)/(100-200) В, 5(10) А	5000
3×(120-230)/(208-400) В, 1(2) А	6250
3×(120-230)/(208-400) В, 5(10) А	1250
3×(120-230)/(208-400) В, 5(80) А	250
3×(120-230)/(208-400) В, 5(100) А	200
режим испытательных выходов (В)	
3×(57,7-115)/(100-200) В, 1(2) А	800000
3×(57,7-115)/(100-200) В, 5(10) А	160000
3×(120-230)/(208-400) В, 1(2) А	200000
3×(120-230)/(208-400) В, 5(10) А	40000
3×(120-230)/(208-400) В, 5(80) А	8000
3×(120-230)/(208-400) В, 5(100) А	6400
Нормальные условия измерений: – температура окружающего воздуха, °С – относительная влажность, % – атмосферное давление, кПа	 23±2 от 30 до 80 от 84 до 106
* при резервном питании от $0{,}1U_{ном\ н}$ до $1{,}2U_{ном\ в}$; ** при резервном питании от 0 до 90 % *** при резервном питании диапазон измерения глубины провалов от 10 до 100 %; **** где δд – пределы допускаемой основной погрешности измеряемой величины, t – температура рабочих условий, t_{23} – температура 23 °С	

Таблица 15 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Полная мощность, потребляемая каждой последовательной цепью, В·А, не более	0,1
Активная (полная) мощность, потребляемая каждой параллельной цепью напряжения, для счетчиков без встроенного модуля, Вт (В·А), не более: – при 57,7 В – при 115 В и 120 В – при 230 В	 0,5 (0,8) 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 и 120 В при 230 В	 1,2 (1,7) 1,5 (2,5) [7]* 2,0 (3,0) [10]*
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, с, менее	5
Жидкокристаллический индикатор: – число индицируемых разрядов – цена единицы младшего разряда при отображении энергии нарастающего итога, 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 (фиксированная), бит/с – скорость обмена по порту RS-485, бит/с – – скорость обмена по радиоканалу, бит/с	 9600 38400, 28800, 19200, 9600, 4800, 2400, 1200, 600, 300; 38400
Скорость передачи данных в электрической сети, модуляция DCSK, бит/с	2400
– Характеристики цифровых входов: – количество цифровых входов – напряжение присутствия сигнала, В – напряжение отсутствия сигнала, В	 2 от 4 до 30 от 0 до 1,5
Характеристики испытательных выходов: – количество испытательных изолированных конфигурируемых выходов	2

Продолжение таблицы 15

Наименование характеристики	Значение
– максимальное напряжение в состоянии «разомкнуто», В	30
– максимальный ток в состоянии «замкнуто», мА	50
– выходное сопротивление:	
– в состоянии «разомкнуто», кОм, не менее	50
– в состоянии «замкнуто», Ом, не более	200
Сохранность данных при прерываниях питания, лет:	
– информации, более	40
– внутренних часов (питание от батареи), не менее	16
Защита информации	пароли двух уровней доступа, отдельный пароль для управления нагрузкой и аппаратная защита памяти метрологических коэффициентов
Самодиагностика	циклическая, непрерывная
Условия эксплуатации счетчиков внутренней установки:	
– температура окружающего воздуха, °С	от -40 до +70
– относительная влажность при +30 °С, %	до 90
– атмосферное давление, кПа (мм рт. ст.)	от 70 до 106,7 (от 537 до 800)
Условия эксплуатации счетчиков наружной установки:	
– температура окружающего воздуха, °С	от -40 до +70
– относительная влажность при +25 °С, %	до 100
– атмосферное давление, кПа (мм рт. ст.)	от 70 до 106,7 (от 537 до 800)
Степень защищенности корпуса от проникновения воды и внешних твердых предметов ГОСТ 14254-2015	
– счетчиков внутренней установки и на DIN-рейку	IP51
– счетчиков наружной установки	IP55
Габаритные размеры, мм, не более:	
– счетчиков внутренней установки	
высота	289
длина	170
ширина	91
– счетчиков наружной установки	
высота	198
длина	256
ширина	122
– счетчиков наружной установки со швеллером крепления на опоре	350
высота	256
длина	130
ширина	
– счетчиков установки на DIN-рейку	
высота	150
длина	198
ширина	70
– Масса, кг, не более	
– счетчика внутренней установки	1,8
– счетчика наружной установки	2,0
– счетчика для установки на DIN-рейку	1,1
* в квадратных скобках значения для счетчиков с PLC-модемом	

Таблица 16 – Показатели надежности

Наименование характеристики	Значение
Средняя наработка до отказа, ч	220000
Средний срок службы, лет	30
Время восстановления, ч	2

Знак утверждения типа

наносится на панели счетчиков методом офсетной печати или лазерной маркировки и в эксплуатационной документации на титульных листах типографским способом.

Комплектность средства измерения

Таблица 17 – Комплект счетчиков

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
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

Продолжение таблицы 17

Обозначение документа	Наименование и условное обозначение	Кол.
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/.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в эксплуатационном документе ФРДС.411152.007РЭ «Счетчик электрической энергии многофункциональный ТЕ2000. Руководство по эксплуатации. Часть 1». Раздел 2 Описание счетчика и принципа его работы.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

ГОСТ 31818.11-2012 Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Общие требования. Испытания и условия испытаний. Часть 11. Счетчики электрической энергии

ГОСТ 31819.21-2012 Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 21. Статические счетчики активной энергии классов точности 1 и 2

ГОСТ 31819.22-2012 Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 22. Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S

ГОСТ 31819.23-2005 Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Статические счетчики реактивной энергии

ГОСТ 30804.4.30-2013 Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Методы измерений показателей качества электрической энергии

ФРДС.411152.007ТУ «Счетчики электрической энергии многофункциональные ТЕ2000. Технические условия»

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «ТехноЭнерго»
(ООО «ТЭ»)
ИНН 5261055814
Юридический адрес: 603152, г. Нижний Новгород, ул. Кемеровская, д. 3
Телефон (факс) (831) 218-04-50
Web-сайт: https://te-nn.ru/
E-mail: info@te-nn.ru

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «ТехноЭнерго»
(ООО «ТЭ»)
ИНН 5261055814
Адрес: 603152, г. Нижний Новгород, ул. Кемеровская, д. 3
Телефон (факс) (831) 218-04-50
Web-сайт: https://te-nn.ru/
E-mail: info@te-nn.ru

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Нижегородской области»
(ФБУ «Нижегородский ЦСМ»)
Адрес: 603950, Россия, г. Нижний Новгород, ул. Республиканская, д. 1
Телефон 8-800-200-22-14
Web-сайт: www.nncsm.ru
E-mail: mail@nncsm.ru
Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц 30011-13

Заместитель
Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

Подлинник электронного документа, подписанного ЭП, хранится в системе электронного документооборота Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии

СВЕДЕНИЯ О СЕРТИФИКАТЕ ЭП

Сертификат: 316B076EA979CDFD7618B7011C5621C3
Кому выдан: Лазаренко Евгений Русланович
Действителен: с 13.01.2026 до 08.04.2027

Е.Р.Лазаренко

М.п

«16» июня 2026 г.