

Алматы (7273)495-231	Иваново (4932)77-34-06	Магнитогорск (3519)55-03-13	Пермь (342)205-81-47	Тверь (4822)63-31-35
Ангарск (3955)60-70-56	Ижевск (3412)26-03-58	Москва (495)268-04-70	Ростов-на-Дону (863)308-18-15	Тольятти (8482)63-91-07
Архангельск (8182)63-90-72	Иркутск (395)279-98-46	Мурманск (8152)59-64-93	Рязань (4912)46-61-64	Томск (3822)98-41-53
Астрахань (8512)99-46-04	Казань (843)206-01-48	Набережные Челны (8552)20-53-41	Самара (846)206-03-16	Тула (4872)33-79-87
Барнаул (3852)73-04-60	Калининград (4012)72-03-81	Нижний Новгород (831)429-08-12	Саранск (8342)22-96-24	Тюмень (3452)66-21-18
Белгород (4722)40-23-64	Калуга (4842)92-23-67	Новокузнецк (3843)20-46-81	Санкт-Петербург (812)309-46-40	Ульяновск (8422)24-23-59
Благовещенск (4162)22-76-07	Кемерово (3842)65-04-62	Ноябрьск (3496)41-32-12	Саратов (845)249-38-78	Улан-Удэ (3012)59-97-51
Брянск (4832)59-03-52	Киров (8332)68-02-04	Новосибирск (383)227-86-73	Севастополь (8692)22-31-93	Уфа (347)229-48-12
Владивосток (423)249-28-31	Коломна (4966)23-41-49	Омск (3812)21-46-40	Симферополь (3652)67-13-56	Хабаровск (4212)92-98-04
Владикавказ (8672)28-90-48	Кострома (4942)77-07-48	Орел (4862)44-53-42	Смоленск (4812)29-41-54	Чебоксары (8352)28-53-07
Владимир (4922)49-43-18	Краснодар (861)203-40-90	Оренбург (3532)37-68-04	Сочи (862)225-72-31	Челябинск (351)202-03-61
Волгоград (844)278-03-48	Красноярск (391)204-63-61	Пенза (8412)22-31-16	Ставрополь (8652)20-65-13	Череповец (8202)49-02-64
Вологда (8172)26-41-59	Курск (4712)77-13-04	Петрозаводск (8142)55-98-37	Сургут (3462)77-98-35	Чита (3022)38-34-83
Воронеж (473)204-51-73	Курган (3522)50-90-47	Псков (8112)59-10-37	Сыктывкар (8212)25-95-17	Якутск (4112)23-90-97
Екатеринбург (343)384-55-89	Липецк (4742)52-20-81		Тамбов (4752)50-40-97	Ярославль (4852)69-52-93

Россия +7(495)268-04-70

Казахстан +7(7172)727-132

Киргизия +996(312)96-26-47

www.tenn.nt-rt.ru || tfn@nt-rt.ru

Описание типа средств измерений на счетчики электрической энергии многофункциональные ТЕ3000 компании **ТЕХНОЭНЕРГО**

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ

Счетчики электрической энергии многофункциональные – измерители ПКЭ ТЕ3000

Назначение средства измерений

Счетчики электрической энергии многофункциональные – измерители ПКЭ ТЕ3000 (далее счетчики) предназначены:

- для измерения и многотарифного учета активной и реактивной энергии в двух направлениях и четырехквadrантной реактивной энергии (восемь каналов учета);
- для измерения и учета не тарифицированной активной и реактивной энергии с учетом потерь в линии электропередачи и силовом трансформаторе и энергии в каждой фазе сети;
- для измерения параметров трехфазной электрической сети;
- для измерения и непрерывного мониторинга параметров качества электрической энергии (ПКЭ) и ведения статистики показателей качества с формированием суточных протоколов.

Описание средства измерений

Принцип действия счетчиков электрической энергии многофункциональных – измерителей ПКЭ ТЕ3000 основан на цифровой обработке входных аналоговых сигналов с применением алгоритма быстрого преобразования Фурье. Измерительная часть счетчиков выполнена на основе многоканального аналого-цифрового преобразователя (АЦП).

АЦП осуществляет выборки мгновенных значений величин напряжения и тока параллельно по шести каналам измерения, преобразование их в цифровой код и передачу по скоростному последовательному каналу микроконтроллеру.

Микроконтроллер, по выборкам мгновенных значений одного из каналов напряжения, вычисляет значение периода основной частоты сигнала. В измерительном окне, равном одному периоду сигнала, с использованием алгоритма быстрого преобразования Фурье (БПФ), вычисляется комплексный спектр входных сигналов по каналам напряжения и тока (формулы (1), (2))

$$\dot{U} = \text{БПФ}(u) , \quad (1)$$

$$\dot{I} = \text{БПФ}(i) , \quad (2)$$

где u, i - массивы выборок мгновенных значений напряжений и токов;

\dot{U}, \dot{I} - массивы комплексных спектральных составляющих напряжений и токов.

На основании спектральных составляющих вычисляются значения активной, реактивной и полной мощности (формулы (3) – (5)), которые используются для подсчета активной и реактивной энергии. Так же на одном периоде сигнала измеряются мгновенные значения параметров трехфазной сети с программируемым временем усреднения.

$$\dot{S} = \dot{U} \cdot \dot{I}^* , \quad (3)$$

$$P = \sum_{i=1}^{40} \text{Re}(\dot{S}) , \quad (4)$$

$$Q = \sum_{i=1}^{40} \text{Im}(\dot{S}) \quad (5)$$

Для измерения параметров сети и показателей качества электрической энергии (ПКЭ) по ГОСТ 30804.4.30-2013, ГОСТ 30804.4.7-2013 вычисляется комплексный спектр входных сигналов в измерительном окне, равном десяти периодам основной частоты. При этом расстояние между спектральными составляющими составляет 1/10 частоты основной гармоники. По спектру сигналов рассчитываются:

- среднеквадратические значения напряжений и токов по формулам (6), (7);
- среднеквадратические значения напряжений n-ой гармонической и m-ой интергармонической составляющей (n=2-40, m=1-39) по формулам (8), (9);
- коэффициенты гармонических и интергармонических составляющих напряжений по формулам (10), (11);
- суммарные коэффициенты гармонических составляющих напряжений по формуле (12);
- коэффициенты несимметрии по обратной и нулевой последовательностям по формулам (13), (14).

$$U_{\text{скз}} = \sqrt{\sum_{i=1}^{400} U_i^2}, \quad (6)$$

$$I_{\text{скз}} = \sqrt{\sum_{i=1}^{400} I_i^2}, \quad (7)$$

$$U_{(n)} = \sqrt{U_{n \times 10 - 1}^2 + U_{n \times 10}^2 + U_{n \times 10 + 1}^2}, \quad (8)$$

$$U_{\text{isg}(m)} = \sqrt{U_{m \times 10 + 2}^2 + \dots + U_{m \times 10 + 8}^2}, \quad (9)$$

$$K_{U(n)} = \frac{U_{(n)}}{U_{(1)}}, \quad (10)$$

$$K_{U_{\text{isg}(n)}} = \frac{U_{\text{isg}(n)}}{U_{(1)}}, \quad (11)$$

$$K_U = \sqrt{\frac{\sum_{n=2}^{40} U_{(n)}^2}{U_{(1)}^2}}, \quad (12)$$

$$K_{2U} = \frac{U_2}{U_1}, \quad (13)$$

$$K_{0U} = \frac{U_0}{U_1}, \quad (14)$$

где i – номер спектральной составляющей;
 $U(n)$ – среднеквадратическое значение n-ой гармонической составляющей напряжения;
 n – номер гармонической составляющей;
 10 – число периодов основной частоты в измерительном окне (для систем электропитания с частотой 50 Гц);
 $U_{\text{isg}(m)}$ – среднеквадратическое значение m-ой интергармонической составляющей напряжения;
 m – номер интергармонической составляющей;
 $U(1)$ – среднеквадратическое значение напряжения основной частоты;
 K_U – суммарный коэффициент гармонических составляющих напряжения;
 U_1, U_2, U_0 – среднеквадратическое значение напряжений прямой, обратной и нулевой последовательностей соответственно.

Расчет параметров, связанных с током, производится аналогично описанному выше.

Вычисление активной и реактивной мощности потерь в каждой фазе производится на

основе измерений текущих значений напряжений и токов в каждой фазе сети по формулам (15), (16)

$$P_{\Pi} = \left(\frac{I}{I_H}\right)^2 \cdot P_{\text{п.л.ном}} + \left(\frac{I}{I_H}\right)^2 \cdot P_{\text{п.н.ном}} + \left(\frac{U}{U_H}\right)^2 \cdot P_{\text{п.хх.ном}}, \quad (15)$$

$$Q_{\Pi} = \left(\frac{I}{I_H}\right)^2 \cdot Q_{\text{п.л.ном}} + \left(\frac{I}{I_H}\right)^2 \cdot Q_{\text{п.н.ном}} + \left(\frac{U}{U_H}\right)^4 \cdot Q_{\text{п.хх.ном}}, \quad (16)$$

где I - среднеквадратическое значение тока;
 U - среднеквадратическое значение фазного напряжения;
 $P_{\text{п.л.ном}}$ - номинальная активная мощность потерь в линии электропередачи;
 $P_{\text{п.н.ном}}$ - номинальная активная мощность нагрузочных потерь в силовом трансформаторе;
 $P_{\text{п.хх.ном}}$ - номинальная активная мощность потерь холостого хода в силовом трансформаторе;
 $Q_{\text{п.л.ном}}$ - номинальная реактивная мощность потерь в линии электропередачи;
 $Q_{\text{п.н.ном}}$ - номинальная реактивная мощность нагрузочных потерь в силовом трансформаторе;
 $Q_{\text{п.хх.ном}}$ - 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 номинальном напряжении счетчика.

Счетчик является двунаправленным измерителем и измеряет проекции вектора полной мощности на активную и реактивную оси круга мощностей, приведенного на рисунке 1. 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).

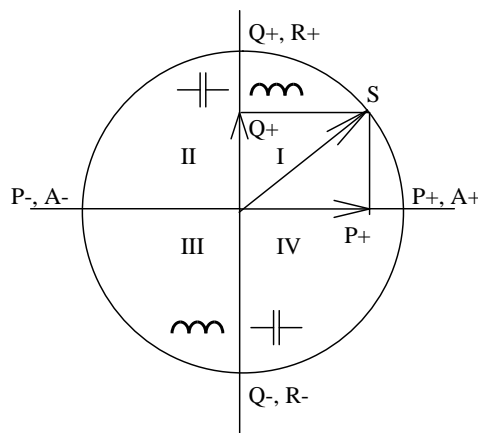


Рисунок 1 – Круг мощностей

Кроме того, счетчик ведет учет реактивной энергии в каждом квадранте, образуя еще четыре канала учета:

- реактивной энергии 1-го квадранта $R1$;

- реактивной энергии 2-го квадранта R2;
- реактивной энергии 3-го квадранта R3;
- реактивной энергии 4-го квадранта R4;

При этом:

- сумма R1+R2 соответствует реактивной энергии прямого направления R+;
- сумма R3+R4 соответствует реактивной энергии обратного направления R-.

Знаки однофазных измерений активной и реактивной мощности всегда соответствуют реальному направлению потока мощности в каждой фазе сети, если счетчики включены по схемам, приведенным в руководстве по эксплуатации часть 1 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 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 в обратном направлении (конфигурируемый);
- однонаправленный реверсный режим измерения активной и реактивной энергии и мощности (по модулю) 3 канала 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 значениям активной и реактивной мощности трехфазной системы формируются импульсы телеметрии на двух конфигурируемых испытательных выходах счетчика. Импульсы телеметрии имеют максимальную длительность 150 мс, а частота их следования пропорциональна соответствующей мощности.

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 $P_{\Sigma}=P\pm P_{п}$, $Q_{\Sigma}=Q\pm Q_{п}$, 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.

Счетчики выпускаются в различных модификациях, которые отличаются классом точности, номинальными напряжениями, номинальными токами, наличием интерфейса Ethernet и типом установленного сменного дополнительного интерфейсного модуля. Варианты исполнения счетчиков приведены в таблице 5. Варианты исполнения сменных дополнительных интерфейсных модулей приведены в таблице 6.

Таблица 5 – Варианты исполнения счетчиков

Условное обозначение счетчика	Номинальный (максимальный) ток, А	Номинальное напряжение, В	Класс точности измерения активной/реактивной энергии	Наличие интерфейса Ethernet	Вариант исполнения	
ТЕ3000.00	5(10)	3×(57,7-115)/ (100-200)	0,2S/0,5	есть	ФРДС.411152.005 -01	
ТЕ3000.01	5(10)		0,5S/1,0	есть		
ТЕ3000.02	5(10)		0,2S/0,5	нет		-02
ТЕ3000.03	5(10)		0,5S/1,0	нет		-03
ТЕ3000.04	5(10)	3×(120-230)/ (208-400)	0,2S/0,5	есть	-04	
ТЕ3000.05	5(10)		0,5S/1,0	есть		-05
ТЕ3000.06	5(10)		0,2S/0,5	нет		-06
ТЕ3000.07	5(10)		0,5S/1,0	нет		-07
ТЕ3000.08	1(2)	3×(57,7-115)/ (100-200)	0,2S/0,5	есть	-08	
ТЕ3000.09	1(2)		0,5S/1,0	есть		-09
ТЕ3000.10	1(2)		0,2S/0,5	нет		-10
ТЕ3000.11	1(2)		0,5S/1,0	нет		-11
ТЕ3000.12	1(2)	3×(120-230)/ (208-400)	0,2S/0,5	есть	-12	
ТЕ3000.13	1(2)		0,5S/1,0	есть		-13
ТЕ3000.14	1(2)		0,2S/0,5	нет		-14
ТЕ3000.15	1(2)		0,5S/1,0	нет		-15

Таблица 6 – Типы устанавливаемых сменных дополнительных интерфейсных модулей

Условное обозначение модуля	Наименование
01	Коммуникатор GSM ТЕ101.02.01, С-1.02.01 (сеть 2G)
02	Модем PLC М-2.01(Т).01 (однофазный)
03	Модем PLC М-2.01(Т).02 (трехфазный)
04	Коммуникатор 3G ТЕ101.03.01, С-1.03.01 (сеть 2G+3G)
05	Модем Ethernet М-3.01(Т).ZZ
06	Модем ISM М-4.01(Т).ZZ (430 МГц)
07	Модем ISM М-4.02(Т).ZZ (860 МГц)
08	Модем ISM М-4.03(Т).ZZ (2400 МГц)
09	Модем оптический М-5.01(Т).ZZ
10	Коммуникатор Wi-Fi ТЕ102.01.ZZ, С-2.01.ZZ
11	Коммуникатор 4G ТЕ101.04.01, С-1.04.01 (сеть 2G+3G+4G)
12	Коммуникатор 4G ТЕ101.04.01/1, С-1.04.01/1 (сеть 2G+4G)
13	Коммуникатор NBIoT ТЕ101.01.01 (сеть 2G+4G NBIoT)
14	Коммуникатор NBIoT ТЕ101.01.01/1 (сеть 4G только NBIoT)
15	Модем LoRaWAN М-6(Т).ZZ.ZZ
16	Модем Bluetooth М-7(Т).ZZ.ZZ

Продолжение таблицы 6

Условное обозначение модуля	Наименование
<p>Примечания</p> <p>1 ZZ – вариант исполнения интерфейсного модуля</p> <p>2 В счетчики могут устанавливаться дополнительные интерфейсные модули, не приведенные в таблице 3 со следующими характеристиками:</p> <ul style="list-style-type: none"> – 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). 	

Счетчики, независимо от варианта исполнения, имеют два интерфейса RS-485, оптический интерфейс и блок резервного питания. Все интерфейсы независимые, равноприоритетные и гальванически изолированы друг от друга и силовой сети.

Запись счетчика при его заказе и в конструкторской документации другой продукции должна содержать: наименование «Счётчик электрической энергии многофункциональный – измеритель ПКЭ», условное обозначения счетчика, условное обозначение устанавливаемого дополнительного интерфейсного модуля и номера технических условий. Пример записи счётчика - «Счётчик электрической энергии многофункциональный - измеритель ПКЭ ТЕ3000.ХХ.УУ ФРДС.411152.005ТУ». Где ХХ – вариант исполнения счетчика в соответствии с таблицей 5. УУ – условное обозначение дополнительного интерфейсного модуля в соответствии с таблицей 6. Если в счетчик не устанавливается дополнительный сменный интерфейсный модуль, то поле УУ должно оставаться пустым.

Подключение счетчиков к сети производится через измерительные трансформаторы напряжения и тока. Счетчики с номинальным напряжением $3 \times (57,7-115) / (100-200)$ В могут использоваться на подключениях с номинальными фазными напряжениями из ряда: 57,7; 63,5; 100; 110; 115 В. Счетчики с номинальным напряжением $3 \times (120-230) / (208-400)$ 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.

Тарификация и архивы учтенной энергии

Счетчики ведут многотарифный учет активной и реактивной энергии прямого и обратного направления и четырехквadrантной реактивной энергии в восьми тарифных зонах (тарифы Т1-Т8 и сумма по всем тарифам), по восьми типам дней (понедельник, вторник, среда, четверг, пятница, суббота, воскресенье, 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.

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.

Счетчик ведет нетарифицированный отдельный учет энергии (активной в двух направлениях и четырехквadrантной реактивной энергии) по каждой фазе сети, 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. При этом формируются следующие архивы учтенной энергии, доступные через интерфейсы связи:

- всего от сброса (нарастающий итог);
- за текущий год и 9 предыдущих лет;

- на начало текущего года и 10 предыдущих лет;
- за текущий месяц и 35 предыдущих месяцев;
- на начало текущего месяца и 36 предыдущих месяцев;
- за текущие сутки и 123 предыдущих суток;
- на начало текущих суток и 124 предыдущих суток.

Профили мощности нагрузки

Счетчики ведут два базовых четырехканальных независимых массива профиля мощности с программируемым временем интегрирования от 1 до 60 минут для активной и реактивной мощности прямого и обратного направления (четыре канала в каждом массиве). Если счетчики используются на подключениях с номинальными напряжениями $3 \times (100-115/173-200)$ В, то время интегрирования может программироваться только в диапазоне от 1 до 30 минут.

Каждый базовый 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 каждого базового массива профиля составляет:

- 114 суток при времени интегрирования 30 минут;
- 170 суток при времени интегрирования 60 минут.

Счетчики, наряду с двумя базовыми массивами профиля мощности нагрузки, ведут два независимых массива профиля параметров (далее - расширенные массивы профиля или 3-й и 4-й массивы профиля) с программируемым временем интегрирования от 1 до 60 минут. Каждый расширенный массив профиля может 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 типы профилируемых параметров выбираться из таблиц 7 и 8 (кроме коэффициентов мощности, даты и времени). Кроме того, в расширенных массивах могут профилироваться все четыре мощности, как и в базовых массивах без ограничений по времени интегрирования для структур данных 02, 04 - 06.

Таблица 7 – Типы профилируемых параметров для расширенного массива профиля

Наименование параметра	Обозначение
Напряжение в фазе 1	U_1
Напряжение в фазе 2	U_2
Напряжение в фазе 3	U_3
Напряжение прямой последовательности	$U_{1(1)}$
Суммарный коэффициент гармонических составляющих напряжения в фазе 1	Ku_1
Суммарный коэффициент гармонических составляющих напряжения в фазе 2	Ku_2
Суммарный коэффициент гармонических составляющих напряжения в фазе 3	Ku_3
Коэффициент несимметрии напряжения по нулевой последовательности	K_{0U}
Межфазное напряжение между фазами 1 и 2	U_{12}
Межфазное напряжение между фазами 2 и 3	U_{23}
Межфазное напряжение между фазами 3 и 1	U_{31}
Коэффициент несимметрии напряжения по обратной последовательности	K_{2U}
Суммарный коэффициент гармонических составляющих напряжения между фазами 1 и 2	Ku_{12}
Суммарный коэффициент гармонических составляющих напряжения между фазами 2 и 3	Ku_{23}
Суммарный коэффициент гармонических составляющих напряжения между фазами 3 и 1	Ku_{31}
Частота сети	F
Ток в фазе 1	I_1
Ток в фазе 2	I_2
Ток в фазе 3	I_3
Ток нулевой последовательности	$I_{0(1)}$

Продолжение таблицы 7

Наименование параметра	Обозначение
Суммарный коэффициент гармонических составляющих тока в фазе 1	K_{I1}
Суммарный коэффициент гармонических составляющих тока в фазе 2	K_{I2}
Суммарный коэффициент гармонических составляющих тока в фазе 3	K_{I3}
Коэффициент несимметрии тока по нулевой последовательности	K_{0I}
Коэффициент несимметрии тока по обратной последовательности	K_{2I}
Температура внутри счетчика	T
Положительное отклонение фазного напряжения по фазе 1	$\delta U_{1(+)}$
Положительное отклонение фазного напряжения по фазе 2	$\delta U_{2(+)}$
Положительное отклонение фазного напряжения по фазе 3	$\delta U_{3(+)}$
Положительное отклонение междуфазного напряжения фаз 12	$\delta U_{12(+)}$
Положительное отклонение междуфазного напряжения фаз 23	$\delta U_{23(+)}$
Положительное отклонение междуфазного напряжения фаз 31	$\delta U_{31(+)}$
Положительное отклонение частоты	$\delta f_{(+)}$
Отрицательное отклонение частоты	$\delta f_{(-)}$
Отрицательное отклонение фазного напряжения по фазе 1	$\delta U_{1(-)}$
Отрицательное отклонение фазного напряжения по фазе 2	$\delta U_{2(-)}$
Отрицательное отклонение фазного напряжения по фазе 3	$\delta U_{3(-)}$
Отрицательное отклонение междуфазного напряжения фаз 12	$\delta U_{12(-)}$
Отрицательное отклонение междуфазного напряжения фаз 23	$\delta U_{23(-)}$
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 двенадцатисезонного 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 соответствующего массива профиля. 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 или датчики параметров, приведенных в таблице 8, с нормированными метрологическими характеристиками. Все измеряемые параметры сети доступны через интерфейсы связи и могут отображаться на индикаторе счетчика в режиме вспомогательных параметров с разрешающей способностью, приведенной в таблице 8.

Таблица 8 – Измеряемые параметры

Наименование параметра	Цена ед. мл. 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 $\cos \varphi$	0,001	
Коэффициент реактивной мощности $\sin \varphi$	0,001	
Коэффициент реактивной мощности $\operatorname{tg} \varphi$	0,01	

Продолжение таблицы 8

Наименование параметра	Цена ед. мл. раз-ряда индикатора	Примечание
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 нулевой последовательности, А	0,0001	
Частота сети, Гц	0,01	
Суммарный коэффициент гармонических составляющих токов, %	0,01	По каждой фазе сети
Коэффициент несимметрии тока по нулевой и обратной последовательностям, %	0,01	

Счетчики ведут измерение параметров показателей качества электроэнергии в соответствии с ГОСТ 30804.4.30-2013 для класса измерений S и ГОСТ 30804.4.7-2013 класса II. Измеряемые параметры, объединенные на интервале времени 3 секунды, приведены в таблице 7. Кроме параметров, приведенных в таблице 7, к измеряемым параметрам КЭ относятся:

- коэффициенты гармонических составляющих фазных, междуфазных напряжений и токов порядка n ($n=2-40$);
- коэффициенты интергармонических составляющих фазных, междуфазных напряжений и токов порядка n ($n=1-39$);
- характеристики провалов, прерываний напряжения и перенапряжений.

Счетчики ведут профиль ПКЭ по 40 параметрам, приведенным в таблице 5, объединенным на интервале времени 10 минут (по умолчанию).

Счетчики ведут непрерывный мониторинг ПКЭ в соответствии с ГОСТ 33073-2014 по следующим показателям:

- отклонение частоты;
- положительное и отрицательное отклонение фазных (или междуфазных) напряжений;
- суммарный коэффициент гармонических составляющих фазных (или междуфазных) напряжений;
- коэффициенты гармонических составляющих фазных (или междуфазных) напряжений порядка n ($n=2-40$);
- коэффициенты интергармонических составляющих фазных (или междуфазных) напряжений порядка n ($n=1-39$);
- коэффициенты несимметрии напряжения по обратной и нулевой последовательности;
- характеристики провалов, перенапряжений и прерываний напряжения.

Счетчики ведут суточные статистические таблицы ПКЭ с формированием протокола испытаний по ГОСТ 33073-2014 для каждых календарных суток, глубиной 40 суток.

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, и четырехквadrантной реактивной, в том числе и с учетом потерь);
- для формирования сигналов индикации превышения программируемого порога мощности (активной, реактивной, прямого и обратного направления);
- для формирования сигналов телеуправления;
- для проверки точности хода встроенных часов реального времени (только канал 0);
- для формирования сигнала управления нагрузкой по различным программируемым критериям (только выход канала 0).

В счетчиках функционируют два цифровых входа, 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 формировать сигнал управления нагрузкой на конфигурируемом испытательном выходе (канал 0) по различным программируемым критериям для целей управления нагрузкой внешним силовым отключающим устройством и могут работать в следующих режимах:

- в режиме ограничения мощности нагрузки;
- в режиме ограничения энергии за сутки;
- в режиме ограничения энергии за расчетный период;
- в режиме контроля напряжения сети;
- в режиме контроля температуры счетчика;
- в режиме управления нагрузкой по расписанию;
- в режиме управления нагрузкой по наступлению сумерек.

Указанные режимы могут быть разрешены или запрещены в любых комбинациях.

Независимо от установленных режимов, сигнал управления нагрузкой формируется по интерфейсной команде оператора.

Журналы счетчиков.

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

В журналах событий фиксируются времена начала/окончания событий. Каждое событие фиксируется в отдельном журнале. Перечень журналов и глубина хранения каждого журнала приведены в таблице 9.

Таблица 9 - Журналы событий

Название журнала событий	Глубина хранения	
	событий	записей
Журнал вскрытия крышки зажимов	100	50
Журнал перепрограммирования счетчика (фиксация факта связи со счетчиком, приведший к изменению данных)	50	50
Журнал вскрытия корпуса	100	50
Дата и время последнего программирования	1	1
Журнал неправильного чередования фаз	100	50
Журнал инициализации счетчика	100	100
Журнал сброса показаний	10	10
Журнал выключения/включения счетчика	100	50
Журнал выключения/включения фазы 1	100	50
Журнал выключения/включения фазы 2	100	50
Журнал выключения/включения фазы 3	100	50
Журнал перехода на резервное питание	100	50
Журнал отклонения коэффициента мощности от нормированного значения ($\text{tg } \varphi$)	100	50
Журнал воздействия повышенной магнитной индукции	100	50
Журнал наличия тока при отсутствии напряжения в фазе 1	40	20
Журнал наличия тока при отсутствии напряжения в фазе 2	40	20
Журнал наличия тока при отсутствии напряжения в фазе 3	40	20
Журнал коррекции тарифного расписания	10	10

Продолжение таблицы 9

Название журнала событий	Глубина хранения	
	событий	записей
Журнал коррекции расписания праздничных дней	10	10
Журнал коррекции расписания управления нагрузкой	50	50
Журнал коррекции списка перенесенных дней	10	10
Журнал коррекции расписания утренних и вечерних максимумов мощности	10	10
Журнал инициализации массива профиля 1,2,3,4 (4 журнала)	40	40
Журнал сброса максимумов по первому, второму и третьему массиву профиля (3 журнала)	30	30
Журнал несанкционированного доступа к счетчику	10	10
Журнал управления нагрузкой	50	50
Журнал изменения состояний выходов телеуправления и входов телесигнализации	100	100
Журнал изменений коэффициентов трансформации	10	10
Журнал изменений параметров измерителя качества	10	10
Журнал изменений параметров измерителя потерь	10	10
Журнал превышения максимального тока в фазах 1,2,3 (3 журнала)	120	60
Журнал обновления метрологически не значимой части ПО	20	20
Журнал перепрограммирования параметров счетчика по протоколу СЭТ	100	100
Журнал изменение знака направления активной мощности по фазе 1,2,3 (3 журнала)	300	150
Журнал времени калибровки счётчика	10	10
Журнал перепрограммирования параметров счетчика через протокол СПОДЭС	100	100
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 10.

Таблица 10 – Журналы ПКЭ

Название журнала ПКЭ	Глубина хранения	
	событий	записей
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
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
Журналы выхода/возврата за верхнюю и нижнюю границы ПДЗ напряжения прямой последовательности U1(1) (2 журнала)	200	100
Журналы выхода/возврата за верхнюю и нижнюю границы НДЗ напряжения прямой последовательности U1(1) (2 журнала)	200	100
Журналы выхода/возврата за верхнюю и нижнюю границы ПДЗ частоты сети. Отклонение частоты (2 журнала)	200	100

Продолжение таблицы 10

Название журнала ПКЭ	Глубина хранения	
	событий	записей
Журнал выхода/возврата за верхнюю и нижнюю границы НДЗ частоты сети. Отклонение частоты (2 журнала)	200	100
Время выхода/возврата за границу ПДЗ суммарного коэффициента гармонических составляющих фазных (фазы 1,2,3) и междуфазных (фазы 12, 23, 31) напряжений (6 журналов)	600	300
Время выхода/возврата за границу НДЗ суммарного коэффициента гармонических составляющих фазных (фазы 1,2,3) и междуфазных (фазы 12, 23, 31) напряжений (6 журналов)	600	300
Журнал выхода/возврата за границу ПДЗ коэффициента несимметрии напряжения по нулевой последовательности K0u	100	50
Журнал выхода/возврата за границу НДЗ коэффициента несимметрии напряжения по нулевой последовательности K0u	100	50
Журнал выхода/возврата за границу ПДЗ коэффициента несимметрии напряжения по обратной последовательности K2u	100	50
Журнал выхода/возврата за границу НДЗ коэффициента несимметрии напряжения по обратной последовательности K2u	100	50
Журнал положительного и отрицательного отклонения фазных или междуфазных напряжений за расчетный период	50	50
* ПДЗ – предельно допустимое значение (граница 100 %); НДЗ – нормально допустимое значение (граница 95 %)		

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 ведется статистическая таблица параметров провалов, прерываний напряжений 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 11.

Таблица 11 – Журналы провалов и перенапряжений

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

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.

В 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 удалось, то в слове состояния снимается флаг ошибки и измененное слово состояния записывается в статусный журнал

Устройство индикации.

Счетчики имеют жидкокристаллический индикатор с подсветкой (ЖКИ) для отображения учтенной энергии и измеряемых величин и три кнопки управления режимами индикации. Индикатор счетчика может работать 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.

Счетчики в режиме индикации текущих измерений позволяют отображать на табло ЖКИ текущее значение активной или реактивной учтенной энергии нарастающего итога, текущего направления по текущему тарифу.

Счетчики в режиме индикации основных параметров позволяют отображать на табло ЖКИ архивные данные:

– учтенную активную и реактивную энергию прямого и обратного направления и четырехквadrантную 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;
- на начало текущих и предыдущих суток.

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.

Счетчики в режиме индикации вспомогательных параметров позволяют отображать на индикаторе измеренные мгновенные значения физических величин, указанных в таблице 8.

Счетчики в режиме индикации технологических параметров позволяют отображать на индикаторе:

- версию программного обеспечения (ПО) счетчика (20.00.XX);
- контрольную сумму метрологически значимой части ПО (5C4F);
- производительность системы;
- размер свободной динамической памяти;
- короткий сетевой адрес счетчика.

Интерфейсы связи.

Счетчики имеют четыре равноприоритетных, независимых, гальванически изолированных интерфейса связи: оптический интерфейс (ГОСТ IEC 61107-2011), два интерфейса RS-485 и опционально интерфейс Ethernet.

В счетчики могут устанавливаться сменные дополнительные интерфейсные модули в соответствии с таблицей 6 для обеспечения удаленного доступа к интерфейсу RS-485 счетчика через соответствующие сети. При этом счетчик становится коммуникатором и к его интерфейсу RS-485 могут быть подключены другие счетчики объекта без дополнительных интерфейсных модулей, образуя локальную сеть объекта, с возможностью удаленного доступа к каждому счетчику объекта.

Счетчики через любой интерфейс связи обеспечивают возможность: дистанционного управления функциями, программирования (перепрограммирования) режимов и параметров, считывания параметров и данных.

Счетчики через любой интерфейс связи поддерживают следующие протоколы обмена:

- ModBus-подобный, СЭТ-4ТМ.02 - совместимый протокол;
- СПОДЭС (DLMS/COSEM) с транспортным уровнем HDLC;
- WRAPPER (DLMS/COSEM, СПОДЭС)
- ModBus RTU и ModBus TCP;
- Канальный пакетный протокол системы «Пирамида».

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

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

Защита от несанкционированного доступа

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

После установки на объект счетчики должны пломбироваться пломбами обслуживающей организации.

Кроме механического пломбирования в счетчиках предусмотрено электронное пломбирование корпуса счетчика и крышки зажимов. При этом факт и время вскрытия крышек фиксируется в соответствующих журналах событий счетчика.

Счетчики содержат измеритель магнитного поля на основе датчика с заявленными метрологическими характеристиками для фиксации факта, величины и времени воздействия на счетчик переменного или постоянного магнитного поля повышенной индукции внешнего происхождения, превышающей установленное пороговое значение. Время начала и окончания воздействия фиксируется в журнале событий счетчика, а факт воздействия индицируется на ЖКИ.

Общий вид счетчика, схема пломбирования от несанкционированного доступа и обозначение места нанесения знака поверки представлены на рисунке 1.

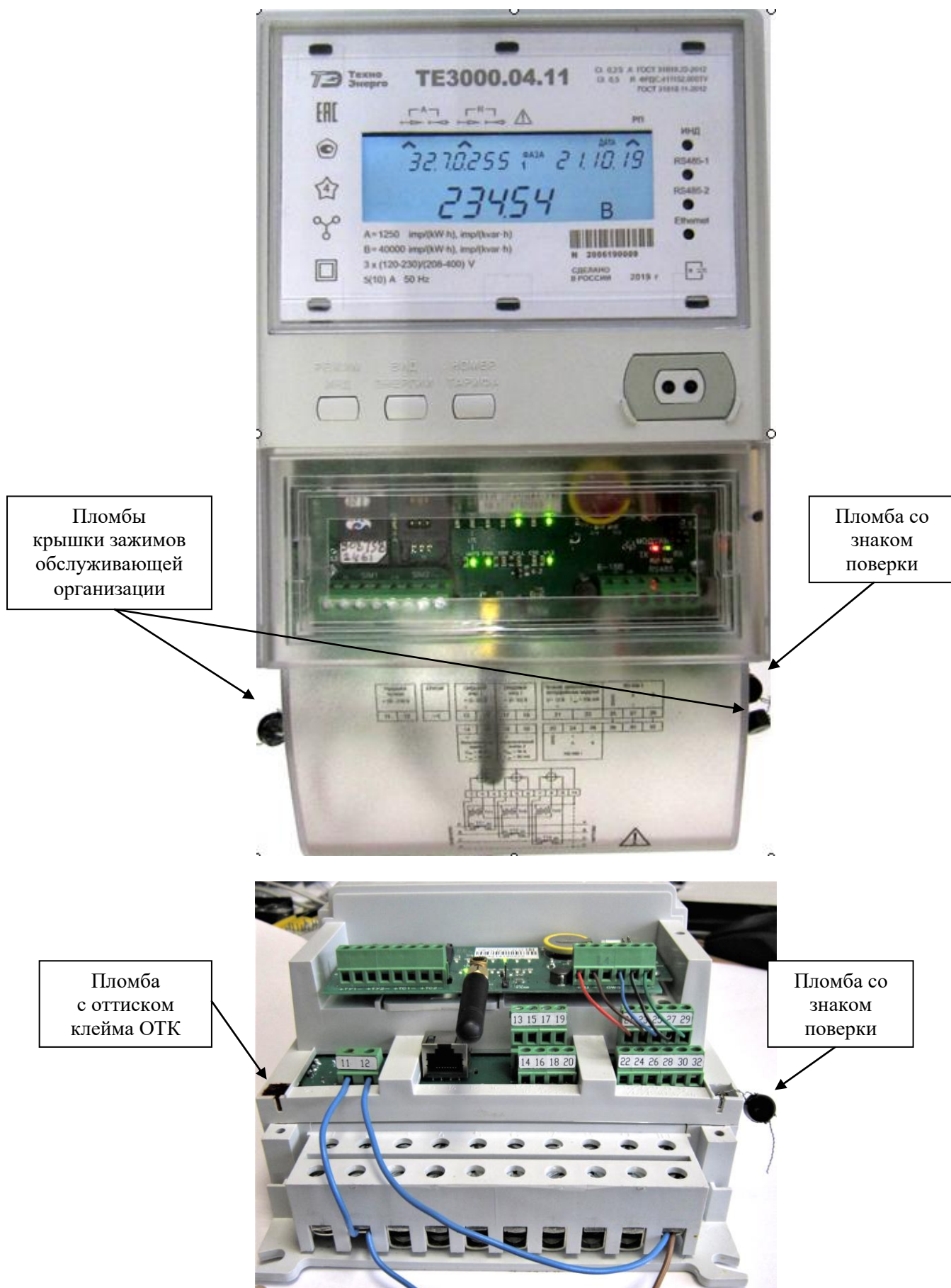


Рисунок 1 - Общий вид счетчика, схема пломбирования от несанкционированного доступа и обозначение места нанесения знака поверки

Программное обеспечение

Программное обеспечение (ПО) счетчиков 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 счетчиков.

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 контролируются системой диагностики счетчиков. Массивы калибровочных коэффициентов защищены аппаратной перемычкой защиты записи и не доступны для изменения без вскрытия счетчиков.

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.

Метрологические характеристики нормированы с учетом влияния программного обеспечения.

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

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

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

Таблица 12 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	te3000.hex
Номер версии (идентификационный номер) ПО	20.00.XX
Цифровой идентификатор ПО	5C4F
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения	CRC 16 ModBus RTU
Примечание - Номер версии ПО состоит из трех полей, каждое поле содержит два символа: - первое поле - код устройства (20 – TE3000); - второе поле – номер версии метрологически значимой части ПО; - третье поле – номер версии метрологически незначимой части ПО.	

Метрологические и технические характеристики

Таблица 13 - Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Класс точности при измерении в прямом и обратном направлении в соответствии с вариантом исполнения: – активной энергии по ГОСТ 31819.22-2012 – реактивной энергии – реактивной энергии по ГОСТ 31819.23-2012	0,2S или 0,5S; 0,5* 1,0
Номинальный (максимальный) ток ($I_{НОМ}/I_{МАКС}$), А	1 (2) или 5 (10)
Максимальный ток в течение 0,5 с, А	$20I_{МАКС}$
Стартовый ток (чувствительность) ($0,001I_{НОМ}$), мА	1 или 5
Номинальное напряжение ($U_{НОМ}$), В	$3 \times (57,7-115)/(100-200)$; $3 \times (120-230)/(208-400)$

Продолжение таблицы 11

Наименование характеристики	Значение
<p>Установленный рабочий диапазон напряжений от $0,8U_{ном}$ до $1,2U_{ном}$, В:</p> <ul style="list-style-type: none"> - для счетчиков с $U_{ном} 3 \times (57,7-115)/(100-200)$ В - для счетчиков с $U_{ном} 3 \times (120-230)/(208-400)$ В <p>Диапазон входных напряжений резервного источника питания (переменного или постоянного тока), В</p> <p>Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерения, %:</p> <ul style="list-style-type: none"> - активной мощности (прямого и обратного направления при активной, индуктивной и емкостной нагрузках в зависимости от класса точности 0,2S или 0,5S), δP при $0,05I_{ном} \leq I \leq I_{макс}$, $\cos\varphi=1$; при $0,05I_{ном} \leq I \leq I_{макс}$, $\cos\varphi=0,5$; при $0,01I_{ном} \leq I < 0,05I_{ном}$, $\cos\varphi=1$; при $0,02I_{ном} \leq I < 0,05I_{ном}$, $\cos\varphi=0,5$; при $0,05I_{ном} \leq I \leq I_{макс}$, $\cos\varphi=0,25$ - реактивной мощности (прямого и обратного направления при активной, индуктивной и емкостной нагрузках в зависимости от класса точности 0,5 или 1), δQ при $0,05I_{ном} \leq I \leq I_{макс}$, $\sin\varphi=1$; при $0,05I_{ном} \leq I \leq I_{макс}$, $\sin\varphi=0,5$; при $0,01I_{ном} \leq I < 0,05I_{ном}$, $\sin\varphi=1$; при $0,02I_{ном} \leq I < 0,05I_{ном}$, $\sin\varphi=0,5$; при $0,05I_{ном} \leq I \leq I_{макс}$, $\sin\varphi=0,25$; - полной мощности, δS (аналогично реактивной мощности) - коэффициента активной мощности, δk_p - коэффициента реактивной мощности, δk_Q - коэффициента реактивной мощности, δk_{tg} - мощности активных потерь, $\delta P_{п}$ - мощности реактивных потерь, $\delta Q_{п}$ - активной энергии и мощности с учетом потерь ($P+P_{п}$) прямого и обратного направления, $\delta_{P+P_{п}}$ - реактивной энергии и мощности с учетом потерь ($Q+Q_{п}$) прямого и обратного направления, $\delta_{Q+Q_{п}}$ 	<p>$3 \times (46-138)/(80-240)$; $3 \times (96-276)/(166-480)$</p> <p>от 90 до 276</p> <p>$\pm 0,2$ или $\pm 0,5$; $\pm 0,3$ или $\pm 0,6$; $\pm 0,4$ или $\pm 1,0$; $\pm 0,5$ или $\pm 1,0$; $\pm 0,5$ или $\pm 1,0$</p> <p>$\pm 0,5$ или $\pm 1,0$; $\pm 0,6$ или $\pm 1,0$; $\pm 1,0$ или $\pm 1,5$; $\pm 1,0$ или $\pm 1,5$; $\pm 1,0$ или $\pm 1,5$;</p> <p>δ_Q; $(\delta_p + \delta_s)$; $(\delta_Q + \delta_s)$; $(\delta_Q + \delta_p)$; $(2\delta_i + 2\delta_u)$; $(2\delta_i + 4\delta_u)$;</p> <p>$\delta_P \cdot \frac{P}{P \pm P_{п}} + \delta_{P_{п}} \cdot \frac{P_{п}}{P \pm P_{п}}$; $\delta_Q \cdot \frac{Q}{Q \pm Q_{п}} + \delta_{Q_{п}} \cdot \frac{Q_{п}}{Q \pm Q_{п}}$</p>
<p>Средний температурный коэффициент в диапазоне температур от -40 до $+60$ °С, %/К, при измерении:</p> <ul style="list-style-type: none"> - активной энергии и мощности для класса точности 0,2S (0,5S) при $0,05I_{ном} \leq I \leq I_{макс}$, $\cos\varphi=1$ при $0,05I_{ном} \leq I \leq I_{макс}$, $\cos\varphi=0,5$ - реактивной энергии и мощности для класса точности 0,5 (1,0) при $0,05I_{ном} \leq I \leq I_{макс}$, $\sin\varphi=1$ при $0,05I_{ном} \leq I \leq I_{макс}$, $\sin\varphi=0,5$ 	<p>0,01 (0,03); 0,02 (0,05);</p> <p>0,03 (0,05); 0,05 (0,07)</p>
<p>Точность хода встроенных часов в нормальных условиях во включенном и выключенном состоянии, с/сут</p>	<p>$\pm 0,5$</p>

Продолжение таблицы 11

Наименование характеристики	Значение
Изменение точности хода часов в диапазоне рабочих температур, с/°C /сут: - во включенном состоянии в диапазоне температур от -40 до +60 °C - в выключенном состоянии в диапазоне температур от -40 до +70 °C	±0,1; ±0,22
Номинальная частота сети, Гц	50
Диапазон измеряемых частот, Гц	от 42,5 до 57,5
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерения частоты, Гц	±0,01
Диапазон измерения отклонения частоты от 50 Гц, Гц	от -7,5 до +7,5
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерения отклонения частоты, Гц	±0,01
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 $0,1U_{НОМ Н}$ до $1,5U_{НОМ В}$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерения среднеквадратического значения напряжения, %	±0,2
Диапазон измерения положительного отклонения среднеквадратического значения фазного и междуфазного напряжения ($\delta U_{(+)}$), %	от 0 до +50
Диапазон измерения отрицательного отклонения среднеквадратического значения фазного и междуфазного напряжения ($\delta U_{(-)}$), %	от 0 до +90
Диапазон измерения положительного отклонения среднеквадратического значения фазного и междуфазного напряжения ($\delta U_{(+)}$), %	от 0 до +50
Диапазон измерения отрицательного отклонения среднеквадратического значения фазного и междуфазного напряжения ($\delta U_{(-)}$), %	от 0 до +90
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерения положительного и отрицательного отклонений среднеквадратического значения фазного и междуфазного напряжения, %	±0,2
Диапазон измерения коэффициента несимметрии напряжения по нулевой (K_{0U}) и обратной (K_{2U}) последовательностям, %	от 0 до 20
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерения коэффициента несимметрии напряжения, %	±0,15
Диапазон измерения суммарного коэффициента гармонических составляющих фазных (K_{UA}, K_{UB}, K_{UC}) и междуфазных ($K_{UAB}, K_{UBC}, K_{UCA}$) напряжений, %	от 0,1 до 50
Пределы допускаемой погрешности измерения суммарного коэффициента гармонических составляющих фазных и междуфазных напряжений, %: - при $K_u < 1$ %, (Δ)** - при $K_u \geq 1$ %, (δ ***	±0,1; ±5
Диапазон измерения коэффициента n-ой гармонической составляющей фазного ($K_{UA(n)}, K_{UB(n)}, K_{UC(n)}$) и междуфазного ($K_{UAB(n)}, K_{UBC(n)}, K_{UCA(n)}$) напряжения, (n=2 – 40), %	от 0,05 до 50
Пределы допускаемой погрешности измерения коэффициента n-ой гармонической составляющей фазного и междуфазного напряжения, %: - при $K_u < 1$ %, (Δ)** - при $K_u \geq 1$ %, (δ ***	±0,05; ±5

Продолжение таблицы 11

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерения коэффициента n-ой интергармонической составляющей фазного ($K_{UAisg(n)}$, $K_{UBisg(n)}$, $K_{UCisg(n)}$) и междуфазного ($K_{UABisg(n)}$, $K_{UBCisg(n)}$, $K_{UCAisg(n)}$) напряжения, ($n=1-39$), %	от 0,05 до 50
Пределы допускаемой погрешности измерения коэффициента n-ой интергармонической составляющей фазного и междуфазного напряжения, %: - при $K_u < 1$ %, (Δ)** - при $K_u \geq 1$ %, (δ ***	$\pm 0,05$; ± 5
Диапазон измерения угла фазового сдвига между фазными напряжениями основной частоты (φ_U) в диапазоне напряжений от $0,8U_{НОМ Н}$ до $1,5U_{НОМ В}$, °	от -180 до +180
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерения угла фазового сдвига между фазными напряжениями основной частоты, °	$\pm 0,2$
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, °: - при $0,1I_{НОМ} \leq I \leq 2I_{НОМ}$ - при $0,01I_{НОМ} \leq I \leq 0,1I_{НОМ}$	$\pm 0,5$; ± 5
Диапазон измерения среднеквадратического значения фазных токов (I), А	от $0,01I_{НОМ}$ до $2I_{НОМ}$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерения среднеквадратического значения фазных токов, %: - при $0,05I_{НОМ} \leq I \leq 2I_{НОМ}$ - при $0,01I_{НОМ} \leq I < 0,05I_{НОМ}$	$\pm 0,2$; $\pm(0,2+0,02 \cdot I_{НОМ}/I-1)$
Диапазон измерения среднеквадратического значения фазных токов основной частоты ($I_{(1)}$), А	от $0,01I_{НОМ}$ до $2I_{НОМ}$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерения среднеквадратического значения фазных токов основной частоты, %: - при $0,05I_{НОМ} \leq I \leq 2I_{НОМ}$ - при $0,01I_{НОМ} \leq I < 0,05I_{НОМ}$	$\pm 0,2$; $\pm(0,2+0,02 \cdot I_{НОМ}/I_{(1)}-1)$
Диапазон измерения среднеквадратического значения тока прямой (I_1) последовательности основной частоты, А	от $0,01I_{НОМ}$ до $2I_{НОМ}$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерения среднеквадратического значения тока прямой (I_1) последовательности основной частоты, %: - при $0,05I_{НОМ} \leq I \leq 2I_{НОМ}$ - при $0,01I_{НОМ} \leq I < 0,05I_{НОМ}$	$\pm 0,2$; $\pm(0,2+0,02 \cdot I_{НОМ}/I_1-1)$
Диапазон измерения коэффициента несимметрии тока по нулевой (K_{01}) и обратной (K_{21}) последовательностям в диапазоне токов от $0,05I_{НОМ}$ до $2I_{НОМ}$, %	от 0 до 50
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерения коэффициента несимметрии тока по нулевой и обратной последовательностям, %	$\pm 0,3$
Диапазон измерения суммарного коэффициента гармонических составляющих фазных токов (K_I), %	от 0,1 до 60

Продолжение таблицы 11

Наименование характеристики	Значение
Пределы допускаемой погрешности измерения суммарного коэффициента гармонических составляющих фазных токов, %: - при $K_I < 3$ %, (Δ)** - при $K_I \geq 3$ %, (δ)***	$\pm 0,5$; ± 5
Диапазон измерения коэффициента n-ой гармонической составляющей тока $K_{I(n)}$, ($n=2 - 40$), %	от 0,05 до 50
Пределы допускаемой погрешности измерения коэффициента n-ой гармонической составляющей тока, %: - при $K_{I(n)} < 3$ %, (Δ)** - при $K_{I(n)} \geq 3$ %, (δ)***	$\pm 0,5$; ± 5
Диапазон измерения коэффициента интергармонической составляющей фазного тока порядка n ($K_{IAisg(n)}$, $K_{IBisg(n)}$, $K_{ICisg(n)}$), ($n=1 \dots 39$), %	от 0,05 до 50
Пределы допускаемой погрешности измерения коэффициента интергармонической составляющей фазного тока порядка n, %: - при $K_{I(n)} < 3$ %, (Δ)** - при $K_{I(n)} \geq 3$ %, (δ)***	$\pm 0,5$; ± 5
Диапазон измерения длительности провала напряжения (Δt_n), с	от 0,01 до 60
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерения длительности провала напряжения, с	$\pm 0,02$
Диапазон измерения глубины провала напряжения (δU_n), %	от 10 до 100
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерения глубины провала напряжения, %	$\pm 1,0$
Диапазон измерения длительности временного перенапряжения ($\Delta t_{пер u}$), с	от 0,01 до 60
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерения длительности временного перенапряжения, с	$\pm 0,02$
Диапазон измерения значения перенапряжения, ($\delta U_{пер}$), % опорного напряжения	от 110 до 150
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерения значения перенапряжения, % опорного напряжения	$\pm 1,0$
Пределы допускаемой дополнительной погрешности измерения частоты, напряжения и тока в диапазоне температур от -40 до $+60$ °С, δt_d , %	$0,05 \delta_d(t-t_{23})^{****}$
Постоянная счетчиков, имп./($\text{кВт}\cdot\text{ч}$), имп./($\text{квар}\cdot\text{ч}$): - режим испытательных выходов А для счетчиков с $U_{ном} 3 \times (57,7-115)/(100-200)$ В $I_{ном}=1$ А $I_{ном}=5$ А для счетчиков с $U_{ном} 3 \times (120-230)/(208-400)$ В $I_{ном}=1$ А $I_{ном}=5$ А - режим испытательных выходов В для счетчиков с $U_{ном} 3 \times (57,7-115)/(100-200)$ В $I_{ном}=1$ А $I_{ном}=5$ А для счетчиков с $U_{ном} 3 \times (120-230)/(208-400)$ В $I_{ном}=1$ А $I_{ном}=5$ А	25000; 5000; 6250; 1250; 800000; 160000; 200000; 40000

Продолжение таблицы 11

Наименование характеристики	Значение
<p>Нормальные условия измерений:</p> <ul style="list-style-type: none"> - температура окружающего воздуха, °С - относительная влажность, % - давление, кПа 	<p>23±2; от 30 до 80; от 84 до 106</p>
<p>* в виду отсутствия в ГОСТ 31819.23-2012 класса точности 0,5, пределы погрешностей при измерении реактивной энергии счетчиков класса точности 0,5 устанавливаются равными пределам соответствующих погрешностей счетчиков активной энергии класса точности 0,5S по ГОСТ 31819.22-2012.</p> <p>** где Δ – абсолютная погрешность.</p> <p>*** где δ - относительная погрешность.</p> <p>**** где δд – пределы допускаемой основной погрешности измеряемой величины, t – температура рабочих условий, t₂₃ – температура 23 °С.</p>	

Таблица 14 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
<p>Жидкокристаллический индикатор:</p> <ul style="list-style-type: none"> - число индицируемых разрядов 	8;
<ul style="list-style-type: none"> - цена единицы младшего разряда при отображении энергии и коэффициентах трансформации равных 1, кВт·ч (квар·ч) 	0,01
<p>Тарификатор:</p> <ul style="list-style-type: none"> - число тарифов - число тарифных зон в сутках с дискретностью 10 мин - число типов дней - число сезонов 	<p>8; 144; 8; 12</p>
<p>Активная (полная) мощность, потребляемая каждой параллельной цепью напряжения счетчика, Вт (В·А), не более:</p> <ul style="list-style-type: none"> при 57,7 В при 115 В при 120 В при 230 В 	<p>1,1 (1,2); 1,2 (1,3); 1,2 (1,3); 1,6 (1,8)</p>
<p>При работе от источника резервного питания с установленным флагом «Резервное питание» для каждой параллельной цепи напряжения:</p> <ul style="list-style-type: none"> - ток потребления, мА, не более - входное сопротивление, МОм - входная емкость, пФ 	<p>0,5; 1; 1500</p>
<p>Полная мощность, потребляемая каждой последовательной цепью, В·А, не более</p>	0,1
<p>Максимальный ток потребления от резервного источника питания переменного и постоянного тока в диапазоне напряжений от 90 до 276 В, мА, не более</p> <ul style="list-style-type: none"> - счетчики без дополнительного интерфейсного модуля при = 90 В при = 276 В при ~ 90 В при ~ 276 В - счетчики с дополнительным интерфейсным модулем (ток 200 мА) при = 90 В при = 276 В при ~ 90 В при ~ 276 В 	<p>35; 15; 50; 20; 80; 30; 90; 40</p>

Продолжение таблицы 12

Наименование характеристики	Значение
Скорость обмена информацией, бит/с:	
- по оптическому порту	9600, НЕЧЕН;
- по интерфейсу RS-485	от 300 до 115200
Параметры Ethernet-интерфейса:	
- спецификация	100Base-T;
- число TCP- портов	4;
- режим порта	клиент или сервер TCP/IP;
- скорость обмена, Мбит/с	100
Начальный запуск счетчика, с, менее,	5
Характеристики испытательных выходов:	
- количество выходов изолированных конфигурируемых	2;
- 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
Характеристики цифровых входов:	
- количество цифровых входов	2;
- напряжение присутствия сигнала, В	от 4 до 30;
- напряжение отсутствия сигнала, В	от 0 до 1,5;
Сохранность данных при прерываниях питания, лет:	
- информации, более	40;
- внутренних часов (питание от литиевой батареи), не менее	16
Самодиагностика	Циклическая, непре- рывная
Рабочие условия эксплуатации:	
- температура окружающего воздуха, °С	от -40 до +60;
- относительная влажность при 30 °С, %	90;
- давление, кПа	от 70 до 106,7
Габаритные размеры, мм, не более	
- высота	299;
- ширина	170;
- длина	101;
Масса, кг, не более	1,65
Средний срок службы, лет	30
Средняя наработка до отказа, ч	220000
Время восстановления, ч	2

Знак утверждения типа

наносится на панели счетчиков методом офсетной печати. В эксплуатационной документации знак утверждения типа наносится на титульных листах типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 15 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Счетчик электрической энергии многофункциональный - измеритель ПКЭ ТЕ3000____ (одно из исполнений)	Согласно таблицы 5	1 шт.
Формуляр	ФРДС.411152.005ФО	1 экз.
Руководство по эксплуатации. Часть 1	ФРДС.411152.005РЭ	1 экз.
Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки	ФРДС.411152.005РЭ1*	1 экз.
Руководство по эксплуатации. Часть 3. Дистанционный режим	ФРДС.411152.005РЭ2*	1 экз.
Руководство по эксплуатации. Часть 4. Измерение и учет потерь	ФРДС.411152.005РЭ3*	1 экз.
Программное обеспечение «Конфигуратор СЭТ-4ТМ», версия не ниже 18.11.19	ФРДС.00004-01*	1 шт.
Индивидуальная упаковка	ФРДС.411915.007	1 шт.
Примечания: 1 Позиции, помеченные знаком *, поставляются по отдельному заказу. 2 Ремонтная документация разрабатывается и поставляется по отдельному договору с организациями, проводящими послегарантийный ремонт счетчиков.		

Поверка

осуществляется по документу ФРДС.411152.005РЭ1 «Счетчик электрической энергии многофункциональный – измеритель ПКЭ ТЕ3000. Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки», утвержденному ФБУ «Нижегородский ЦСМ» 20 ноября 2019 г.

Основные средства поверки:

- калибратор переменного тока «Ресурс-К2» (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде № 31319-12);
- ваттметр-счетчик электрической энергии трехфазный эталонный ЦЭ7008 (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде № 27558-11);
- частотомер электронно-счетный ЧЗ-63 (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде № 9084-83);
- секундомер механический СОСпр-2б-2 (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде № 11519-11).

Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик поверяемых счетчиков с требуемой точностью.

Знак поверки наносится на навесную пломбу, расположенную в месте крепления нижней части крышки счетчика к основанию.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в эксплуатационном документе.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к счетчикам электрической энергии многофункциональным – измерителям ПКЭ ТЕ3000

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

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.

Алматы (7273)495-231	Иваново (4932)77-34-06	Магнитогорск (3519)55-03-13	Пермь (342)205-81-47	Тверь (4822)63-31-35
Ангарск (3955)60-70-56	Ижевск (3412)26-03-58	Москва (495)268-04-70	Ростов-на-Дону (863)308-18-15	Тольятти (8482)63-91-07
Архангельск (8182)63-90-72	Иркутск (395)279-98-46	Мурманск (8152)59-64-93	Рязань (4912)46-61-64	Томск (3822)98-41-53
Астрахань (8512)99-46-04	Казань (843)206-01-48	Набережные Челны (8552)20-53-41	Самара (846)206-03-16	Тула (4872)33-79-87
Барнаул (3852)73-04-60	Калининград (4012)72-03-81	Нижний Новгород (831)429-08-12	Саранск (8342)22-96-24	Тюмень (3452)66-21-18
Белгород (4722)40-23-64	Калуга (4842)92-23-67	Новокузнецк (3843)20-46-81	Санкт-Петербург (812)309-46-40	Ульяновск (8422)24-23-59
Благовещенск (4162)22-76-07	Кемерово (3842)65-04-62	Ноябрьск (3496)41-32-12	Саратов (845)249-38-78	Улан-Удэ (3012)59-97-51
Брянск (4832)59-03-52	Киров (8332)68-02-04	Новосибирск (383)227-86-73	Севастополь (8692)22-31-93	Уфа (347)229-48-12
Владивосток (423)249-28-31	Коломна (4966)23-41-49	Омск (3812)21-46-40	Симферополь (3652)67-13-56	Хабаровск (4212)92-98-04
Владикавказ (8672)28-90-48	Кострома (4942)77-07-48	Орел (4862)44-53-42	Смоленск (4812)29-41-54	Чебоксары (8352)28-53-07
Владимир (4922)49-43-18	Краснодар (861)203-40-90	Оренбург (3532)37-68-04	Сочи (862)225-72-31	Челябинск (351)202-03-61
Волгоград (844)278-03-48	Красноярск (391)204-63-61	Пенза (8412)22-31-16	Ставрополь (8652)20-65-13	Череповец (8202)49-02-64
Вологда (8172)26-41-59	Курск (4712)77-13-04	Петрозаводск (8142)55-98-37	Сургут (3462)77-98-35	Чита (3022)38-34-83
Воронеж (473)204-51-73	Курган (3522)50-90-47	Псков (8112)59-10-37	Сыктывкар (8212)25-95-17	Якутск (4112)23-90-97
Екатеринбург (343)384-55-89	Липецк (4742)52-20-81		Тамбов (4752)50-40-97	Ярославль (4852)69-52-93

Россия +7(495)268-04-70

Казахстан +7(7172)727-132

Киргизия +996(312)96-26-47

www.tenn.nt-rt.ru || tfn@nt-rt.ru