

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Интеллектуальные приборы учета электроэнергии РИМ 184.01

Назначение средства измерений

Интеллектуальные приборы учета электроэнергии РИМ 184.01 (далее – ИПУЭ) являются специальными многофункциональными измерительными приборами, предназначенными для измерения потребления активной и реактивной электрической энергии, мощности – активной, реактивной и полной, а также для измерения параметров электроэнергии и её качества. ИПУЭ предназначены для установки непосредственно на шинах трансформаторных подстанций на стороне 0,4 кВ. При учете потребления электрической энергии ИПУЭ заменяют собой информационно-измерительные комплексы точек учета электрической энергии (ИИК): измерительный трансформатор тока и подключенный к его вторичной обмотке счетчик электрической энергии.

ИПУЭ выполняют измерение следующих видов энергий:

- активной энергии по модулю (потарифно, суммарно);
- реактивной энергии прямого и обратного направления (экспортируемой и импортируемой) (не тарифицируется).

ИПУЭ выполняют измерение следующих параметров электроэнергии: среднеквадратических значений напряжения, частоты сети, а также измерение среднеквадратических значений силы тока, измерение коэффициента реактивной мощности цепи $\text{tg}\varphi$, коэффициента мощности $\cos \varphi$, удельной энергии потерь в цепях тока.

ИПУЭ оснащены интерфейсом RF (радиоканал) для подключения к информационным сетям автоматизированных систем учета электроэнергии (АС) и предназначены для эксплуатации как автономно, так и в составе АС.

Описание средства измерений

Принцип действия ИПУЭ основан на цифровой обработке аналоговых входных сигналов тока и напряжения при помощи специализированных микросхем с встроенным АЦП. Цифровые сигналы, пропорциональные мощности (активной и реактивной), току и напряжению, обрабатывается микроконтроллером. По полученным значениям мгновенной мощности формируются накопленные значения количества потребленной электрической энергии, в том числе по каждому тарифу (активной – по модулю, реактивной – с учетом направления).

В качестве датчика тока в ИПУЭ использован шинный измерительный трансформатор тока в специальном режиме - в режиме короткозамкнутой вторичной обмотки.

Количество тарифов и тарифное расписание ИПУЭ задаются встроенным тарификатором, имеющим часы реального времени (далее ЧРВ). Количество тарифов, тарифное расписание, а также перечень измеряемых и служебных величин, выводимых на дисплей ИПУЭ, доступны для установки и корректировки дистанционно или непосредственно на месте эксплуатации ИПУЭ по интерфейсу RF (см. таблицу 3).

ИПУЭ ведут журналы, в которых накапливается измерительная и служебная информация (результаты самодиагностики, время включения и выключения, корректировки служебных параметров, время фиксации максимальной средней активной мощности, значений измеряемых величин на расчетный день и час (РДЧ) и др.).

Интерфейс RF предназначен как для считывания информации с ИПУЭ (измерительной информации - данных о потреблении электроэнергии, в том числе потарифно, других измеряемых величин и служебных параметров), так и для конфигурирования ИПУЭ (т.е. задания тарифного расписания, задания параметров адресации по RF и других служебных параметров).

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

При работе ИПУЭ в автономном режиме для считывания информации и конфигурирования ИПУЭ по интерфейсу RF (с учетом функциональных возможностей интерфейса, см. таблицу 3) предназначен терминал мобильный РиМ 099.01 (далее – МТ), представляющий собой персональный компьютер (ноутбук) с комплектом аппаратных средств для подключения интерфейса RF ИПУЭ и соответствующих программных продуктов. Считывание информации и конфигурирование ИПУЭ по интерфейсу RF выполняются с использованием программы Crowd_Pk.exe. Информация, считанная с ИПУЭ (значения измеряемых величин, заводские номера, параметры адресации и другие служебные параметры), отображается на мониторе МТ в рабочем окне программы.

При работе ИПУЭ в составе АС считывание информации ИПУЭ и конфигурирование выполняются при помощи специализированных устройств АС, например, маршрутизатора каналов связи РиМ 099.02.

Измерительная информация ИПУЭ недоступна для корректировки при помощи внешних программ, в том числе при помощи программы конфигурирования, и сохраняется в энергонезависимой памяти не менее 30 лет при отсутствии напряжения питания.

ИПУЭ выполняют фиксацию показаний на заданный произвольный момент времени (режим Стоп-кадр, СК). Эти данные доступны для считывания по интерфейсу RF ИПУЭ.

Дисплей ИПУЭ выполнен на базе жидкокристаллического индикатора. На дисплей выводятся значения потребленной энергии, в том числе по каждому тарифу, текущей мощности, а также символы, позволяющие идентифицировать режим работы и показания ИПУЭ по каждому тарифу. Данные выводятся на дисплей в автоматическом режиме, перечень параметров для индикации задается программно при конфигурировании ИПУЭ.

Основные характеристики ИПУЭ приведены в таблице 1.

Таблица 1

Условное обозначение ИПУЭ	Ток базовый/максимальный, А	Количество тарифов / тарифных зон ¹⁾	Постоянная ИПУЭ в рабочем режиме /при поверке ²⁾	Код типа EAN	Код типа ITF
РиМ 184.01	20/800	8/256	400 / 6400	4607134510489	18401
Примечания					
1) Тарификация по временным тарифным зонам, реализация отдельного учета при превышении установленного порога мощности (УПМт).					
2) Переключение постоянной из рабочего режима в режим поверки по интерфейсу RF.					

Перечень величин, измеряемых ИПУЭ, соответствует приведенному в таблице 2.

Таблица 2

Наименование измеряемой величины	Тарификация
Энергия	
активная (импорт+экспорт) (по модулю)	Потарифно
реактивная (импорт)	Не тарифицируется
реактивная (экспорт)	Не тарифицируется
Мощность*	
активная (импорт+экспорт) (по модулю)	
реактивная (импорт)	
реактивная (экспорт)	
полная****	
Ток, среднеквадратическое (действующее) значение *	
Напряжение, среднеквадратическое (действующее) значение *	
Частота **, ***	
Удельная энергия потерь в цепи тока*	
Коэффициент реактивной мощности цепи tg φ	
Коэффициент мощности cos φ****	

Среднее значение активной мощности на программируемом интервале** (активная интервальная мощность, Ринт)	
Максимальное значение средней активной мощности на программируемом интервале в текущем отчетном периоде (текущая максимальная интервальная Ринт макс)	
Максимальное значение средней активной мощности за прошедший отчетный период (максимальная интервальная на Ррдч)	
<p>* Время интегрирования значений (период измерения) напряжений, токов, мощностей составляет 1 секунду (50 периодов сетевого напряжения).</p> <p>** Длительность интервала интегрирования программируется (устанавливается из ряда: 1, 2, 3, 4, 5, 6, 10, 12, 15, 20, 30, 60 минут).</p> <p>*** при определении отклонений от установленных пороговых значений длительность интервала интегрирования 20 с.</p> <p>**** метрологические характеристики для технического учета</p> <p>Импорт – энергия прямого направления</p> <p>Экспорт – энергия обратного направления</p>	

Активная и реактивная мощность с периодом интегрирования 1 с (далее – текущая мощность, активная Ртек или реактивная Qтек соответственно), определяются как энергия, потребленная за 1 с (активная и реактивная соответственно).

Полная мощность с периодом интергирования 1 с (далее – полная мощность) определяется по формуле

$$S = \text{SQRT}(P^2 + Q^2), \quad (1)$$

где P – текущее значение активной мощности, Вт;

Q – текущее значение реактивной мощности, вар;

S – текущее значение полной мощности, ВА;

SQRT – функция, возвращающая квадратный корень числа.

Средняя активная мощность на программируемом интервале (активная интервальная мощность) определяется методом «скользящего окна» по формуле

$$\text{Ринт} = 1/T \times \int_0^T \text{Ртек} dt, \quad (2)$$

где Ринт - расчетное значение средней активной мощности;

Ртек – измеренное значение текущей активной мощности, Вт;

T – значение программируемого интервала.

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

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

Коэффициент реактивной мощности цепи tg φ определяется по формуле

$$\text{tg } \varphi = |Q| / |P|, \quad (3)$$

где tg φ расчетное значение коэффициента реактивной мощности цепи;

Q - измеренное значение текущей реактивной мощности, вар;

P – измеренное значение текущей активной мощности, Вт.

Коэффициент мощности cosφ определяется по формуле

$$\text{cos } \varphi = P / \text{SQRT}(P^2 + Q^2), \quad (4)$$

где cos φ -расчетное значение коэффициента мощности;

Q - измеренное значение текущей реактивной мощности, вар;

P – измеренное значение текущей активной мощности, Вт.

Удельная энергия потерь в цепях тока определяется по формуле

$$W_{уд} = (10^{-3}/3600) \times \int_0^T (I^2) dt, \quad (5)$$

где $W_{уд}$ - расчетное значение удельной энергии потерь в цепях тока, кА² ч;
 I - действующее (среднеквадратическое) значение тока с интервалом интегрирования
 t с;
 T – время работы ИПУЭ, с.

Функциональные возможности ИПУЭ:

- а) измерение активной энергии (без учета направления): -суммарной;
-потарифно;
- б) измерение реактивной энергии (с учетом направления);
- в) измерение активной мощности с периодом интегрирования 1 с (текущей активной мощности, без учета направления (по модулю));
- г) измерение реактивной мощности с периодом интегрирования 1 с (текущей реактивной мощности, с учетом направления);
- д) измерение полной мощности;
- е) измерение среднеквадратического (действующего) значения тока *;
- ж) измерение среднеквадратического (действующего) значения напряжения*;
- з) измерение удельной энергии потерь в цепи тока*;
- и) измерение частоты сети;

Примечание * Время интегрирования значений (период измерения) напряжений, токов, мощностей составляет 1 секунду (50 периодов сетевого напряжения).

- к) определение расчетных величин:
 - коэффициента мощности $\cos \varphi$;
 - коэффициента реактивной мощности цепи $\tan \varphi$;
 - средней активной мощности с интервалом интегрирования от 1 до 60 минут (текущая пиковая мощность);
 - максимальной средней активной мощности на месячном интервале, т.е. на РДЧ (максимальная пиковая мощность на РДЧ);
 - л) синхронизация ЧРВ и корректировка тарифного расписания по интерфейсу RF (см. таблицу 2);
 - м) ведение журналов:
 - ежемесячный – не менее 48 записей (по активной энергии суммарно и потарифно на РДЧ, по реактивной энергии (импорт и экспорт) на РДЧ, по удельной энергии потерь в цепи тока на РДЧ, Ррдч);
 - ежедневный - не менее 183 записей (по активной энергии суммарно и потарифно, по реактивной энергии (импорт и экспорт), по удельной энергии потерь в цепи тока на РДЧ, Ринт макс);
 - профилей нагрузки - не менее 8192 записей. В профиль нагрузки включены: активная энергия суммарно по 8 тарифам, реактивная энергия (импорт, экспорт);
 - журналов событий (не менее 1024 записей), в том числе:
 - событий по $\tan \varphi$ - не менее 256 записей;
 - качества сети - не менее 256 записей (отклонения напряжения от номинального значения по $\pm 5\%$, $\pm 10\%$, отклонения частоты $\pm 0,2$ Гц, $\pm 0,4$ Гц);
 - коррекций - не менее 256 записей (изменение группы, адреса, синхронизация ЧРВ, РДЧ, параметров тарифного расписания, праздничных дней и переносов);
 - включения/выключения - не менее 256 записей.
- События в журналах фиксируются с привязкой к дате/времени.
- н) выполнение самодиагностики – ИПУЭ формируют и передают код режима работы (статус), отражающий наличие нарушения режима работы (неисправность или остановка ЧРВ

и др). События, связанные с изменением статуса, регистрируются в журнале включений/отключений с указанием времени события;

- о) сохранение данных:
 - текущего суммарного потребления энергии;
 - суммарного потребления энергии на РДЧ;
 - текущего потребления энергии по тарифно;
 - потребления энергии по тарифно на РДЧ;
 - максимальной пиковой мощности на РДЧ;
 - журналов;
- п) считывание данных по интерфейсу RF (см. таблицу 3):
- р) тарификатор ИПУЭ поддерживает:
 - до 8 тарифов;
 - до 256 тарифных зон;
 - переключение по временным тарифным зонам;
 - возможность отдельного учета при превышении установленного порога мощности;
 - возможность автоперехода на летнее/зимнее время;
 - календарь выходных и праздничных дней;
 - перенос рабочих и выходных дней.

Таблица 3 - Функциональные возможности интерфейса RF ИПУЭ

Параметр	Интерфейс RF	
	Чтение	Запись
Заводской номер *	+	-
Код типа	+	-
Версия ИПУЭ	+	-
Идентификатор ПО *	+	-
Показания:		
<u>-тарифицируемые</u>	+	-
-текущие по активной энергии (суммарные и по тарифно)*	+	-
-на расчетный день и час по активной энергии (суммарные и по тарифно)*	+	-
<u>нетарифицируемые</u>		
- текущие по реактивной энергии (импорт, экспорт)*	+	-
-на расчетный день и час по реактивной энергии (импорт, экспорт)*	+	-
-максимальное значение средней активной мощности на программируемом интервале Ринт макс (текущей)	+	-
-максимальной средней активной мощности на РДЧ Р рдч с указанием даты и времени фиксации	+	-
-текущей активной мощности *	+	-
-текущей реактивной мощности *	+	-
- cos φ (текущее значение)*	+	-
-tg φ (текущее значение)*	+	-
- среднее квадратическое значения напряжения сети (текущее значение)*	+	-
- среднее квадратическое значения тока (текущее значение)*	+	-
- значение удельной энергии потерь (текущей, на РДЧ)*	+	-
- частота сети (текущее значение)*	+	-
-показания в режиме СК	+	-
Журналы ИПУЭ	+	-
Служебные параметры		
Текущий статус	+	-
Счётчики работы (коррекции)	+	-
Параметры RF (сетевой адрес, номер радиоканала)	+	+
Значение РДЧ	+	+
Режим индикации	+	+

Параметр	Интерфейс RF	
	Чтение	Запись
Значение постоянной	+	+**
Текущее значение ЧРВ*	+	+
Параметры тарифного расписания		
Тарифные зоны	+	+
Номер специального тарифа	+	+
Строка файла праздничных дней	+	+
Строка файла перенесённых дней	+	+
Значение УПМт	+	+
Коэффициент расчета УПМт	+	+
Номер текущего тарифа*	+	-
Параметры контроля качества электроэнергии		
Значение порога по $\text{tg } \varphi$ (верхний)	+	+
Время усреднения отклонений от пороговых значений ($U, \text{tg } \varphi, \text{УПМт}$)	+	+
Интервал интегрирования при определении средней активной мощности на интервале интегрирования $P_{\text{инт}}$	+	+
Период фиксации показаний для профилей	+	+
Профили нагрузки по указанному в запросе номеру записи	+	-
Параметры безопасности		
Изменение пароля для записи	-	+
Примечания		
* - выводится на дисплей ИПУЭ		
** - переключение из основного режима в режим поверки и обратно		

ИПУЭ оснащены оптическими испытательными выходами А и Р для активной и реактивной энергии соответственно, характеристики оптических испытательных выходов соответствуют ГОСТ Р 52320-2005.

ИПУЭ выполнены в пластмассовом герметичном корпусе, степень защиты оболочек IP 54 по ГОСТ 14254-96. Корпус ИПУЭ пломбируется пломбой поверителя. Пломбирование ИПУЭ осуществляется навесной пломбой на пломбировочном винте крышки корпуса с фиксацией герметичных вводов.

Общий вид ИПУЭ с указанием места установки пломбы поверителя приведен на рисунке 1.

Пример записи при заказе ИПУЭ РИМ 184.01: «Интеллектуальный прибор учета электроэнергии РИМ 184.01 ТУ 4228-041-11821941-2011».

Место установки пломбы поверителя



Рисунок 1 – Фотография общего вида и место установки пломбы поверителя ИПУЭ РИМ 184.01

Программное обеспечение

Интегрированное программное обеспечение (ПО) ИПУЭ сохраняется в постоянном запоминающем устройстве контроллера ИПУЭ. Считывание исполняемого кода из ИПУЭ с и его модификация с использованием интерфейса RF ИПУЭ невозможны, так как корпус опломбирован пломбой поверителя.

Идентификационные данные метрологически значимой части ПО приведены в таблице 4.

Таблица 4

Наименование программного обеспечения	Идентификационное наименование программного обеспечения	Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения
РИМ 184 программа	PM184_XX ВНКЛ.411152.031 ПО	184.01 1.00 и выше	09d2	CRC16

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

Метрологические и технические характеристики

Базовый ток, А	20
Максимальный ток, А	800
Номинальное напряжение, В	230
Установленный рабочий диапазон напряжения, В	от 198 до 253
Расширенный рабочий диапазон напряжения, В	от 160 до 280
Номинальная частота, Гц	50

Класс точности при измерении энергии активной/реактивной по ГОСТ Р 52322-2005/ГОСТ Р 52425-2005	1 / 2
Стартовый ток, актив/реактив, мА,	80/100
Постоянная, имп./ (кВт•ч), имп./ (квар•ч)	см. таблицу 1
Полная мощность, потребляемая цепью напряжения, ВА, не более	4,0
Активная мощность, потребляемая цепью напряжения, Вт, не более	1,5
Полная мощность, потребляемая встроенным модулем связи, ВА, не более	3,0
Цена единицы разряда счетного механизма	см. таблицу 5
Максимальная дальность действия интерфейса RF, м, не менее	50
Количество тарифов/тарифных зон	8/256
Время сохранения данных, лет, не менее	30
Время автономности ЧРВ при отсутствии напряжения сети, не менее, лет	10
Суточный ход часов реального времени, с/сутки, не более	1,0
Масса, кг, не более	1,8
Габаритные размеры, мм, не более	95; 185; 165
Средняя наработка до отказа, То, часов	200000
Средний срок службы Тсл, лет, не менее	30

Условия эксплуатации - У3 по ГОСТ 15150 -69– в помещениях подстанций категории G по ГОСТ Р 51317.6.5-2006, при температуре окружающего воздуха от минус 40 до 50 °С, верхнем значении относительной влажности воздуха 98% при температуре окружающего воздуха 25 °С, атмосферном давлении 70-106,7 кПа (537-800 мм рт ст).

При температуре ниже минус 35 °С возможно резкое снижение или полная потеря контрастности дисплея, при этом в рабочем диапазоне температур метрологические и функциональные характеристики ИПУЭ сохраняются.

ИПУЭ соответствуют требованиям безопасности и электромагнитной совместимости, установленным ГОСТ Р 52320-2005, ГОСТ Р 51317.6.5-2006. Соответствие ИПУЭ требованиям безопасности и электромагнитной совместимости подтверждено сертификатом соответствия

№ РОСС RU. АЯ79 В15920.

Основные единицы для измеряемых и расчетных значений величин и цена единицы старшего и младшего разряда счетного механизма приведены в таблице 5.

Таблица 5

Измеряемая величина	Основная единица	Цена единицы старшего/младшего разряда	
		при выводе на дисплей	при считывании по интерфейсу RF
Активная энергия	кВт•ч	$10^6 / 1$	$10^6 / 0,001$
Реактивная энергия	квар•ч	$10^6 / 1$	$10^6 / 0,001$
Активная мощность	Вт	$10^5 / 1$	-
	кВт	-	$10^2 / 0,001$
Реактивная мощность	вар	$10^5 / 1$	-
	квар	-	$10^2 / 0,001$
Полная мощность	ВА	$10^5 / 1$	-
	кВА	-	$10^2 / 0,001$
Максимальное значение средней активной мощности на прог-раммируемом интервале (активная интервальная мощность, Ринт макс)	кВт	-	$10^2 / 0,001$
Максимальное значение средней активной мощности на месячном интервале (максимальная пиковая на Ррдч)	Вт	$10^5 / 1$	-
	кВт	-	$10^2 / 0,001$
Ток, среднеквадратическое (действующее) значение	А	$10^3 / 0,1$	$10^3 / 0,001$

Напряжение, среднеквадратическое (действующее) значение	В	$10^2 / 0,1$	$10^2 / 0,001$
Удельная энергия потерь в цепи тока	$\text{кА}^2 \cdot \text{ч}$	$10^6 / 1$	$10^6 / 0,001$
Коэффициент мощности $\cos \varphi$	безразм	$10^0 / 0,001$	$10^0 / 0,001$
Коэффициент реактивной мощности цепи $\text{tg } \varphi$	безразм	$10^1 / 0,001$	$10^1 / 0,001$
Частота сети	Гц	$10^1 / 0,001$	$10^1 / 0,001$

Показатели точности

1 При измерении энергии (активной и реактивной)

ИПУЭ соответствуют требованиям точности раздела 8 ГОСТ Р 52322-2005 при измерении активной энергии.

ИПУЭ соответствуют требованиям точности раздела 8 ГОСТ Р 52425-2005 при измерении реактивной энергии с уточнениями, приведенными в таблице 6.

Таблица 6

Ток, от I б	$\sin \varphi$	Пределы допускаемой основной погрешности, %, при измерении реактивной энергии, импорт и экспорт, по ТУ 4228-041-11821941-2011
0,05	1	$\pm 3,0$
0,10	1	$\pm 2,0$
0,20	1	$\pm 2,0$
0,50	1	$\pm 2,0$
1,00	1	$\pm 2,0$
I макс	1	$\pm 2,0$
0,10	инд 0,5	$\pm 3,0$
0,20	инд 0,5	$\pm 2,5$
0,50	инд 0,5	$\pm 2,0$
1,00	инд 0,5	$\pm 2,0$
I макс	инд 0,5	$\pm 2,0$
0,10	емк 0,5	$\pm 3,0$
0,20	емк 0,5	$\pm 2,5$
0,50	емк 0,5	$\pm 2,0$
1,00	емк 0,5	$\pm 2,0$
I макс	емк 0,5	$\pm 2,0$
0,20	инд 0,25	$\pm 3,5$
0,50	инд 0,25	$\pm 2,5$
1,00	инд 0,25	$\pm 2,5$
I макс	инд 0,25	$\pm 2,5$
0,20	емк 0,25	$\pm 3,5$
0,50	емк 0,25	$\pm 2,5$
1,00	емк 0,25	$\pm 2,5$
I макс	емк 0,25	$\pm 2,5$

Требования к дополнительным погрешностям при воздействии постоянной составляющей и четных гармоник в цепи переменного тока не предъявляются.

2 При измерении мощности (активной и реактивной) с периодом интегрирования 1 с

2.1 Допускаемая основная относительная погрешность δ_r при измерении $P_{\text{тек}}$ не превышает пределов, приведенных в таблице 7.

2.2 Допускаемая основная относительная погрешности δ_q при измерении $Q_{\text{тек}}$ не превышает пределов, приведенных в таблице 8.

2.3 Дополнительные погрешности, вызываемые изменением влияющих величин по отношению к нормальным условиям, приведенным в 8.5 ГОСТ Р 52322 и 8.5 ГОСТ Р 52425, не превышают пределов для счетчиков электрической энергии соответствующего класса точности в соответствии с таблицей 8 ГОСТ Р 52322 при измерении $P_{тек}$, и таблицей 8 ГОСТ Р 52422 при измерении $Q_{тек}$.

Требования к дополнительным погрешностям при воздействии постоянной составляющей и четных гармоник в цепи переменного тока не предъявляются.

Таблица 7

Ток, от I б	cos φ	Пределы допускаемой основной погрешности при измерении $P_{тек}$, $R_{инт макс}$, $R_{рдч}$ %, импорт и экспорт
0,20	1	± 1,5
1,00	1	± 1,0
I макс	1	± 1,0
0,20	инд 0,5	± 1,5
0,50	инд 0,5	± 1,0
1,00	инд 0,5	± 1,0
I макс	инд 0,5	± 1,0
0,20	емк 0,8	± 1,5
0,50	емк 0,8	± 1,0
1,00	емк 0,8	± 1,0
I макс	емк 0,8	± 1,0

Таблица 8

Ток, от I б	sin φ	Пределы допускаемой основной погрешности при измерении $Q_{тек}$, %, импорт и экспорт
0,20	1	± 3,0
0,50	1	± 2,0
1,00	1	± 2,0
I макс	1	± 2,0
0,20	инд 0,5	± 3,0
0,50	инд 0,5	± 2,0
1,00	инд 0,5	± 2,0
I макс	инд 0,5	± 2,0
0,20	емк 0,5	± 3,0
0,50	емк 0,5	± 2,0
1,00	емк 0,5	± 2,0
I макс	емк 0,5	± 2,0
0,20	инд 0,25	± 3,5
0,50	инд 0,25	± 2,5
1,00	инд 0,25	± 2,5
I макс	инд 0,25	± 2,5
0,20	емк 0,25	± 3,5
0,50	емк 0,25	± 2,5
1,00	емк 0,25	± 2,5
I макс	емк 0,25	± 2,5

3 При измерении средней активной мощности на программируемом интервале $R_{инт}$, максимального значения средней активной мощности на программируемом интервале $R_{инт макс}$ и средней активной мощности на РДЧ $R_{рдч}$

3.1 Допускаемая основная относительная погрешность при измерении $P_{инт}$, $P_{инт макс}$ и $P_{рдч}$ не превышает пределов, приведенных в таблице 7.

3.2 Дополнительные погрешности, вызываемые изменением влияющих величин по отношению к нормальным условиям, приведенным в 8.5 ГОСТ Р 52322, не превышают пределов для счетчиков электрической энергии соответствующего класса точности в соответствии с таблицей 8 ГОСТ Р 52322.

4 При измерении среднеквадратических значений тока

4.1 Допускаемая основная относительная погрешность при измерении среднеквадратических значений силы тока не превышает пределов указанных в таблице 8.

Таблица 8

Диапазон измеряемых среднеквадратических значений тока, А	Пределы допускаемой относительной погрешности при измерении среднеквадратических значений тока, %
От 0,5 I _б до 2,5 I _б	± 1,5
От 2,5 I _б до I _{макс}	± 1,0

5 При измерении удельной энергии потерь в цепях тока

5.1 Допускаемая относительная погрешность при измерении удельной энергии потерь в цепи тока не превышает пределов, приведенных в таблице 9.

Таблица 9

Диапазон среднеквадратических значений тока, А	Пределы допускаемой относительной погрешности при измерении удельной энергии потерь, %
От 0,5 I _б до 2,5 I _б	± 3,0
От 2,5 I _б до I _{макс}	± 2,0

6 При измерении коэффициента реактивной мощности цепи tg φ

6.1 Допускаемая основная относительная погрешность при измерении tg φ не превышает пределов, приведенных в таблице 10.

Таблица 10

Ток, от I _б	Диапазон измеряемых значений tg φ	Пределы допускаемой основной погрешности при измерении tg φ, %
0,50	От 0,25 до 0,75	± 2,7
1,00	От 0,25 до 0,75	± 2,3
I _{макс}	От 0,25 до 0,75	± 2,3

6.2 Пределы дополнительных погрешностей при измерении **tg φ** определяются по формуле

$$\delta \text{ tgi} = \pm(\delta \text{ pi} + \delta \text{ qi}), \quad (6)$$

где $\delta \text{ tgi}$ – расчетное значение предела допускаемой дополнительной погрешности при измерении tg φ, вызываемой i – влияющей величиной, %;

$\delta \text{ pi}$ – предел допускаемой дополнительной погрешности при измерении активной энергии, вызываемой i – влияющей величиной в соответствии с 8.2 ГОСТ Р 52322-2005, %;

$\delta \text{ qi}$ – предел допускаемой основной относительной погрешности при измерении реактивной энергии, вызываемой i – влияющей величиной, в соответствии с 8.2 ГОСТ Р 52425-2005, %.

7 При измерении частоты сети

Абсолютная погрешность при измерении частоты сети не более ± 0,03 Гц.

Диапазон измеряемых частот от 45 до 55 Гц.

8 При измерении среднеквадратических значений напряжения

8.1 Допускаемая основная относительная погрешность при измерении среднеквадратических значений напряжения не превышает пределов, указанных в таблице 11.

Таблица 11

Диапазон измеряемых среднеквадратических значений напряжения, В	Пределы допускаемой основной относительной погрешности при измерении напряжения, %
От 160 до 280	$\pm 1,0$

Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится на корпус ИПУЭ методом шелкографии или другим способом, не ухудшающим качество.

В эксплуатационной документации на титульных листах изображение Знака наносится печатным способом.

Комплектность средства измерений

Комплект поставки ИПУЭ приведен в таблице 12

Таблица 12

Обозначение	Наименование	Количество
	Интеллектуальный прибор учета электроэнергии РиМ 184.01 в упаковке	3 шт ****
	Паспорт	3 экз. ****
	<u>Документация **</u>	
ВНКЛ.411152.031ДИ	Методика поверки	
ВНКЛ.411152.031РЭ	Руководство по эксплуатации <u>Сервисное оборудование и ПО</u>	
ВНКЛ.426476.013	Фотосчитывающее устройство для РиМ 184.01 *,**	
ВНКЛ.725000.005	Шина токовая *,**	
ВНКЛ.426487.030	Терминал мобильный РиМ 099.01 *, **	
	Программа конфигурирования Crowd_Pk.exe ***	

* поставляется по отдельному заказу.
** поставляется по требованию организаций, производящих поверку, ремонт и эксплуатацию ИПУЭ.
*** программа Crowd_Pk.exe в составе МТ РиМ 099.01.
**** количество в упаковке – по требованию заказчика

Поверка

осуществляется в соответствии с документом «Интеллектуальные приборы учета электроэнергии РиМ 184.01. Методика поверки ВНКЛ.411152.031 ДИ», утвержденному ГЦИ СИ СНИИМ 28 ноября 2012 года.

Перечень основных средств поверки приведен в таблице 13.

Таблица 13

№ п/п	Наименование	Метрологические характеристики
1	Установка УППУ-МЭЗ.1, класс точности 0,05	220/380 В, (0,01– 100)А, ПГ $\pm(0,3–0,6)\%$
2	Регулируемый источник тока РИТ 3000	Максимальный ток 3000 А
3	Фазорегулятор ФР132 УХЛ4	
4	Шина токовая ВНКЛ.725000.005	
5	Трансформатор тока ТШП 0,66-800/5 УЗ	Класс точности 0,2S
6	Энергомонитор 3.1К	Класс точности 0,05. Измеряемые величины: ток, напряжение, мощность (активная и реактивная) в 4 квадрантах
7	Терминал мобильный РиМ 099.01	Визуализация информации
8	Секундомер СО-СПР	(0,2 – 60) м.; цена деления 0,2 с; ПГ $\pm 1с/ч$.
9	Универсальная пробойная установка УПУ-1М	Испытательное напряжение до 10 кВ, погрешность установки напряжения не более $\pm 10\%$

Сведения о методиках (методах) измерений

Метод измерений приведен в руководстве по эксплуатации ВНКЛ.411152.031 РЭ «Интеллектуальные приборы учета электроэнергии РиМ 184.01 Руководство по эксплуатации».

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к интеллектуальным приборам учета электроэнергии РиМ 184.01

«Интеллектуальные приборы учета электроэнергии РиМ 184.01. Технические условия ТУ 4228-041-11821941-2011».

ГОСТ Р 52320-2005 Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Общие требования. Испытания и условия испытаний. Часть 11. Счетчики электрической энергии.

ГОСТ Р 52322-2005 Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 21. Статические счетчики активной энергии классов точности 1 и 2.

ГОСТ Р 52425-2005 Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Статические счетчики реактивной энергии.

ГОСТ 8.551-86 Государственная система обеспечения единства измерений. Государственный специальный эталон и государственная поверочная схема для средств измерений электрической мощности и коэффициента мощности в диапазоне частот от 40 до 20000 Гц.

«Интеллектуальные приборы учета электроэнергии РиМ 184.01. Методика поверки. ВНКЛ.411152.031 ДИ».

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

Осуществление торговли и товарообменных операций.

Изготовитель

Закрытое акционерное общество «Радио и Микроэлектроника»

(ЗАО «Радио и Микроэлектроника»)

Адрес: 630082 г. Новосибирск, ул. Дачная 60,

Тел: (383) 2-26-83-13

факс: (383) 2-26-83-13, e-mail: rim@zao-rim.ru

Испытательный центр

ГЦИ СИ ФГУП «Сибирский государственный научно-исследовательский институт метрологии», регистрационный номер 30007-09

Адрес: 630004 г.Новосибирск, пр.Димитрова, 4

Тел.8(383) 210-16-18 e-mail: evgrafov@sniim.nsk.ru

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

Ф.В. Булыгин

М.п.

«____» _____ 2013 г.