

Акционерное общество «Радио и Микроэлектроника»

ОКПД 2 26.51.63.130

Интеллектуальные приборы учета электроэнергии

РиМ 384.01/2

РиМ 384.02/2

РиМ 384.03/2

РиМ 384.04/2

РУКОВОДСТВО ПО ЭКСПЛУАТАЦИИ

Новосибирск

Содержание

1	ТРЕБОВАНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ	4
2	ОПИСАНИЕ И РАБОТА ИПУЭ	5
2.1	Назначение ИПУЭ	5
2.2	Основные метрологические и технические характеристики	11
2.3	Программное обеспечение	18
2.4	Разграничение прав доступа к информации в ИПУЭ	19
2.5	Считывание информации с ИПУЭ	19
2.6	Конфигурирование ИПУЭ	20
2.7	Комплект поставки ИПУЭ	20
2.8	Описание работы ДИЭ	21
2.9	Устройство и работа	22
2.9.1	Конструктивное исполнение ИПУЭ	22
2.9.2	Принцип работы ИПУЭ	23
2.9.3	Устройство и работа основных узлов ДИЭ	23
2.9.4	Средства измерения, инструменты и принадлежности	26
2.9.5	Маркировка и пломбирование	26
3	ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ИПУЭ	27
3.1	Эксплуатационные ограничения	27
3.2	Подготовка ИПУЭ к использованию	27
3.3	Контроль работоспособности ИПУЭ в процессе эксплуатации	29
4	ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ	29
5	ТЕКУЩИЙ РЕМОНТ	29
6	ТРАНСПОРТИРОВАНИЕ И ХРАНЕНИЕ	29
7	УКАЗАНИЯ ПО ЭКСПЛУАТАЦИИ	29
8	ГАРАНТИИ ИЗГОТОВИТЕЛЯ	30
9	ПЕРЕЧЕНЬ КРИТИЧЕСКИХ ОТКАЗОВ, ВОЗМОЖНЫХ ОШИБОК ПЕРСОНАЛА, ПРИВОДЯЩИХ К АВАРИЙНЫМ РЕЖИМАМ РАБОТЫ АГРЕГАТА, И ДЕЙСТВИЙ, ПРЕДОТВРАЩАЮЩИХ УКАЗАННЫЕ ОШИБКИ	30
10	УТИЛИЗАЦИЯ	31
	ПРИЛОЖЕНИЕ А (обязательное) Схемы подключения ИПУЭ при эксплуатации	32
	ПРИЛОЖЕНИЕ Б (обязательное) Габаритные и установочные размеры, расположение индикаторов ИПУЭ и места установки пломб	34
	ПРИЛОЖЕНИЕ В (обязательное) Описание функциональных возможностей интерфейсов ДИЭ	36
	ПРИЛОЖЕНИЕ Г (обязательное) Описание журналов и профилей счетчиков	41
	ПРИЛОЖЕНИЕ Д (обязательное) Начальные установки ИПУЭ	58
	ПРИЛОЖЕНИЕ Е (обязательное) Методика замены элемента питания ЧРВ	60

Перечень обозначений и сокращений, используемых в документе:

АС	Автоматизированная система контроля и учета электрической энергии
ВЛ	Воздушная линия электропередач
ГНСС	Приемник сигналов глобальных навигационных спутниковых систем
ДД	Дисплей дистанционный РИМ 040.40 ТУ 4200–039–11821941–2009
ДМП	Датчик магнитного поля
ОМС	Интерфейс оптической межмодульной синхронизации
ИСК	Служебный интерфейс связи с коммуникатором
МТ	Терминал мобильный РИМ 099.01
МКС	Маршрутизатор каналов связи РИМ 099.02, РИМ 099.03
ПК	Персональный компьютер
ПО	Программное обеспечение
Программа– конфигуратор	Программирование счетчиков РИМ по технологии DLMS/COSEM (Setting_dlms)
РДЧ	Расчетный день и час
ТМ	Оптический испытательный выход (индикатор функционирования) счетчика
УПМ _к	Установленный порог активной мощности для управления нагрузкой
ЧРВ	Часы реального времени
ЭПл	Электронная пломба крышки корпуса
ЭПлБ	Электронная пломба батарейного отсека
COSEM	COmpanion Specification for Energy Metering
DLMS	Distribution Line Message Specification
HDLC	High–Level Data Link Control
L	Фаза, фазный провод
N	«Нуль», нейтраль, «нулевой» провод
P _{LIMk}	Значение УПМ _к
RF	Интерфейс для обмена данными по радиоканалу на частоте 433 МГц
USB–RF	Конверторы USB–RF РИМ 043.08

Настоящее руководство по эксплуатации позволяет ознакомиться со структурой и основными принципами работы интеллектуальных приборов учета электроэнергии РИМ 384.01/2, РИМ 384.02/2, РИМ 384.03/2, РИМ 384.04/2 (далее – ИПУЭ) и устанавливает правила эксплуатации, соблюдение которых обеспечивает поддержание ИПУЭ в исправном состоянии.

При изучении ИПУЭ и правил его эксплуатации необходимо дополнительно руководствоваться следующими документами:

Интеллектуальные приборы учета электроэнергии РИМ 384.01/2, РИМ 384.02/2, РИМ 384.03/2, РИМ 384.04/2. Методика поверки (см. таблицу 5).

Терминал мобильный РИМ 099.01 (далее – МТ). Руководство по эксплуатации ВНКЛ.426487.030 РЭ.

1 ТРЕБОВАНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ

1.1 Установку, монтаж и техническое обслуживание ИПУЭ должны производить только специально обученные и уполномоченные работники, ознакомленные с настоящим руководством по эксплуатации и имеющие группу допуска по электробезопасности не ниже IV для работ в электроустановках напряжением выше 1000 В.

1.2 Потребителю электрической энергии (абоненту) запрещается проводить своими силами любые работы, связанные с установкой, монтажом, вскрытием и техническим обслуживанием ИПУЭ. Все указанные работы должны выполняться уполномоченными специалистами электроснабжающей или лицензированной монтажной организации.

1.3 Конструкция ИПУЭ/ДИЭ обеспечивает безопасность обслуживающего персонала в соответствии с требованиями ГОСТ 12.2.007.0.

1.4 Элементы конструкции ИПУЭ/ДИЭ не распространяют горение, обеспечивая пожарную безопасность в соответствии с ГОСТ 12.1.004 и ГОСТ 22261.

2 ОПИСАНИЕ И РАБОТА ИПУЭ

2.1 Назначение ИПУЭ

2.1.1 ИПУЭ являются многофункциональными приборами и предназначены для измерения активной, реактивной электрической энергии, а также активной, реактивной и полной мощности, фазного тока и линейного напряжения в трехфазных трехпроводных электрических сетях переменного тока промышленной частоты с изолированной нейтралью напряжением 6/10 кВ в зависимости от исполнения (см. таблицу 2.1).

2.1.2 ИПУЭ состоит из двух однофазных четырехквadrантных датчиков измерения активной и реактивной энергии РИМ 384.XX соответствующего исполнения (далее – ДИЭ), включенных по схеме Арона.

2.1.3 ДИЭ устанавливаются на проводах около оконечных или промежуточных опор ВЛ, без реконструкции опор ВЛ и без рассоединения магистральных проводов фаз А, В, С.

2.1.4 ИПУЭ заменяют собой информационно-измерительные комплексы точек учета электрической энергии: измерительные трансформаторы тока и напряжения и подключенный к их вторичным обмоткам трехфазный счетчик электрической энергии.

2.1.5 Основные характеристики ИПУЭ приведены в таблице 2.1.

Таблица 2.1

Условное обозначение исполнения ИПУЭ	Ином/Имакс, А	Уном, кВ	Класс точности измерения активной/реактивной энергии	Постоянная, имп./кВт·ч имп./квар·ч	Стартовый ток при измерении энергии активной/реактивной мА	Цена единицы старшего/младшего разряда кВт·ч (квар·ч)
РИМ 384.01/2	20/100	6	0,5S/1	500	20/40	$10^7/10^{-3}$
РИМ 384.02/2	20/100	10	0,5S/1	500	20/40	$10^7/10^{-3}$
РИМ 384.03/2	20/200	6	0,5S/1	500	20/40	$10^7/10^{-3}$
РИМ 384.04/2	20/200	10	0,5S/1	500	20/40	$10^7/10^{-3}$

2.1.6 ИПУЭ в части метрологических характеристик соответствуют требованиям ГОСТ 31818.11-2012, ГОСТ 31819.22-2012, ГОСТ 31819.23-2012.

2.1.7 Изоляция ИПУЭ соответствует ГОСТ 1516.3-96 для оборудования класса 6 и класса 10 соответственно исполнению.

2.1.8 ДИЭ соответствуют требованиям электромагнитной совместимости ГОСТ 30805.22-2013 (класс Б), ГОСТ 31818.11-2012, ГОСТ IEC 61000-6-5-2017.

2.1.9 ИПУЭ выполняют измерение энергии:

- активной импортируемой (прием) в I и IV квадрантах, потарифно;
- активной экспортируемой (отдача) в II и III квадрантах, потарифно;
- реактивной импортируемой (прием) в I и II квадрантах, потарифно;
- реактивной экспортируемой (отдача) в III и IV квадрантах, потарифно.

Расположение квадрантов соответствует геометрическому представлению С.1 ГОСТ 31819.23.

2.1.10 ИПУЭ измеряют среднеквадратические значения фазных токов, линейные напряжения, частоту сети, значения активной, реактивной и полной мощностей (пофазно и суммарно), удельную энергию потерь в цепях тока, удельную энергию потерь холостого хода в силовых трансформаторах, коэффициент реактивной мощности цепи $\tan \varphi$, коэффициент мощности $\cos \varphi$.

2.1.11 ИПУЭ имеют тарификатор с встроенными ЧРВ и реализуют многотарифный учет активной электрической энергии.

2.1.12 Количество тарифов и тарифное расписание ИПУЭ задаются встроенным тарификатором, имеющим ЧРВ. Количество тарифов и тарифное расписание доступны для установки и корректировки дистанционно или непосредственно на месте эксплуатации ИПУЭ по всем интерфейсам.

2.1.13 ИПУЭ измеряют параметры показателей качества электрической энергии: отрицательное $\delta U_{(-)}$ и положительное $\delta U_{(+)}$ отклонение напряжения и отклонение частоты Δf по ГОСТ 32144–2013, ГОСТ 30804.4.30–2013, класс S.

2.1.14 ИПУЭ определяют параметры качества электроэнергии согласно ГОСТ 32144–2013, ГОСТ 30804.4.30–2013, класс S:

- длительность провала напряжения $\Delta t_{\text{П}}$;
- длительность перенапряжения $\Delta t_{\text{ПЕР}U}$;
- глубину провала напряжения $\delta U_{\text{П}}$;
- максимальное значение перенапряжения $U_{\text{ПЕР}}$;
- напряжения прямой $U_{(1)}$, обратной $U_{(2)}$ последовательностей;
- коэффициенты несимметрии напряжения по обратной K_{2U} последовательности;
- токи прямой I_1 и обратной I_2 последовательностей и коэффициента несимметрии токов обратной последовательности K_{2I} .

2.1.15 Каждый ДИЭ ведёт свои журналы и журналы суммарного потребления и общих параметров сети, используя информацию, полученную от другого ДИЭ.

2.1.16 Каждый ДИЭ оснащен гальванически развязанными интерфейсами:

- RF1 (радиоканал на частоте 433,92 МГц, решение ГКРЧ № 07-20-03-001 приложение 1);
- RF2 (интерфейс на основе стандарта bluetooth 5.0, решение ГКРЧ № 07-20-03-001 приложение 2);
- GSM (2 слота SIM- карт) на основе технологии мобильной связи четвертого поколения 4G;
- ГНСС;
- ОМС;
- USB.

Интерфейсы позволяют эксплуатировать ИПУЭ как автономно, так и в составе АС.

2.1.17 ИПУЭ обеспечивает контроль правильности подключения измерительных цепей конструктивно за счёт того, что первичные преобразователи каждого ДИЭ - датчики напряжения и тока размещены в общем корпусе с измерителем, что исключается возможность воздействия на вторичные измерительные цепи.

2.1.18 ДИЭ соответствуют требованиям прочности к механическим воздействующим факторам в рабочих условиях применения по группе 4 ГОСТ 22261-94.

2.1.19 ИПУЭ (ДИЭ) выдерживают ветровую нагрузку (провод между измерительным и защитным блоком ДИЭ не предназначен для крепления каких-либо внешних конструкций, испытывает растяжение только от собственного веса):

- без гололеда 40 м/с (V район по ветровому давлению);
- с гололёдом 15 м/с (при толщине стенки гололёда 20 мм, III район по толщине стенки гололёда).

ИПУЭ (ДИЭ) выдерживают механические нагрузки от вибрации по группе М6 ГОСТ 17516.1-90.

ИПУЭ выдерживает воздействие режима «плавки гололёда» в течение 90 мин (температура провода не более плюс 90 °С).

2.1.20 Изоляция ИПУЭ (ДИЭ) соответствует требованиям раздела 4 ГОСТ 1516.3-96 для устройств с нормальной изоляцией уровня 6 классов напряжения 6 кВ и 10 кВ соответственно исполнению, применяемых на высоте до 1000 м над уровнем моря.

Изоляция выдерживает воздействие трёх полных грозовых импульсов 60 (75) кВ.

Длина пути утечки внешней изоляции соответствует требованиям ГОСТ 9920-89 для линейной изоляции и степени загрязнения IV (не менее 42 см).

2.1.21 ИПУЭ (ДИЭ) выдерживают испытание на стойкость к поражению дробью из охотничьего ружья с расстояния 25 м – шесть патронов, заряженных дробью №3 согласно 5.3.3 СТО 56947007-33.180.10.175-2014

2.1.22 Номинальный ток односекундной термической стойкости 12 кА (данные для пояса Роговского).

Примечание - На алюминиевом проводе сечением 150 мм² (АС-150/19, А-150).

2.1.23 Номинальный ток электродинамической стойкости не менее 21 кА (данные для пояса Роговского).

2.1.24 Информационные протоколы обмена резидентных интерфейсов ИПУЭ соответствуют СПОДЭС ПАО «Россети», IEC 62056-46(2007) (DLMS COSEM, профиль HDLC) и ГОСТ Р 58940-2020.

2.1.25 Резидентные интерфейсы ИПУЭ предназначены для дистанционного управления, считывания измерительной информации, конфигурирования (параметрирования) с фиксацией меток времени соответствующих событий и измерительной информации, локального обмена данными и подключения к АС.

ИПУЭ совместимы с АС «РМС-2150» разработки АО «РиМ» и с АС «Пирамида 2.0», «Пирамида-Сети», «Энергосфера», «Телескоп+», «Энфорс» разработки сторонних организаций.

ИПУЭ совместимы с устройствами сбора АС: терминалом мобильным РиМ 099.01 и маршрутизатором каналов связи РиМ 099.03.

2.1.26 Конфигурирование ИПУЭ выполняется при помощи программы-конфигуратора «Программирование счетчиков РиМ по технологии DLMS/COSEM» с использованием МТ соответствующего исполнения, который представляет собой персональный компьютер, оснащенный набором необходимых устройств и программных продуктов для локального или дистанционного обмена данными с ИПУЭ.

Подробное описание функциональных возможностей резидентных интерфейсов счетчиков приведено в приложении В.

2.1.27 Характеристики интерфейсов:

2.1.27.1 Характеристики RF1 ¹⁾:

- Скорость обмена данными, Бод 9600;
- Полоса радиочастот, МГц 433,075–434,79;
- ЭИИМ интерфейса RF1, дБВт, не более –17;

2.1.27.2 Характеристики RF2 ²⁾:

- Скорость обмена данными, Бод 115200;
- Полоса радиочастот, МГц 2400-2483,5;
- Максимальная ЭИИМ, не более 100 мВт (20 дБм);
- Максимальная спектральная плотность ЭИИМ, не более 10 мВт/МГц

2.1.27.3 Характеристики ОМС:

- Скорость обмена данными, Бод 115 200;
- Тип интерфейса UART;
- Уровень сигналов 5В TTL;

2.1.27.4 Характеристики интерфейса GSM:

- а) GSM/GPRS/EDGE 900/1800 МГц, EGSM 900 МГц, DCS 1800 МГц, LTE CAT1;
- б) формат поддерживаемых SIM-карт Mini-SIM;
- в) поддержка SIM карт: 1,8 В или 3 В;
- г) режим работы SIM-карт: попеременный, переключение SIM-карт реализуется программно, без изменения аппаратной конфигурации ИПУЭ;
- д) количество поддерживаемых SIM-карт, шт.2;
- е) держатель SIM-карт предотвращает самопроизвольное выпадание SIM-карт.

2.1.28 Визуальное считывание показаний ИПУЭ абонентом, эксплуатирующим ИПУЭ, производится при помощи ДД.

2.1.29 Информация на ДД отображается на языке, определяемом в договоре на поставку. По умолчанию – на русском языке.

Показания ИПУЭ выводятся на ДД последовательным нажатием кнопки на передней панели ДД. Перечень измеряемых и служебных величин, выводимых на дисплей ДД, доступен для установки и корректировки дистанционно или непосредственно на месте эксплуатации ИПУЭ по всем интерфейсам ИПУЭ.

2.1.30 ИПУЭ оснащены ДМП. Состояние ДМП считывается по интерфейсам при помощи устройств АС, а также записывается в соответствующий журнал с привязкой по времени.

2.1.31 ИПУЭ оснащены ЭПл и ЭПлБ. Состояние ЭПл и ЭПлБ считывается по интерфейсам при помощи устройств АС, а также записывается в соответствующий журнал с привязкой по времени.

1) Соответствует решению ГКРЧ № 07–20–03–001 (Приложение 1), нелицензируемый диапазон частот

2) Соответствует решению ГКРЧ № 07–20–03–001 (Приложение 2), нелицензируемый диапазон частот, дополнительные характеристики согласно СТО 34.01-5.1-009-2024

2.1.32 Для поддержания работоспособного состояния ЧРВ в ИПУЭ применены источники питания:

- **основной** – ионистр, со сроком эксплуатации не менее 30 лет и обеспечивающего ход ЧРВ при отсутствии сетевого питания в течение не менее 60 ч;
- **резервный** – литиевый элемент питания обеспечивающий ход ЧРВ при отсутствии сетевого питания в течение 16 лет.

2.1.33 Резервный элемент питания ЧРВ размещен в отдельно пломбируемом отсеке ИПУЭ.

2.1.34 Корректировка ЧРВ ИПУЭ выполняется:

- автоматически при приеме сигнала ГНСС (при его наличии в зависимости от исполнения);
- автоматически при каждом считывании данных с ИПУЭ при помощи устройств АС при несовпадении времени ЧРВ ИПУЭ с текущим временем АС;
- в ручном режиме при помощи программы-конфигуратора.

2.1.35 ИПУЭ диагностируют и отображают в статусной информации и на ДД события, состояние ЧРВ (корректность даты и времени счетчика), события, связанные со срабатыванием электронных пломб, ДМП и т. д. (см. паспорт на ДД).

2.1.36 ИПУЭ оснащены оптическими испытательными выходами ТМА и ТМР, которые используются при поверке ИПУЭ при измерении активной и реактивной энергии соответственно, и оптическим индикатором ТМ, который является технологическим. Характеристики оптических испытательных выходов соответствуют ГОСТ 31818.11–2012.

2.1.37 При фиксации ИПУЭ событий (функция автоматического отслеживания событий – опция), к которым относятся:

- срабатывание ЭПл и (или) ЭПлБ;
- срабатывание ДМП;
- включение/отключение ИПУЭ;
- при непрерывном отсутствии питания более 10 часов (после возобновлении подачи напряжения);
- конфигурирование (параметрирование) ИПУЭ;
- изменение статуса самодиагностики (подробнее см. приложение Г, таблицу Г.14);
- изменение статуса качества сети (подробнее см. приложение Г, таблицу Г.12);

ИПУЭ выступает в качестве инициатора связи с устройствами АС, посылая по выбранному интерфейсу информацию о наступлении данного события. Сброс фиксации данного события в ИПУЭ произойдет после принятия данного события устройствами АС.

2.1.38 ИПУЭ ведут журналы, в которых накапливается измерительная и служебная информация. В журналах отражены также события, связанные с отсутствием напряжения, включением/отключением нагрузки, перепрограммированием служебных параметров, воздействием магнитного поля, отражены результаты самодиагностики, а также аварийные ситуации. События в журналах сгруппированы в отдельные разделы по группам событий, с привязкой ко времени.

Все журналы недоступны корректировке при помощи внешних программ, в том числе при помощи программы – конфигулятора.

Подробное описание журналов – в приложении Г.

2.1.39 Измерительная информация недоступна корректировке, служебная информация ИПУЭ защищена системой паролей.

2.1.40 ИПУЭ начинают нормально функционировать не более чем через 5 с после подачи номинального напряжения. Самоход ИПУЭ соответствует требованиям ГОСТ 31819.21–2012, ГОСТ 31819.23–2012.

2.1.41 ИПУЭ обеспечивает автоматический контроль правильности подключения к трехфазной трехпроводной электрической сети переменного тока промышленной частоты с изолированной нейтралью. ИПУЭ осуществляет непрерывный контроль согласования фаз между собой по полярности и направлению их чередования. При обнаружении нарушения порядка подключения в журнале напряжений ИПУЭ регистрируется событие «Неправильная последовательность фаз» с выводом визуального сообщения на экран ДД.

2.1.42 ИПУЭ выполняют измерение температуры внутри корпуса в диапазоне от минус 45 °С до плюс 85 °С (справочный параметр).

2.2 Основные метрологические и технические характеристики

Таблица 2– Метрологические и технические характеристики

Наименование характеристики	Значение	
	РиМ 384.01/2 (РиМ 384.03/2)	РиМ 384.02/2 (РиМ 384.04/2)
Номинальный ток, А	20	
Максимальный ток, А	100(200)	
Номинальное напряжение, кВ	6	10
Установленный диапазон напряжений, кВ	от 5,4 до 6,6	от 9 до 11
Расширенный диапазон напряжений, кВ	от 4,8 до 7,2	от 8 до 12
Номинальная частота, Гц	50	
Класс точности: при измерении активной энергии (по ГОСТ 31819.22-2012) при измерении реактивной энергии (по ГОСТ 31819.23-2012)	0,5S 1	
Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерений активной энергии и мощности, максимальной средней активной мощности на программируемом интервале Ринт макс, максимальной средней активной мощности на расчетный день и час Р _{рлч} , % 0,01I _н ≤ I < 0,05I _н , cos φ = 1,00 0,05I _н ≤ I ≤ I _{макс} , cos φ = 1,00 0,02I _н ≤ I < 0,10I _н , cos φ = 0,50 инд. 0,10I _н ≤ I ≤ I _{макс} , cos φ = 0,50 инд. 0,02I _н ≤ I < 0,10I _н , cos φ = 0,80 емк. 0,10I _н ≤ I ≤ I _{макс} , cos φ = 0,80 емк.	±1,0 ±0,5 ±1,0 ±0,6 ±1,0 ±0,6	
Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерений реактивной энергии и мощности, % 0,02I _н ≤ I < 0,05I _н , sin φ = 1,00 0,05I _н ≤ I ≤ I _{макс} , sin φ = 1,00 0,05I _н ≤ I < 0,10I _н , sin φ = 0,50 инд. 0,10I _н ≤ I ≤ I _{макс} , sin φ = 0,50 инд. 0,05I _н ≤ I < 0,10I _н , sin φ = 0,50 емк. 0,10I _н ≤ I ≤ I _{макс} , sin φ = 0,50 емк. 0,10I _н ≤ I ≤ I _{макс} , sin φ = 0,25 инд. 0,10I _н ≤ I ≤ I _{макс} , sin φ = 0,25 емк.	±1,5 ±1,0 ±1,5 ±1,0 ±1,5 ±1,0 ±1,5 ±1,5	
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений полной мощности, %	±1,5	
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений коэффициента мощности cos φ, в диапазоне токов (в диапазоне измеряемых значений cos φ): 0,05I _н ≤ I ≤ I _{макс} (от 0,25 до 1)	±0,01	
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений коэффициента реактивной мощности tg φ, в диапазоне токов (в диапазоне измеряемых значений tg φ): 0,05I _н ≤ I ≤ I _{макс} (от 0 до 1)	±0,01	
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений среднеквадратических значений фазного тока δI в диапазоне, % 0,01I _н ≤ I < 0,05I _н 0,05I _н ≤ I ≤ I _{макс}	±1,0 ±0,5	
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений среднеквадратических значений линейных напряжений в расширенном диапазоне напряжений, %	±0,5	
Пределы допускаемой дополнительной относительной погрешности измерений активной энергии и мощности, вызываемой изменением напряжения в установленном рабочем диапазоне, % 0,9U _{ном} ≤ U ≤ 1,1U _{ном} , cos φ = 1,00 0,9U _{ном} ≤ U ≤ 1,1U _{ном} , cos φ = 0,50 инд.	±0,2 ±0,4	
Пределы допускаемой дополнительной относительной погрешности измерений реактивной энергии и мощности, вызываемой изменением напряжения в установленном рабочем диапазоне, % 0,9U _{ном} ≤ U ≤ 1,1U _{ном} , sin φ = 1,00 0,9U _{ном} ≤ U ≤ 1,1U _{ном} , sin φ = 0,50 инд.	±0,7 ±1,0	

Продолжение таблицы 2

Пределы допускаемой дополнительной относительной погрешности измерений активной энергии и мощности, вызываемой изменением напряжения в расширенном рабочем диапазоне, % $0,80U_{\text{ном}} \leq U \leq 1,2U_{\text{ном}}, \cos \varphi = 1,00$ $0,80U_{\text{ном}} \leq U \leq 1,2U_{\text{ном}}, \cos \varphi = 0,50$ инд.	$\pm 0,6$ $\pm 1,2$
Пределы допускаемой дополнительной относительной погрешности измерений реактивной энергии и мощности, вызываемой изменением напряжения в расширенном рабочем диапазоне, % $0,8U_{\text{ном}} \leq U \leq 1,2U_{\text{ном}}, \sin \varphi = 1,00$ $0,8U_{\text{ном}} \leq U \leq 1,2U_{\text{ном}}, \sin \varphi = 0,50$ инд.	$\pm 2,1$ $\pm 3,0$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений отрицательного $\delta U_{(-)}$ и положительного $\delta U_{(+)}$ отклонения напряжения в диапазоне значений от 40 до 120%, %	$\pm 0,5$
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений частоты сети, Гц в диапазоне значений частоты от 45 до 55 Гц	$\pm 0,01$
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений отклонения частоты сети Δf , Гц в диапазоне отклонений частоты ± 5 Гц	$\pm 0,01$
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений длительности провала напряжения $\Delta t_{\text{п}}$ в диапазоне значений от 1 до 60 с, с	$\pm 0,02$
Пределы допускаемой приведенной погрешности измерений остаточного напряжения провала напряжения $U_{\text{п}}$ относительно $U_{\text{ном}}$, %	$\pm 1,0$
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений длительности перенапряжения $\Delta t_{\text{пер}U}$ в диапазоне значений от 1 до 60 с, с	$\pm 0,02$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений максимального значения перенапряжения $U_{\text{пер}U}$, %	$\pm 1,0$
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений глубины провала напряжения $\delta U_{\text{п}}$ в диапазоне значений от 10 до 90 %, %	$\pm 1,0$
Пределы допускаемой приведенной погрешности измерений токов прямой I_1 и обратной I_2 последовательностей относительно $I_{\text{макс}}$ в диапазоне значений от $0,1I_{\text{н}}$ до $I_{\text{макс}}$, %	$\pm 0,5$
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений коэффициентов несимметрии напряжения K_{2U} и токов K_{2I} обратной последовательности в диапазоне значений коэффициентов несимметрии от 1 до 5 %, %	$\pm 0,3$
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений коэффициента перенапряжения в диапазоне значений коэффициентов от 1 до 30 %, %	$\pm 1,0$
Пределы допускаемого значения среднего температурного коэффициента при измерении активной энергии и мощности, %/К $\cos \varphi = 1,00$ $\cos \varphi = 0,50$ инд.	$\pm 0,03$ $\pm 0,05$
Пределы допускаемого значения среднего температурного коэффициента при измерении реактивной энергии и мощности, %/К $\sin \varphi = 1,00$ $\sin \varphi = 0,50$ инд.	$\pm 0,05$ $\pm 0,07$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений удельной энергии потерь в цепях тока, %, в диапазоне $0,05I_{\text{н}} \leq I \leq I_{\text{макс}}$	$\pm 2,0$
Пределы допускаемого значения суточного хода часов реального времени тарификатора ИПУЭ, с/сут	$\pm 0,5$
Стартовый ток: при измерении активной энергии, мА при измерении реактивной энергии, мА	20 40
Постоянная ИПУЭ (ДИЭ): при измерении активной энергии, имп./кВт·ч при измерении реактивной энергии, имп./квар·ч	500 500
Полная потребляемая мощность в цепи напряжения, не более, В·А, не более	45
Активная потребляемая мощность в цепи напряжения, не более, Вт	6
Количество тарифов	8

Окончание таблицы 2

Время сохранения данных, лет, не менее	40
Суточный ход ЧРВ ¹⁾ : -при нормальных условиях, с/сут, не более -в предельном рабочем диапазоне температур, с/сут, не более	0,5 3,35
Время автономности ЧРВ при отсутствии напряжения сети	см. 2.1.33
Время начального запуска, с, не более	5
Габаритные размеры ИПУЭ (высота x ширина x длина x длина провода), мм, не более - в корпусе внешнем тип II	310x150x310x1500
Масса ИПУЭ, кг, не более	6,5
Условия эксплуатации: Установленный рабочий диапазон: -температура окружающей среды, °C -относительная влажность, %, при 25 (30) °C -атмосферное давление, кПа	от - 40 °C до + 55 °C 100 (95) от 70 до 106,7
Средняя наработка на отказ, ч	180000
Средний срок службы, лет	30
Степень защиты оболочек от проникновения пыли и воды	IP65
Условия эксплуатации	У1** по ГОСТ 15150-69
Нормальные условия измерений -температура окружающей среды, °C -относительная влажность, % -атмосферное давление, кПа	от + 21 °C до + 25 °C от 30 до 80 от 70 до 106,7
¹⁾ При питании как от сетевого напряжения, так и от основного и резервного источников питания ЧРВ. Примечания: 1 Измерения активной и реактивной энергии выполняется в четырех квадрантах. Расположение квадрантов соответствует геометрическому представлению С.1 ГОСТ 31819.23-2012; 2 ИПУЭ измеряют показатели качества электроэнергии согласно ГОСТ 30804.4.30-2013 класс S. 3 Дополнительные погрешности измерений энергии, мощности, вызываемые изменением влияющих величин по отношению к нормальным условиям, приведенным в 8.5 ГОСТ 31819.22-2012 и 8.5 ГОСТ 31819.23-2012, не более пределов дополнительных погрешностей для ИПУЭ соответствующего класса точности в соответствии с таблицей 6 ГОСТ 31819.22-2012 и таблицей 8 ГОСТ 31819.23-2012.	

Перечень величин, измеряемых ИПУЭ, приведен в таблице 3.

Таблица 3

Наименование измеряемой величины	Примечание
Энергия	
активная импортируемая (I и IV квадрант) ^{1), 2)}	Суммарно по фазам
активная экспортируемая (II и III квадрант) ^{1), 2)}	Суммарно по фазам
реактивная импортируемая (I и II квадрант) ²⁾	Суммарно по фазам
реактивная экспортируемая (III и IV квадрант) ²⁾	Суммарно по фазам
Удельная энергия потерь в линии (цепях тока)	Суммарно по фазам
Мощность	
активная (I и IV квадрант – положительная, II и III квадрант – отрицательная)	Суммарно по фазам
реактивная (I и II квадрант – положительная, III и IV квадрант – отрицательная)	Суммарно по фазам
полная	Суммарно по фазам
Среднее значение активной мощности на программируемом интервале (активная интервальная мощность, $P_{\text{инт}}$) ³⁾	Суммарно по фазам
Максимальное значение средней активной мощности в текущем отчетном периоде (максимальная $P_{\text{инт}}$ в текущем отчетном периоде, $P_{\text{инт макс}}$) ³⁾	Суммарно по фазам
Максимальное значение средней активной мощности за прошедший отчетный период ($P_{\text{инт макс}}$ на РДЧ, $P_{\text{рдч}}$) ³⁾	
Ток фазного провода, среднеквадратическое (действующее) значение ⁴⁾	Пофазно
Линейное напряжение, среднеквадратическое (действующее) значение ⁴⁾	Пофазно
Отрицательное $\delta U_{(-)}$ и положительное $\delta U_{(+)}$ отклонения напряжения	
Частота сети ⁴⁾	
Коэффициент реактивной мощности цепи $\text{tg } \varphi$ ⁴⁾	Суммарно по фазам
Коэффициент мощности $\cos \varphi$ ⁴⁾	Суммарно по фазам
Отклонение частоты сети Δf	
Длительность провала напряжения $\Delta t_{\text{п}}$ ⁵⁾	Пофазно
Остаточное напряжение провала напряжения $U_{\text{п}}$	Пофазно
Глубина провала напряжения $\delta U_{\text{п}}$	Пофазно
Длительность перенапряжения $\Delta t_{\text{пер}} U$ ⁵⁾	Пофазно
Величина перенапряжения $\Delta U_{\text{пер}}$	Пофазно
Коэффициент перенапряжения $\delta U_{\text{пер}}$	Пофазно
Токи прямой I_1 и обратной I_2 последовательности	
Коэффициент несимметрии тока по обратной последовательности K_{2I}	
Коэффициент несимметрии напряжения по обратной последовательности K_{2U}	
Отклонение частоты сети Δf	
Напряжение прямой и обратной последовательности U_1, U_2 ⁶⁾	
Температура внутри корпуса	
¹⁾ Режим учета активной энергии программируется на учет активной энергии по модулю или на раздельный учет импортируемой и экспортируемой. ²⁾ Импортируемая – прием, экспортируемая – отдача. Расположение квадрантов согласно геометрическому представлению С.1 ГОСТ 31819.23. ³⁾ Длительность интервала интегрирования программируется от 1 до 60 мин. ⁴⁾ Время интегрирования значений (период измерения) составляет 1 с (50 периодов сетевого напряжения). ⁵⁾ Длительность интервала измеряется с дискретностью 0,02 с для напряжений U_{AB} и U_{BC} по ГОСТ 32144, ГОСТ 30804.4.30, класс S, а для U_{CA} дискретность составляет 1 с. ⁶⁾ Справочные величины, без указания требований к точности измерений.	

2.2.1 Активная и реактивная мощность с периодом интегрирования 1 с (текущая мощность, активная $P_{ТЕК}$ или реактивная $Q_{ТЕК}$ соответственно), определяются как энергия, потребленная за 1 с (активная и реактивная соответственно).

Суммарная текущая мощность (активная и реактивная) определяется как сумма соответствующих фазных значений мощности с учетом знака.

2.2.2 Полная мощность с периодом интегрирования 1 с (далее – текущая полная мощность, $S_{ТЕК}$) определяется по формуле

$$S_{ТЕК} = U \cdot I, \quad (2.1)$$

где U – среднеквадратическое значение напряжения, В;

I – среднеквадратическое значение тока, А;

S – текущее значение полной мощности, В•А.

Суммарная текущая полная мощность определяется как сумма соответствующих фазных значений мощности с учетом знака.

2.2.3 Удельная энергия потерь в цепях тока определяется по формуле

$$W_I = \frac{10^{-3}}{3600} \int_0^T I^2 dt, \quad (2.2)$$

где W_I – расчетное значение удельной энергии потерь в цепях тока, $кА^2 \cdot ч$;

I – действующее (среднеквадратичное) значение тока, А;

T – время работы счетчика, с.

Суммарная удельная энергия потерь в цепях тока определяется как сумма фазных значений удельной энергии потерь.

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

$$P_{ИНТ} = \frac{1}{T} \int_0^T P_{ТЕК} dt, \quad (2.3)$$

где $P_{ИНТ}$ – расчетное значение средней активной мощности на программируемом интервале, Вт;

$P_{ТЕК}$ – значение текущей активной мощности, Вт;

T – длительность программируемого интервала, с.

2.2.5 Максимальное значение средней активной мощности на программируемом интервале в текущем отчетном периоде (текущая максимальная интервальная активная мощность, $P_{ИНТ\ МАКС}$) определяется как максимальное значение из зафиксированных значений $P_{ИНТ}$ за текущий месяц.

2.2.6 Максимальное значение средней активной мощности на программируемом интервале за прошедший отчетный период (максимальная интервальная активная мощность на РДЧ, $P_{РДЧ}$) определяется как максимальное значение из зафиксированных значений $P_{ИНТ}$ за прошедший месяц.

2.2.7 Коэффициент мощности $\cos \varphi$ определяется по формуле

$$\cos \varphi = \frac{P_{ТЕК}}{S_{ТЕК}}, \quad (2.4)$$

где $\cos \varphi$ – расчетное значение коэффициента мощности;

$S_{ТЕК}$ – расчетное значение текущей полной мощности, В•А;

$P_{ТЕК}$ – измеренное значение текущей активной мощности, Вт.

Суммарное значение $\cos \varphi$ определяется как среднее геометрическое фазных значений.

2.2.8 Коэффициент реактивной мощности цепи $\operatorname{tg} \varphi$ определяется по формуле

$$\operatorname{tg} \varphi = \frac{|Q_{\text{ТЕК}}|}{|P_{\text{ТЕК}}|}, \quad (2.5)$$

где $\operatorname{tg} \varphi$ – расчетное значение коэффициента реактивной мощности цепи;

$Q_{\text{ТЕК}}$ – измеренное значение текущей реактивной мощности, вар;

$P_{\text{ТЕК}}$ – измеренное значение текущей активной мощности, Вт.

Суммарное значение $\operatorname{tg} \varphi$ определяется как среднее геометрическое фазных значений.

2.2.9 Определение показателей качества электроэнергии

Показатели качества электроэнергии должны определяться относительно одного из значений, определяемых программно – номинального линейного значения напряжения или согласованного линейного значения при номинальной частоте 50 Гц:

а) установившееся отклонение напряжения δU_y должно определяться по 5.13 ГОСТ 30804.4.30–2013, ГОСТ IEC 61000–4–30–2017, класс S;

б) отрицательное $\delta U_{(-)}$ и положительное $\delta U_{(+)}$ отклонение напряжения должны определяться по 5.12 ГОСТ 30804.4.30–2013, ГОСТ IEC 61000–4–30–2017, класс S;

в) отклонение частоты Δf должно определяться по 4.2.1 ГОСТ 32144, 5.1 ГОСТ 30804.4.30–2013, ГОСТ IEC 61000–4–30–2017, класс S;

г) длительность провала напряжения $\Delta t_{\text{П}}$ должна определяться согласно 5.4 ГОСТ 30804.4.30–2013, ГОСТ IEC 61000–4–30–2017, класс S;

д) длительность перенапряжения $\Delta t_{\text{ПЕР}}$ должна определяться согласно 5.4 ГОСТ 30804.4.30–2013, ГОСТ IEC 61000–4–30–2017, класс S;

е) глубина провала $\delta U_{\text{П}}$ должна определяться согласно 5.4 ГОСТ 30804.4.30–2013, ГОСТ IEC 61000–4–30–2017, класс S;

ж) величина перенапряжения $\Delta U_{\text{ПЕР}}$ должна определяться согласно 5.4 ГОСТ 30804.4.30–2013, ГОСТ IEC 61000–4–30–2017, класс S.

з) напряжения прямой и обратной последовательностей, коэффициенты несимметрии напряжения по обратной последовательности должны определяться согласно 5.7 ГОСТ 30804.4.30–2013, ГОСТ IEC 61000–4–30–2017, класс S.

2.2.10 Основные единицы для измеряемых величин, цена единицы старшего и младшего разрядов приведены в таблице 4.

Таблица 4

Измеряемая величина	Основная единица	Цена единицы старшего/младшего разряда
Активная энергия	кВт·ч	$10^7 / 10^{-3}$
Реактивная энергия	квар·ч	$10^7 / 10^{-3}$
Активная мощность	Вт	$10^6 / 10^0$
Реактивная мощность	вар	$10^6 / 10^0$
Полная мощность	В·А	$10^6 / 10^0$
Фазный ток (среднеквадратическое значение)	А	$10^2 / 10^{-3}$
Линейное напряжение (среднеквадратическое значение)	В	$10^4 / 10^0$
Частота сети	Гц	$10^1 / 10^{-2}$
Отклонения частоты сети	Гц	$10^1 / 10^{-2}$
Удельная энергия потерь в цепях тока	кА ² ·ч	$10^7 / 10^{-3}$
Коэффициент реактивной мощности tg φ	безразм.	$10^2 / 10^{-3}$
Коэффициент мощности cos φ	безразм.	$10^0 / 10^{-3}$
Длительность провалов/перенапряжений	с	$10^3 / 10^{-2}$
Глубина провала напряжения	%	$10^1 / 10^{-1}$
Остаточное напряжение провала напряжения	В	$10^4 / 10^0$
Максимальное значение перенапряжения	В	$10^4 / 10^0$
Коэффициент перенапряжения	%	$10^1 / 10^{-1}$
Напряжение прямой (обратной) последовательности	В	$10^4 / 10^0$
Ток прямой(обратной) последовательности	А	$10^2 / 10^{-3}$
Коэффициент несимметрии напряжения и тока по обратной последовательности	%	$10^1 / 10^{-2}$
Положительное и отрицательное отклонения напряжения	В	$10^4 / 10^0$
Положительное и отрицательное отклонения напряжения относительно Uном	%	$10^1 / 10^{-2}$

2.3 Программное обеспечение

2.3.1 Встроенное ПО ИПУЭ должно сохраняться в постоянном запоминающем устройстве контроллера ДИЭ. Считывание исполняемого кода из ДИЭ и модификация метрологически значимой части ПО калибровочных коэффициентов и измеренных данных с использованием интерфейсов ДИЭ невозможны.

2.3.2 Встроенное ПО поставляется в составе ИПУЭ, предустановленным на заводе изготовителе и отдельно не предоставляется. В программном обеспечении реализованы все функциональные возможности ИПУЭ, указанные в данном документе.

2.3.3 Встроенное ПО ИПУЭ разделено на метрологически значимую и метрологически незначимую части.

2.3.4 Идентификационные данные метрологически значимой части ПО должны соответствовать приведенным в таблице 4.

Таблица 4

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
Исполнения счетчиков	РиМ 384.01/2, РиМ 384.03/2	РиМ 384.02/2, РиМ 384.04/2
Идентификационное наименование программного обеспечения	РМ384 ВНКЛ.411152.173 ПО	РМ384 ВНКЛ.411152.173–01 ПО
Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	v4.00 и выше	
Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода)	28 FE AF FE 45 11 40 9C C5 F1 3E B1 E8 3F EE E9	95 0A 37 FA 27 0B AF 63 3E A5 08 2E E0 44 64 D9
Диапазон адресов расположения программного обеспечения в постоянном запоминающем устройстве контроллера счётчика	с 0x10003FFF по 0x10007FFE	
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения	MD5	

Реализована возможность обновления метрологически незначимой части программного обеспечения без воздействия на метрологически значимую часть и без потери измеренных данных и журналов событий.

2.3.5 Уровень защиты программного обеспечения от непреднамеренных и преднамеренных изменений «Высокий» в соответствии с 4.5 Р 50.2.077–2014.

2.3.6 Встроенное ПО обеспечивает возможность шифрования данных передаваемых по всем интерфейсам связи методом блочного шифра Galois/Counter Mode на основе алгоритма Advanced Encryption Standard AES–128 и в режиме гаммирования и выработки имитовставки согласно ГОСТ 34.13–2018 на основе алгоритма ГОСТ 34.12–2018 («Кузнечик») согласно Р 1323565.1.032–2020.

2.3.7 Встроенное ПО обеспечивает автоматическую перезагрузку в случае:

- обновления метрологически незначимой части ПО;
- срабатывания программного сторожевого таймера («watchdog») для защиты от зависания ПО.

2.3.8 Внесение изменений во встроенное ПО сопряжено с изменением версии ПО. Информация с указанием об обновлении встроенного ПО и списком вносимых изменений приводится на сайте предприятия–изготовителя www.ao-rim.ru.

2.3.9 В рамках самодиагностики алгоритмами встроенного ПО обеспечивается:

а) Ежесуточное автоматическое тестирование блоков ИПУЭ, выполняемое каждые 24 часа. Тестированию подлежат следующие узлы:

- блок памяти;
- ЧРВ;
- блок тактирования;
- измерительный блок;
- вычислительный блок;
- блок питания

б) Фиксация ошибок в журнале самодиагностики ИПУЭ. Запись информации о сбоях и отказах ведется отдельно по каждому контролируемому параметру (компоненту). ВПО осуществляет однократную фиксацию изменения статуса: событие сбоя или событие восстановления параметра (успешный результат последующего теста) записывается в журнал самодиагностики только в случае изменения текущего результата тестирования относительно предыдущего. Повторные записи при неизменном состоянии узла не формируются.

2.4 Разграничение прав доступа к информации в ИПУЭ

2.4.1 Доступ к информации в ИПУЭ регламентирован несколькими уровнями секретности.

2.4.1.1 **Публичный клиент (PC)** (в программе–конфигураторе уровень доступа – минимальный) – не требует ввода пароля, шифрование не поддерживает. Для считывания доступны:

- логическое имя устройства (расшифровку см. в приложении В);
- текущее время ЧРВ.

2.4.1.2 **Считыватель показаний (MR)** (в программе–конфигураторе уровень доступа – низкий) – требует ввода пароля, поддерживает шифрование. Параметры для считывания описаны в приложении В.

2.4.1.3 **Конфигуратор (US)** (в программе–конфигураторе уровень доступа – высокий) – требует ввода пароля, поддерживает шифрование. Параметры для считывания и конфигурирования описаны в приложении В.

Примечание – Подробнее см. стандарт организации СТО 34.01–5.1–006–2023 «Приборы учета электрической энергии. Требования к информационной модели обмена данными (версия 4)».

ВНИМАНИЕ! В целях обеспечения информационной безопасности при вводе в эксплуатацию ИПУЭ рекомендуется изменить заводские установки паролей.

2.5 Считывание информации с ИПУЭ

2.5.1 Считывание информации с ИПУЭ выполняется по интерфейсам GSM, RF1, RF2 и технологическому интерфейсу USB.

2.5.2 Считывание информации выполняется с обязательным вводом пароля соответствующему уровню секретности устанавливаемого соединения (см. 2.4).

2.5.3 Считывание информации выполняют при помощи специализированных устройств АС, например, МТ с использованием конвертора USB–RF, МКС и других устройств, работающих в соответствии с СПОДЭС ПАО «Россети». Обмен данными выполняется по запросу устройств АС.

При использовании МТ используется программа–конфигуратор (см. руководство по эксплуатации МТ). При использовании других устройств АС считывание данных выполняют в соответствии с указаниями, приведенными в эксплуатационной документации на соответствующее устройство.

2.5.4 Перечень данных, доступных для считывания с ИПУЭ, приведен в таблице В.1.

2.5.5 За счет применения цифровых каналов передачи данных при установке счетчиков на месте эксплуатации достаточно указаний, приведенных в разделе 3 настоящего руководства по эксплуатации.

2.6 Конфигурирование ИПУЭ

2.6.1 Конфигурирование ИПУЭ выполняется по интерфейсам GSM, RF1, RF2 и технологическому интерфейсу USB.

2.6.2 Конфигурирование ИПУЭ выполняется с обязательным вводом пароля соответствующему уровню секретности устанавливаемого соединения (см. 2.4).

2.6.3 Конфигурирование счетчиков выполняется при помощи специализированных устройств АС, например, МТ с использованием конвертора USB–RF, МКС и других устройств, работающих в соответствии с СПОДЭС ПАО «Россети». Обмен данными выполняется по запросу устройств АС.

При использовании МТ используется программа–конфигуратор (см. руководство по эксплуатации МТ). При использовании других устройств АС считывание данных выполняют в соответствии с указаниями, приведенными в эксплуатационной документации на соответствующее устройство.

2.6.4 Перечень параметров, доступных для конфигурирования, приведен в таблице В.1.

2.6.5 Начальные установки при выпуске счетчиков из производства приведены в приложении Д.

2.7 Комплект поставки ИПУЭ

Комплект поставки ИПУЭ приведен в таблице 5.

Таблица 5

Наименование	Обозначение	Количество
ДИЭ соответствующего исполнения (в упаковке)		2 шт.
Устройство синхронизации оптическое	ВНКЛ.426449.045	1 шт.
Корпус внешний тип II (антивандальный)		2 шт.
Паспорт на ИПУЭ (одно из исполнений)	ВНКЛ.411152.048 ПС	1 экз.
Паспорт на ДИЭ (одно из исполнений)	ВНКЛ.411152.049 ПС	2 экз.
Пломба пластиковая номерная		4 шт.
Комплект монтажных частей ¹⁾		1 компл.
Руководство по эксплуатации ²⁾	ВНКЛ.411152.173 РЭ	1 экз.
Методика поверки ²⁾		1 экз.
Терминал мобильный РиМ 099.01 -XX ^{3), 4)}		1 компл.
Инструкция по монтажу, пуску, регулированию и обкатке изделия ²⁾	ВНКЛ.411152.173 ИМ	1 экз.
Дисплей дистанционный РиМ 040.40		1 шт.
Сервисное ПО ²⁾	-	
Устройство защиты от перенапряжения ^{3), 5)}		3 компл.

¹⁾ В комплекте монтажных частей: ключ для внутреннего шестигранника S4 – 1 шт., ключ для внутреннего шестигранника S2,5 – 1 шт., фольга ДПРХМ 0,15x50 НД ГОСТ 618-2014 – 3 м, шприц со смазкой силиконовой 5 мл – 1 шт., втулка центрирующая №1 – 2 шт., втулка центрирующая №2 – 2 шт., втулка центрирующая №3 – 2 шт., герметичный прокалывающий зажим ОР-616 М (или аналогичный) – 6 шт., отвертка крестовая Ph1 – 1 шт., стяжки – 30 шт.

²⁾ Поставляется по требованию в электронном виде или доступно на сайте www.ao-rim.ru.

³⁾ Поставляется по отдельному заказу.

⁴⁾ ИПУЭ по требованию заказчика могут комплектоваться терминалом мобильным РиМ 099.01-XX, где XX номер исполнения, согласно руководству по эксплуатации на МТ.

⁵⁾ Тип устройства защиты от перенапряжения (УЗПН – Ш, УЗПН – ОЛ, УЗПН – ПС, УЗПН – ЛК, РВЛ) для линий электропередач 6 и 10 кВ определяется при заказе.

2.8 Описание работы ДИЭ

В схеме Арона каждый однофазный ДИЭ измеряет фазный ток и линейное напряжение, перемножает их мгновенные значения для вычисления мгновенной активной мощности и суммирует эти значения для вычисления активной энергии. Для вычисления мгновенной реактивной мощности значения тока умножаются на сдвинутые фазовращателем на 90° значения отсчетов напряжения.

Суммарная активная мощность по всем трём фазам равна алгебраической сумме активных мощностей двух ДИЭ, а суммарная реактивная мощность по трём фазам равна алгебраической сумме реактивных мощностей двух ДИЭ.

Для чтения показаний ДИЭ, а также конфигурирования ДИЭ в каждом ДИЭ имеются интерфейсы: GSM, RF1, RF2, технологический интерфейс USB. Интерфейс RF1 используется при проблемах с операторами сотовой связи, таких, как неуверенный прием GSM вследствие удаленности сотовой станции, перегрузка сотовой сети, аварийные ситуации и т.п. Интерфейс RF1 работает на расстоянии до 100 м от ДИЭ, поэтому для считывания показаний ДИЭ необходимо подъехать к месту установки ИПУЭ, и считать показания при помощи МТ. Интерфейс RF2 используется для работы с ДД для считывания показаний. При помощи технологического интерфейса USB можно запитать ДИЭ от порта USB в лабораторных условиях и настроить все необходимые параметры.

Каждый ДИЭ может быть оснащен двумя SIM-картами, например, разных операторов. Поскольку в счетчике два ДИЭ, в ИПУЭ могут быть установлены четыре SIM-карты.

Требования к SIM-карте. Для правильного функционирования ИПУЭ в каждый ДИЭ необходимо установить минимум одну SIM-карту. SIM-карты должны быть формата «M2M термо», которые можно приобрести у оператора мобильной связи. У SIM-карты формата «M2M термо» отсутствует счетчик аутентификаций (дольше срок службы карты) и она предназначена для использования во всем диапазоне рабочих температур. SIM-карта должна быть предоплачена либо переведена на кредитный тариф с услугой передачи данных (доступ к сети интернет).

2.9 Устройство и работа

2.9.1 Конструктивное исполнение ИПУЭ

ИПУЭ конструктивно выполнен в виде двух ДИЭ, включенных по схеме Арона. Один из датчиков измеряет фазный ток I_a и линейное напряжение U_{ab} . Второй датчик измеряет фазный ток I_c и линейное напряжение U_{bc} . Один из ДИЭ является ведущим (master), а второй – ведомым (slave). ДИЭ монтируют на соответствующих фазных проводах ВЛ вблизи опоры непосредственно на месте эксплуатации. Монтаж ДИЭ осуществляется без разрыва проводов ВЛ. Во время работы ДИЭ непрерывно обмениваются измерительной информацией по служебному интерфейсу ОМС, таким образом, при обращении к ИПУЭ возможно получение данных о суммарном потреблении всех видов энергии.

Каждый ДИЭ выполнен в виде двух функциональных модулей — электронного и защитного, связанных изолированным высоковольтным кабелем. Электронный модуль включает измерительную часть, источник питания, интерфейсы и высоковольтный узел. Защитный модуль содержит резистор, служащий для ограничения тока через варистор высоковольтного узла и демпфирования основной энергии перенапряжений.

В качестве датчика тока ДИЭ используется модернизированный пояс Роговского, выполненный в виде двух шарнирно соединенных полуколец. При монтаже ДИЭ на проводе полукольца раздвигаются для надевания на провод и затем соединяются. Для исключения погрешности от несимметричного положения провода в поясе Роговского используются центрирующие втулки (входят в комплект поставки ИПУЭ), обеспечивающие центральное расположение провода различного сечения в поясе Роговского.

Крепление измерителя ДИЭ к проводу осуществляется парой скоб, закреплённых на корпусе блока винтами различной длины. Скобы охватывают провод опосредованно — через силиконовую втулку, исключая прямой контакт и повреждение изоляции. Винтовые соединения не воздействуют на провод, а служат только для монтажа скоб к корпусу измерителя.

Соединение общей точки схемы ДИЭ с фазным проводом осуществляется ответвительным зажимом из комплекта поставки. Соединение защитного модуля ДИЭ с проводом общей фазы осуществляется ответвительными зажимами из комплекта поставки.

Для защиты от атмосферных осадков и обеспечения возможности опломбирования на месте эксплуатации каждый ДИЭ оснащается защитным кожухом. Кожух закрывает корпус измерителя и прокалывающий зажим, а также позволяет установить пломбу энергосбытовой организации. Дополнительно кожух может быть опломбирован индикаторной пломбой, входящей в комплект поставки.

Для обеспечения устойчивости к воздействиям осадков, внутреннее пространство ДИЭ заполнено кремнийорганическим компаундом.

Схемы установки ДИЭ на месте эксплуатации приведены в Приложении А. Рекомендуемый тип зажимов приведен в таблице 6.

Таблица 6

Производитель арматуры	Зажим ответвительный для подключения к проводу ВЛ
MZVA	OP-616 M
ENSTO	SLIW11.1

Тип используемой центрирующей втулки в зависимости от марки провода ВЛ приведен в инструкции по монтажу, пуску, регулированию и обкатке изделия ВНКЛ.41152.173 ИМ.

2.9.2 Принцип работы ИПУЭ

Принцип действия ИПУЭ основан на цифровой обработке аналоговых входных сигналов токов и напряжений при помощи специализированных микросхем со встроенными АЦП. Остальные параметры, измеряемые счетчиком, определяются расчетным путем по измеренным значениям тока, напряжения и частоты сети.

Цифровой сигнал, пропорциональный мгновенной мощности, обрабатывается микроконтроллером ДИЭ. По полученным значениям мгновенной активной и реактивной мощности формируются накопленные значения количества потребленной активной электрической энергии по прямому/обратному направлению и реактивной электрической энергии, учёт реактивной энергии ведется по четырём квадрантам с геометрическим представлением согласно С.1 ГОСТ 31819.23-2012.

2.9.3 Устройство и работа основных узлов ДИЭ

Основой ДИЭ является электронный блок измерителя ДИЭ, который содержит:

- измерительный преобразователь тока;
- измерительный преобразователь напряжения;
- измерительный преобразователь мощности;
- ЧРВ;
- источник питания ЧРВ;
- энергонезависимую память;
- модуль GSM;
- интерфейсы RF1, RF2;
- интерфейс OMC;
- ГНСС;
- USB;
- источник питания;
- оптический испытательный выход активной/реактивной мощности – индикаторы ТМА, ТМР.

Измерительный преобразователь тока выполнен на основе пояса Роговского, который обладает следующими особенностями:

- конструкция: 12 катушек индуктивности, расположенных по окружности и соединенных последовательно. Конструкция разделена на два полукольца для удобства монтажа на провод ВЛ.
- принцип действия: отсутствие ферромагнитного сердечника обеспечивает нечувствительность к перегрузкам по току и постоянной составляющей.
- выходной сигнал: формирует сигнал, пропорциональный скорости изменения тока (di/dt). Для дальнейшей обработки в измерителе мощности требуется интегратор.

Измерительный преобразователь напряжения представляет собой делитель, который преобразует сетевое напряжение в величину, пригодную для обработки измерительным преобразователем мощности (ИПМ).

В делителе применены высокостабильные прецизионные тонкопленочные резисторы и керамические конденсаторы, что обеспечивает долговременную стабильность параметров не хуже 0,1% за 30 лет — то есть в течение всего срока службы устройства.

Измерительный преобразователь мощности выполнен на специализированном микроконтроллере российского производства, который включает в себя усилители каналов тока и напряжения, АЦП, специализированный вычислитель, осуществляющий вычисление значений активной и реактивной мощности, среднеквадратических значений напряжения и тока за период сети, 32-разрядный микропроцессор, память программ и ОЗУ данных, а также

ЧРВ. Микропроцессор ИПМ управляет процессом измерений, выдает импульсы на оптический испытательный выход, формирует информацию для интерфейсного микроконтроллера модуля GSM, а также осуществляет обмен информацией с энергонезависимой памятью и управление интерфейсами RF1, RF2, ОМС, ГНСС. Энергонезависимая память контроллера защищена путем сравнения вычисленного значения контрольной суммы исполняемого кода (MD5) с эталонным значением (см. таблицу 4).

Энергонезависимая память предназначена для хранения показаний и настроек ИПУЭ при отключении напряжения сети, а также для хранения журналов ИПУЭ. Время сохранения данных в энергонезависимой памяти более 40 лет. Энергонезависимая память имеет емкость не менее 4 Мбит. ИПУЭ выполняет самодиагностику (проверку) каждого блока памяти путём проверки контрольной суммы при его изменении и всех блоков данных через каждые 24 часа.

Интерфейс RF1 предназначен для конфигурирования и чтения данных ДИЭ (ИПУЭ) при нахождении вблизи места установки ИПУЭ. Обмен данными с ДИЭ (ИПУЭ) производится посредством мобильного терминала и программы-конфигуратора, входящей в комплект поставки МТ (подробнее см. руководство пользователя программы-конфигуратора).

Интерфейс RF2 предназначен для конфигурирования и чтения данных ДИЭ (ИПУЭ), а также для работы с ДД.

Интерфейс ОМС предназначен для обмена данными между ДИЭ при совместной работе ДИЭ в составе ИПУЭ. Использование ОМС для передачи информации между ДИЭ полностью исключает влияние на линию связи внешних радиопомех и наведенных электромагнитных полей, обеспечивая высокую надежность и помехозащищенность соединения в условиях высоковольтных электроустановок

Модуль GSM предназначен для удаленного конфигурирования и чтения данных с ИПУЭ на основе технологии мобильной связи 4G. Модуль расположен непосредственно на плате контроллера ДИЭ.

Источник питания обеспечивает работу ДИЭ в диапазоне напряжений от 0,8 до 1,2 Уном.

Источник выполнен по схеме с балластным конденсатором, который образует источник тока. Ток выпрямляется тремя последовательно включенными мостовыми выпрямителями, от которых запитаны три импульсных стабилизатора с ограничением напряжения на входе на уровне 400 В. Импульсные источники вырабатывают основные напряжения питания всех узлов ДИЭ. Для защиты от кратковременных провалов и отключений питающей сети в составе ДИЭ предусмотрен резервный источник питания на базе ионисторов.

Оптические испытательные выходы ТМА, ТМР служат для определения характеристик точности ДИЭ при поверке, расположенный на нижней стороне корпуса ДИЭ (см. рисунок Б.3). Индикатор ТМА мигает с частотой, пропорциональной активной, а ТМР пропорциональной реактивной мощности в соответствии с постоянной ДИЭ, указанной в таблице 1. Оптические испытательные выходы соответствует разделу 5 ГОСТ 31818.11-2012.

К корпусу измерителя ДИЭ прикреплен винтами высоковольтный блок, состоящий из двух блоков, соединенных изолированным высоковольтным проводом. В корпусе, прикрепленном к измерителю, размещаются:

- верхнее плечо делителя напряжения;
- балластный конденсатор источника питания;
- ограничитель импульсных перенапряжений – варистор.

В корпусе, находящемся на втором конце высоковольтного провода, размещается токоограничительный резистор, поглощающий основную часть энергии импульса перенапряжения и снижающий импульсный ток через варистор.

Корпуса высоковольтного узла покрыты антитрекинговой изоляцией и снабжены изоляторами, увеличивающими длину пути утечки. Внутренние полости высоковольтного узла заполнены кремнийорганическим компаундом. Изоляция высоковольтного узла соответствует требованиям раздела 4 ГОСТ 1516.3-96 для устройств с нормальной изоляцией уровня 6 классов напряжения 6 кВ и 10 кВ соответственно исполнению, для устройств, применяемых на высоте до 1000 м над уровнем моря.

ДИЭ соответствует требованиям ГОСТ 1516.3-96 в части стойкости к грозовым импульсам.

ЧРВ ДИЭ осуществляют ведение даты и времени¹⁾, обеспечивающего низкое потребление и высокую стабильность суточного хода часов за счет температурной коррекции частоты кварцевого резонатора, в том числе при отсутствии сетевого напряжения. При пропадании питания от основного и дополнительного источников питания, дата и время ДИЭ фиксируется в неизменном состоянии.

Источник питания ЧРВ состоит из:

- основного источника питания ЧРВ – выполненного на базе ионистора (суперконденсатора), со сроком эксплуатации не менее 30 лет и обеспечивающего ход ЧРВ при отсутствии сетевого питания в течении не менее 60 ч;

- резервного источника питания ЧРВ – выполненного на основе литиевого элемента питания обеспечивающего ход ЧРВ при отсутствии сетевого питания в течение 16 лет. Литиевый элемент расположен в отдельном отсеке, который позволяет выполнять его замену без нарушения пломбы поверителя.

ГНСС – приемник сигналов глобальных навигационных спутниковых систем (ГЛОНАСС, GPS или др.) позволяющий ДИЭ автоматически синхронизировать время и определять координаты места установки.

ДМП – состоит из трех датчиков, обеспечивающих фиксацию воздействия на прибор учета постоянного или переменного магнитного поля со значением модуля вектора магнитной индукции не менее 150 мТл.

Электронные пломбы предназначены для обнаружения и фиксации вскрытия корпуса ДИЭ (ЭПл) и батарейного отсека (ЭПлБ). Питание при отсутствии сетевого напряжения осуществляется от источника питания ЧРВ. Электронные пломбы фиксирует все моменты вскрытия с занесением соответствующих данных в журналы ДИЭ.

¹⁾ Под датой и временем, согласно СПОДЭС, понимается тип данных date-time содержащий в себе значения: года, месяца, дня месяца, дня недели, часа, минуты, секунды, сотой доли секунды, часового пояса и статуса времени.

2.9.4 Средства измерения, инструменты и принадлежности

Перечень средств измерения, инструментов и принадлежностей, необходимых для проведения монтажа и эксплуатации ИПУЭ, приведен в инструкции по монтажу, пуску, регулированию и обкатке изделия ВНКЛ.41152.173 ИМ.

Перечень средств измерения, инструментов и принадлежностей, необходимых для проведения поверки, приведен в методике поверки, подробнее см. приложение К.

Внимание! При поставке от изготовителя установлены следующие служебные параметры:

Параметры тарификации: одностарифный учёт, отдельный учёт при превышении УПМт не предусмотрен.

Поясное время: соответствует времени г. Новосибирска (UTC+7). При установке ИПУЭ в другом часовом поясе должно быть установлено заново в соответствии с поясным временем места эксплуатации.

Режим работы: slave или master, что указано в паспорте ИПУЭ.

Подробные сведения о настройках – см. приложение Д.

При установке на месте эксплуатации допускается изменение конфигурации и параметров.

2.9.5 Маркировка и пломбирование

2.9.5.1 Маркировка ДИЭ нанесена лазерной гравировкой, содержащая тип ДИЭ, фирменный знак производителя, логотип энергоснабжающей организации (наносится по требованию заказчика), заводской номер ДИЭ позволяющий его идентифицировать без подъема персонала на опору [шрифт – Arial, PF DIN Text Cond Pro или другой, по требованию заказчика, размер шрифта до 86 пт (30 мм)], штриховой код счетчика, год изготовления и другие символы, предусмотренные ГОСТ 31818.11–2012, нанесены на корпусе ДИЭ, кроме того маркировка содержит – переход от генератора (буква «Г») к нагрузке (буква «Н») (Г→Н). Кроме того маркировка содержит QR-код со следующей информацией – тип ДИЭ, заводской номер ДИЭ, квартал и год первичной поверки. Считывание QR-кода возможно стандартными средствами мобильных устройств (смартфоном). Маркировка ДИЭ устойчива к атмосферным воздействиям в течение всего срока службы.

2.9.5.2 По требованию заказчика серийный номер ДИЭ может быть дополнительно нанесен на внешний (антивандальный) корпус.

2.9.5.3 Корпус ДИЭ пломбируется пломбами поверителя. Пломбы устанавливаются в отверстия на приливах внешнего корпуса и крышки ДИЭ (см. приложение Б).

Внимание! Пломбу на ИПУЭ следует навешивать только с использованием проволоки пломбировочной, изготовленной из нержавеющей стали (например, проволоки 0,5–ТС–1–12Х18Н10Т ГОСТ 18143–72 или аналогичной). Пломбирование ИПУЭ с использованием медной проволоки недопустимо.

Примечание:

1) Пломба пластиковая номерная устанавливается сетевой организацией или гарантирующим поставщиком (энергосбытовой, энергоснабжающей организацией).

2) При выпуске из производства пломба пластиковая номерная не устанавливается.

3 ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ИПУЭ

3.1 Эксплуатационные ограничения

3.1.1 Подача на ИПУЭ (ДИЭ) напряжения выше границы расширенного рабочего диапазона напряжений (см. 2.2) в течение длительного времени может привести к выходу ИПУЭ из строя.

3.1.2 Использование ИПУЭ в сетях, не соответствующих исполнению по классу напряжения, недопустимо.

3.1.3 Размещение ИПУЭ в помещениях недопустимо вследствие ухудшения приема ГНСС и сбоя синхронизации часов ИПУЭ.

3.1.4 Запрещается в процессе монтажа и эксплуатации ИПУЭ расстыковывать блок измерителя и высоковольтный узел, а также рассоединять компоненты высоковольтного узла.

3.2 Подготовка ИПУЭ к использованию

3.2.1 Меры безопасности

По защите обслуживающего персонала ИПУЭ относятся к классу защиты II по ГОСТ 12.2.007.0–75.

Монтаж и эксплуатация ИПУЭ должны проводиться в соответствии с действующими правилами технической эксплуатации электроустановок.

Монтаж, демонтаж, вскрытие, поверку и клеймение должны производить специально уполномоченные организации и лица согласно действующим правилам по монтажу электроустановок.

3.2.2 Порядок внешнего осмотра ИПУЭ перед установкой

Перед установкой ИПУЭ следует проверить внешним осмотром:

- целостность корпуса ИПУЭ, элементов конструкции, сжимов и проводов ИПУЭ для подключения к сети;
- наличие пломб поверителя (рисунок Б.3);

3.2.3 Порядок подготовки ИПУЭ к установке

Перед установкой ИПУЭ на место эксплуатации рекомендуется:

- установить SIM-карты местных сотовых операторов с подключенными услугами передачи данных (доступ в сети интернет) и SMS-сообщений (возможность отправлять и получать SMS-сообщения), а также формата «M2M-термо» для использования во всем диапазоне рабочих температур;
- проверить работу ДИЭ с SIM-картами и записать настройки мобильного оператора до установки ИПУЭ на ВЛ – см. инструкцию по монтажу, пуску, регулированию и обкатке изделия ВНКЛ.411152.173 ИМ;
- произвести необходимые настройки при помощи программы-конфигуратора, подробнее следует смотреть руководство пользователя на программу-конфигуратор и инструкцию по монтажу, пуску, регулированию и обкатке изделия ВНКЛ.411152.173 ИМ.

3.2.4 Порядок установки ИПУЭ

Подготовку к установке и монтажу ИПУЭ вести согласно инструкции по монтажу, пуску, регулированию и обкатке изделия ВНКЛ.411152.173 ИМ.

3.2.4.1 Установка ИПУЭ должна производиться квалифицированным электромонтером уполномоченной организации, ознакомленным с настоящим руководством по эксплуатации ИПУЭ.

3.2.4.2 Установка ИПУЭ производится согласно схеме подключения, приведенной в приложении А, в следующем порядке:

- а) *обесточить ВЛ;*
- б) вывернуть полностью винты крепления скоб со стороны разъема датчика тока ДИЭ;

в) ослабить до возможности подъема скоб на 20 мм винты крепления скоб с противоположной стороны разъема датчика тока ДИЭ;

г) разъединить полукольца датчика тока ДИЭ и раздвинуть их на величину диаметра провода ВЛ;

д) надеть измеритель на один из крайних проводов ВЛ (условно фазы А);

е) надеть на провод под скобами центрирующую втулку, соответствующую диаметру провода ВЛ (см. таблицу 7);

ж) закрепить блок измерителя под проводом ВЛ, установив на место скобы и завернув винты;

ВНИМАНИЕ!! Момент силы при затяжке ($1,7 \pm 0,1$) Нм.

и) сомкнуть и защелкнуть полукольца датчика тока ДИЭ;

к) соединить вывод напряжения измерительного блока ДИЭ с проводом ВЛ при помощи зажима, указанного в таблице 6. Если ВЛ выполнена неизолированным проводом, то во избежание снижения механической прочности провода ВЛ перед установкой зажима обернуть провод в месте установки зажима фольгой из комплекта поставки (толщиной от 1,5 до 2 мм);

ВНИМАНИЕ!! Момент силы при затяжке (10 ± 1) Нм.

л) соединить вывод высоковольтного узла ДИЭ со средним проводом ВЛ (условно фазы В) при помощи зажимов, указанных в таблице 5. Если ВЛ выполнена неизолированным проводом, во избежание снижения механической прочности провода ВЛ перед установкой зажима обернуть провод в месте установки зажима алюминиевой фольгой из комплекта поставки (толщиной от 1,5 до 2 мм);

ВНИМАНИЕ!! Момент силы при затяжке (10 ± 1) Нм.

м) повторить действия, указанные в перечислениях с б) по г) для второго ДИЭ;

н) установить измерительный блок второго ДИЭ на второй крайний провод ВЛ (условно фазы С);

о) повторить действия, указанные в перечислениях с д) по л) для второго ДИЭ;

п) надеть и закрепить внешний корпус на измерительные блоки каждого ДИЭ;

р) при необходимости опломбировать кожухи номерными пломбами из комплекта поставки;

с) проверить функционирование ИПУЭ;

Признаки работоспособности ИПУЭ:

– после подачи напряжения на линию и при наличии тока нагрузки индикаторы ТМА, ТМР каждого ДИЭ должны периодически мигать с частотой, пропорциональной мощности. Индикатор ТМА (см. рисунок Б.3) должен мигать с периодом около 0,9 с при активной нагрузке около 10 кВт.

ВНИМАНИЕ! Индикатор ТМА ДИЭ, установленного в режим master, мигает быстрее, чем индикатор ДИЭ, установленного в режим slave, так как индикатор ТМА ДИЭ-master мигает с частотой, пропорциональной суммарной мощности.

т) проверить передачу данных от ДИЭ по интерфейсам GSM, RF1, RF2 (см. инструкцию по монтажу, пуску, регулированию и обкатке изделия ВНКЛ.411152.173 ИМ);

у) установить поясное время и тарифное расписание ИПУЭ, если это не было сделано ранее в соответствии с п.3.2.3;

Для этого после установки ИПУЭ на место эксплуатации следует использовать МТ.

ф) заполнить раздел паспорта ИПУЭ «Свидетельство о вводе в эксплуатацию».

3.3 Контроль работоспособности ИПУЭ в процессе эксплуатации

Показателями работоспособности ИПУЭ в процессе эксплуатации являются:

- Мигание индикатора ТМ с частотой 1 Гц;
- Передача данных по любому из имеющимся интерфейсов;
- Наличие показаний на дисплее ДД;
- На дисплее ДД не должно быть символов, свидетельствующих о неисправности ЧРВ, нарушении электронных пломб (см. паспорт ДД).

4 ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ

4.1 ИПУЭ являются автоматическими приборами и специальных мер по техническому обслуживанию не требуют.

4.2 Поверка ИПУЭ (каждого ДИЭ, входящего в состав ИПУЭ) проводится по методике поверки. Межповерочный интервал – 10 лет.

4.3 ИПУЭ в целом считается поверенным, если срок действия поверительного клейма каждого ДИЭ, входящего в его состав, не истек.

5 ТЕКУЩИЙ РЕМОНТ

ИПУЭ (ДИЭ) не подлежат ремонту на месте эксплуатации.

6 ТРАНСПОРТИРОВАНИЕ И ХРАНЕНИЕ

6.1 ИПУЭ транспортируют в крытых железнодорожных вагонах, в грузовых отапливаемых отсеках самолетов, автомобильным или водным транспортом с защитой от дождя и снега.

6.2 Условия транспортирования: в транспортной и потребительской таре при условиях тряски с ускорением не более 30 м/с^2 при частоте ударов от 80 до 120 в минуту, при температуре окружающего воздуха от минус 50 °С до плюс 70 °С, верхнем значении относительной влажности воздуха 95 % при температуре плюс 30 °С.

Транспортная тара выполнена в виде ящика, в котором размещены два ДИЭ, каждый в индивидуальной упаковке, дисплей дистанционный в индивидуальной упаковке, компоненты комплекта поставки – в полиэтиленовых пакетах.

6.3 ИПУЭ хранят в закрытых помещениях при температуре от минус 40 °С до плюс 60 °С и верхнем значении относительной влажности воздуха не более 80 % при температуре плюс 35 °С при отсутствии агрессивных паров и газов.

7 УКАЗАНИЯ ПО ЭКСПЛУАТАЦИИ

7.1 Условия эксплуатации ИПУЭ: У1** по ГОСТ 15150-69 на открытом воздухе при температуре окружающего воздуха от минус 40 °С до плюс 55 °С, верхнем значении относительной влажности окружающего воздуха 100 % при температуре плюс 25 °С (95 % при плюс 30 °С) и атмосферном давлении от 70 до 106,7 кПа (от 537 до 800 мм рт. ст.). Предельный рабочий диапазон температур от минус 40 °С до плюс 60 °С.

7.2 ИПУЭ предназначен для непрерывной работы в течение всего срока службы.

7.3 Схемы подключения ИПУЭ при эксплуатации приведены в приложении А.

7.4 Потребителю электрической энергии, эксплуатирующему ИПУЭ (абоненту), **запрещается** проводить любые работы по установке, монтажу и техническому обслуживанию ИПУЭ.

8 ГАРАНТИИ ИЗГОТОВИТЕЛЯ

8.1 Изготовитель гарантирует соответствие ИПУЭ требованиям технических условий ТУ 4228–061–11821941–2013, ГОСТ 31818.11-2012, ГОСТ 31819.22-2012, ГОСТ 31819.23-2012 при соблюдении правил хранения, транспортирования и эксплуатации, а также при сохранности поверочной пломбы.

8.2 Гарантийный срок эксплуатации ИПУЭ – 5 лет.

8.3 Гарантийный срок эксплуатации исчисляется с даты ввода ИПУЭ (каждого ДИЭ) в эксплуатацию. При отсутствии отметки о вводе в эксплуатацию гарантийный срок эксплуатации исчисляется с даты передачи (отгрузки) ИПУЭ (ДИЭ) покупателю. Если дату передачи (отгрузки) установить невозможно, гарантийный срок эксплуатации исчисляется с даты изготовления ИПУЭ (ДИЭ).

8.4 Гарантийные обязательства не распространяются на ИПУЭ (ДИЭ):

- а) с нарушенными пломбами поверителя;
- б) с нарушенными пломбами изготовителя;
- в) со следами взлома, самостоятельного ремонта;
- г) с механическими повреждениями элементов конструкции ИПУЭ (ДИЭ) или оплавлением корпуса, вызванными внешними воздействиями;
- д) с повреждениями, вызванными воздействиями перенапряжений на линии, если линия не оборудована ограничителями перенапряжений.

Примечание – При представлении ИПУЭ (ДИЭ) для ремонта или замены в течение гарантийного срока обязательно предъявление паспорта ИПУЭ и паспортов ДИЭ с отметками о дате изготовления и дате ввода в эксплуатацию. При транспортировании ИПУЭ (ДИЭ) не в транспортной таре или таре, не соответствующей требованиям ГОСТ 9142-2014 (ящик исполнения В), а также ГОСТ Р 52901-2007 (картон марки ПЗ5-ПЗ7 с типом гофры С или А), ответственность за сохранность ИПУЭ (ДИЭ) при транспортировке ложится на отправителя.

8.5 Гарантийные обязательства не распространяются на зажимы для подключения ДИЭ.

8.6 Допустимый срок хранения в упаковке – 2 года.

8.7 Обязательства по технической поддержке встроенного ПО ИПУЭ (ДИЭ) (включая предоставление обновлений и исправление критических ошибок программного кода) сохраняются за изготовителем в течение всего срока службы, независимо от окончания гарантийного срока эксплуатации ИПУЭ.

9 ПЕРЕЧЕНЬ КРИТИЧЕСКИХ ОТКАЗОВ, ВОЗМОЖНЫХ ОШИБОК ПЕРСОНАЛА, ПРИВОДЯЩИХ К АВАРИЙНЫМ РЕЖИМАМ РАБОТЫ АГРЕГАТА, И ДЕЙСТВИЙ, ПРЕДОТВРАЩАЮЩИХ УКАЗАННЫЕ ОШИБКИ

К критическим отказам ИПУЭ может привести:

- повреждение корпуса;
- протекание тока, превышающего максимальный (см. таблицу 1), в течение длительного времени через токовые цепи ИПУЭ;
- подача на ИПУЭ напряжения выше границы расширенного рабочего диапазона напряжений (см. 2.2) в течение длительного времени;
- не соблюдение правил установки ИПУЭ, приведенных в Инструкции по монтажу, пуску, регулированию и обкатке изделия ВНКЛ.411152.173 ИМ.

Для предотвращения ошибок при установке ИПУЭ, обслуживающий персонал должен быть ознакомлен со схемой подключения, Инструкции по монтажу, пуску, регулированию и обкатке изделия ВНКЛ.411152.173 ИМ и настоящим руководством по эксплуатации.

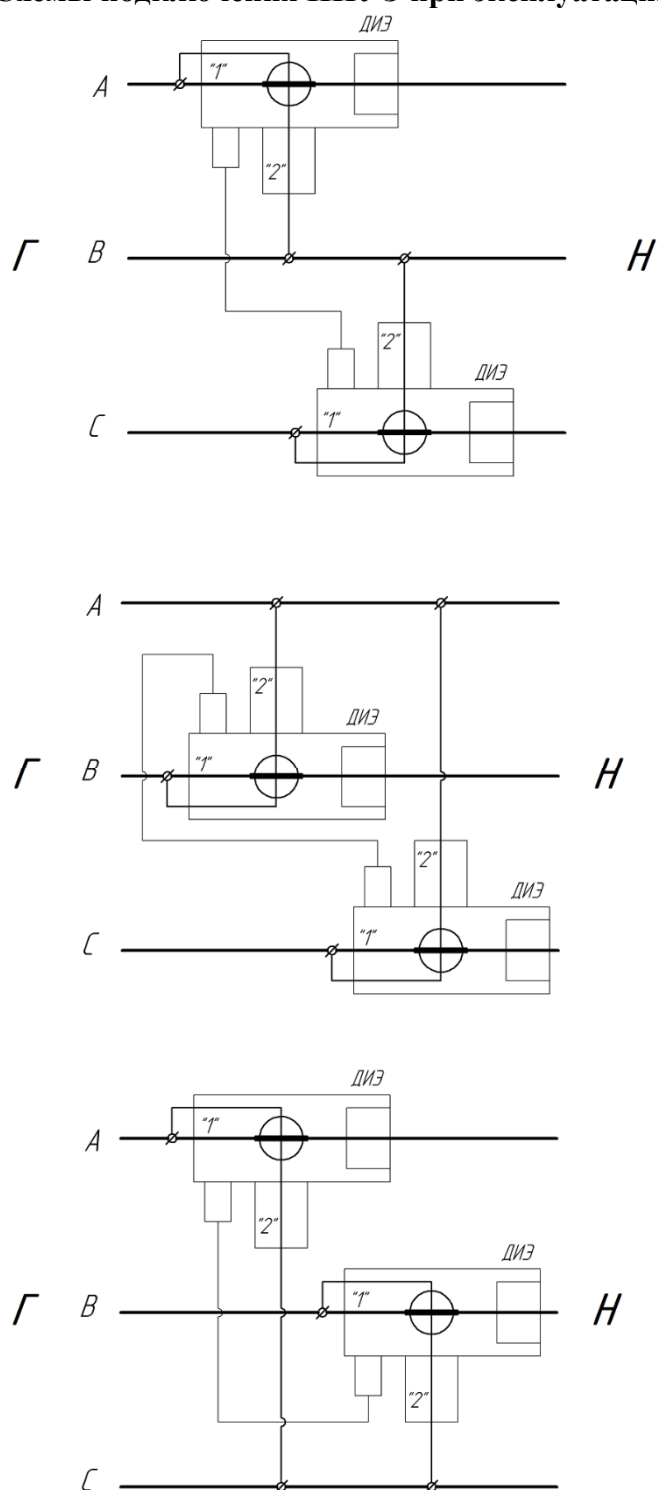
10 УТИЛИЗАЦИЯ

При изготовлении использовались материалы безвредные для окружающей среды в процессе эксплуатации ИПУЭ (ДИЭ). Порядок утилизации ИПУЭ (ДИЭ) в соответствии с требованиями, устанавливаемыми законодательством РФ для утилизации электронного оборудования согласно Федерального классификационного каталога отходов ФККО (код 4 81 300 00 00 0), ГОСТ 30775-2001 (код N 200303//P 2651//M 00000000.00000000//B 00000000.00000000//K 00000000.00000003//Q 06//W M7//C 27+25+19//T III//H 12//D 01+R13).

ПРИЛОЖЕНИЕ А

(обязательное)

Схемы подключения ИПУЭ при эксплуатации



Г – сторона генератора;

Н – сторона нагрузки;

А, В, С – фазы ВЛ

Рисунок А.1 – Схема возможных вариантов подключения ИПУЭ

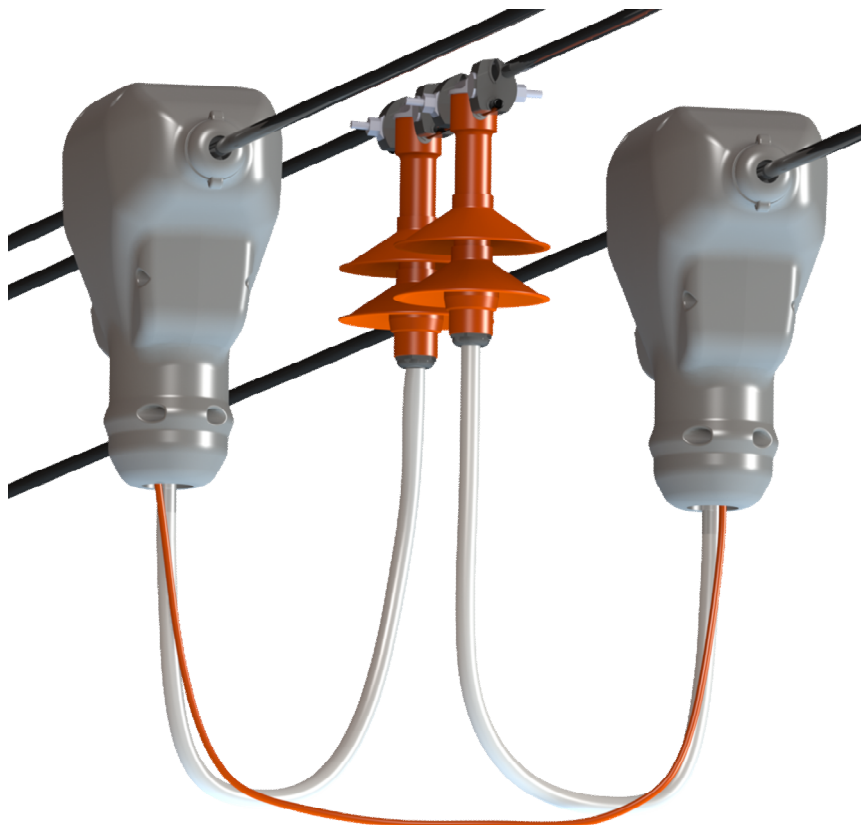


Рисунок А.2 – ИПУЭ, корпус внешний тип II, установленный на опоре ВЛ

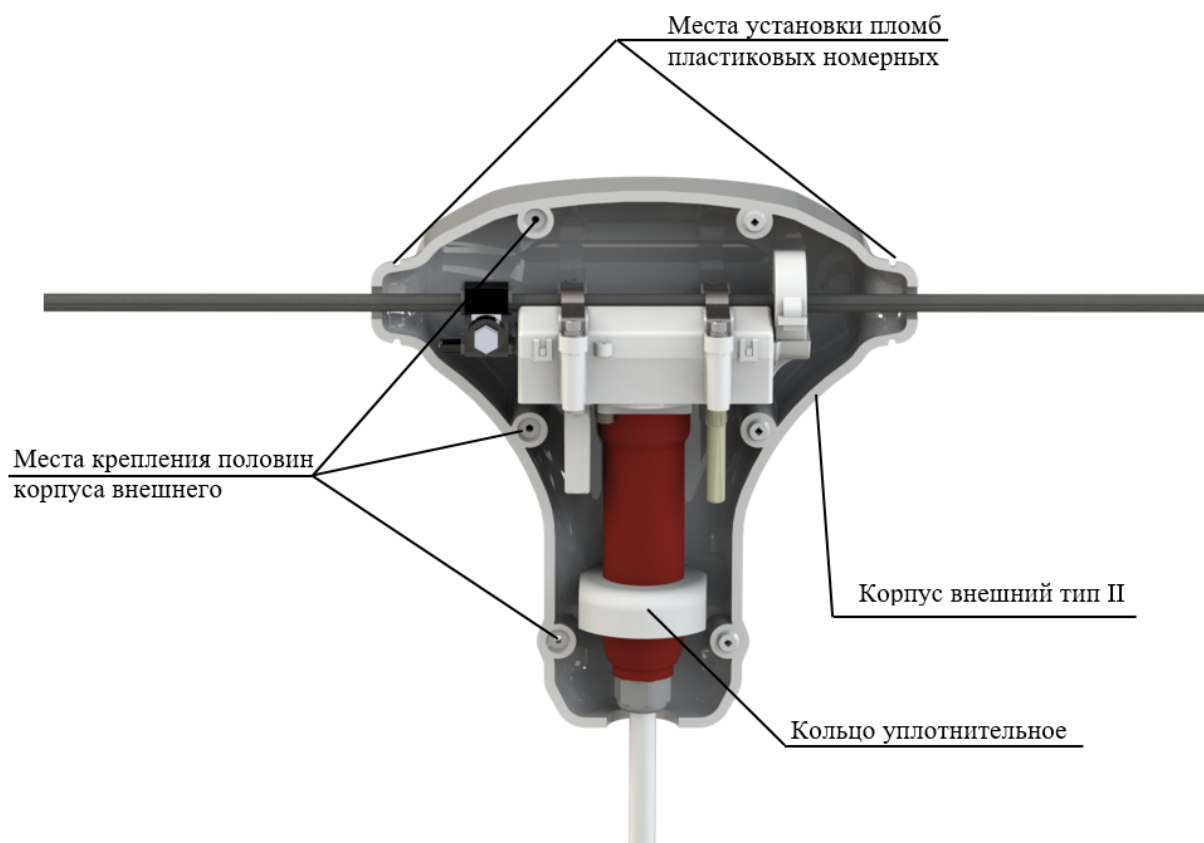


Рисунок А.2 – Схема крепления корпуса внешнего после монтажа ДИЭ на проводе ВЛ

(обязательное)

Technical drawing of the E2000 cable management system, showing side and top views with dimensions.

Side View Dimensions:

- Overall height: 265 max
- Top section height: 80 max
- Top section width: 165 max
- Top section diameter: $\phi 16 \text{ max}$
- Bottom section diameter: $\phi 55 \text{ max}$
- Cable length: $L = 1500 \text{ max}$

Top View Dimensions:

- Top section diameter: $\phi 16 \text{ max}$
- Bottom section diameter: $\phi 140 \text{ max}$
- Overall width: 210 max

Technical drawings of the 3000 Series Handgun. The left drawing is a top view showing a width of 310 max. The right drawing is a side view showing a height of 150 max and a depth of 310 max.

34

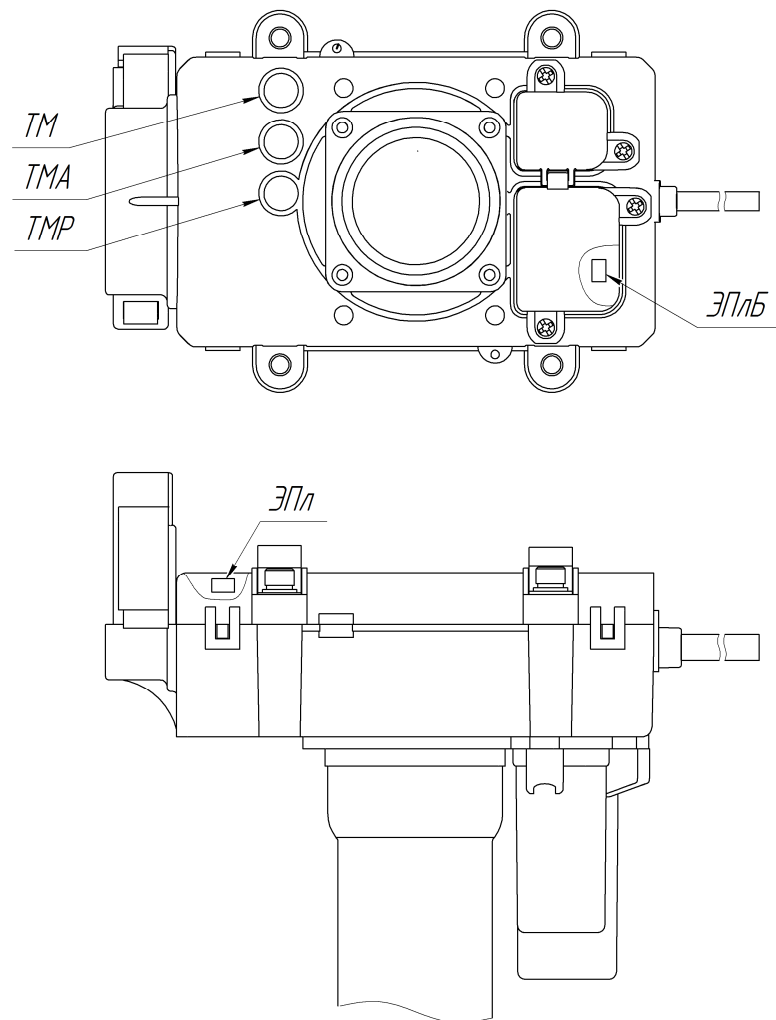


Рисунок Б.3 - Расположение индикаторов ТМ, ТМА, ТМР, антенны RF, а также ЭПл и ЭПБ ДИЭ

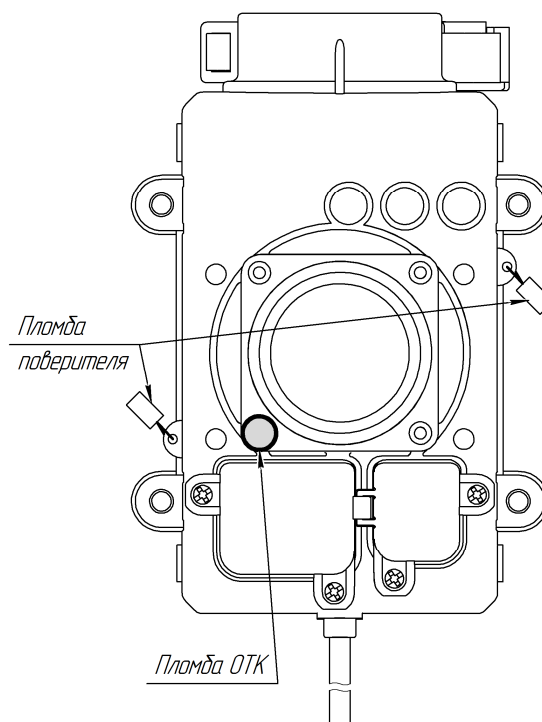


Рисунок Б.3 - Расположение пломб на ДИЭ

ПРИЛОЖЕНИЕ В

(обязательное)

Описание функциональных возможностей интерфейсов ДИЭ

Таблица В.1 – Функциональные возможности интерфейсов ДИЭ

Направление обмена	Параметр	Требуемый уровень секретности ¹⁾		
		РС	MR	US
Считывание	Логическое имя устройства (идентификатор ДИЭ) ³⁾	+	+	+
	Текущие дата и время ДИЭ ²⁾	+	+	+
	Заводской номер ²⁾		+	+
	Тип ²⁾		+	+
	Версия ПО ²⁾		+	+
	<u>Показания</u>			
	активная энергия по 1 тарифу ²⁾		+	+
	активная энергия по 2 тарифу ²⁾		+	+
	активная энергия по 3 тарифу ²⁾		+	+
	активная энергия по 4 тарифу ²⁾		+	+
	активная энергия по 5 тарифу ²⁾		+	+
	активная энергия по 6 тарифу ²⁾		+	+
	активная энергия по 7 тарифу ²⁾		+	+
	активная энергия по 8 тарифу ²⁾		+	+
	активная энергия по 1 тарифу на РДЧ ²⁾		+	+
	активная энергия по 2 тарифу на РДЧ ²⁾		+	+
	активная энергия по 3 тарифу на РДЧ ²⁾		+	+
	активная энергия по 4 тарифу на РДЧ ²⁾		+	+
	активная энергия по 5 тарифу на РДЧ ²⁾		+	+
	активная энергия по 6 тарифу на РДЧ ²⁾		+	+
	активная энергия по 7 тарифу на РДЧ ²⁾		+	+
	активная энергия по 8 тарифу на РДЧ ²⁾		+	+
	активная энергия импорт ²⁾		+	+
	активная энергия экспорт ²⁾		+	+
	реактивная энергия импорт ²⁾		+	+
	реактивная энергия экспорт ²⁾		+	+
	удельная энергия потерь кА ² •ч		+	+
	удельная энергия потерь кВ ² •ч		+	+

Продолжение таблицы В.1

Направление обмена	Параметр	Требуемый уровень секретности ¹⁾		
		РС	MR	US
Считывание	активная энергия импорт на РДЧ ²⁾		+	+
	активная энергия экспорт на РДЧ ²⁾		+	+
	реактивная энергия импорт на РДЧ ²⁾		+	+
	реактивная энергия экспорт на РДЧ ²⁾		+	+
	энергия потерь кА2•ч на РДЧ		+	+
	энергия потерь кВ2•ч на РДЧ		+	+
	фаза А текущая активная мощность ²⁾		+	+
	фаза В текущая активная мощность ²⁾		+	+
	фаза С текущая активная мощность ²⁾		+	+
	суммарная текущая активная мощность ²⁾		+	+
	фаза А текущая реактивная мощность ²⁾		+	+
	фаза В текущая реактивная мощность ²⁾		+	+
	фаза С текущая реактивная мощность ²⁾		+	+
	суммарная текущая реактивная мощность ²⁾		+	+
	фаза А текущая полная мощность ²⁾		+	+
	фаза В текущая полная мощность ²⁾		+	+
	фаза С текущая полная мощность ²⁾		+	+
	суммарная текущая полная мощность ²⁾		+	+
	напряжение по фазе А ²⁾		+	+
	напряжение по фазе В ²⁾		+	+
	напряжение по фазе С ²⁾		+	+
	линейное напряжение между фазой А и В		+	+
	линейное напряжение между фазой В и С		+	+
	линейное напряжение между фазой С и А		+	+
	ток по фазе А ²⁾		+	+
	ток по фазе В ²⁾		+	+
	ток по фазе С ²⁾		+	+
	ток по нейтрали ²⁾		+	+
	коэффициент мощности cos φ по фазе А ²⁾		+	+
	коэффициент мощности cos φ по фазе В ²⁾		+	+
	коэффициент мощности cos φ по фазе С ²⁾		+	+
	суммарный коэффициент мощности cos φ ²⁾		+	+
	частота сети ²⁾		+	+

Продолжение таблицы В.1

Направление обмена	Параметр	Требуемый уровень секретности ¹⁾		
		РС	MR	US
Считывание	Фаза А коэффициент реактивной мощности цепи tg φ		+	+
	Фаза В коэффициент реактивной мощности цепи tg φ		+	+
	Фаза С коэффициент реактивной мощности цепи tg φ		+	+
	Сумм коэффициент реактивной мощности цепи tg φ		+	+
	Напряжение прямой последовательности		+	+
	Напряжение обратной последовательности		+	+
	Напряжение нулевой последовательности		+	+
	Коэффициент не симметрии напряжений по обратной последовательности		+	+
	Коэффициент не симметрии напряжений по нулевой последовательности		+	+
	Температура внутри корпуса ДИЭ		+	+
	Напряжение элемента питания ЧРВ		+	+
	<u>Журналы</u>		+	+
	<u>Служебная информация</u>			
	Состояние датчика магнитного поля		+	+
	Состояние ЭПл		+	+
	Состояние ЭПлБ		+	+
	Режим учета активной электрической энергии		+	+
	Статус качества электроэнергии		+	+
	Тарифное расписание		+	+
	РДЧ		+	+
	Режим индикации		+	+
	Лимит мощности УПМк		+	+

Продолжение таблицы В.1

Направление обмена	Параметр	Требуемый уровень секретности ¹⁾		
		РС	MR	US
Считывание	Порог прерывания		+	+
	Порог перенапряжения		+	+
	Порог провала		+	+
	Порог тангенс		+	+
	Порог коэффициента несимметрии		+	+
	Согласованное напряжение		+	+
	Период интегрирования пиковой мощности		+	+
	Период фиксации профиля 1		+	+
	Период фиксации профиля 2		+	+
	счетчик мастер–коррекций (инициализаций)		+	+
	последняя мастер–коррекция (инициализация)		+	+
	<u>Справочная информация</u>			
	Данные точки учета		+	+
	Сопротивление линии		+	+
Запись	Дата и время ДИЭ			+
	<u>Служебная информация</u>			
	Режим учета активной электрической энергии			+
	Режим УКН			+
	Тарифное расписание			+
	РДЧ			+
	Режим индикации			+
	Лимит мощности			+
	Защитный период на отключение по мощности			+
	Защитный период на отключение по току			+
	Защитный период на отключение/включения по напряжению			+
	Защитный период на отключение по магниту			+
	Порог прерывания			+
	Порог перенапряжения			+
	Порог провала			+

Продолжение таблицы В.1

Направление обмена	Параметр	Требуемый уровень секретности ¹⁾		
		PC	MR	US
Запись	Порог тангенс			+
	Порог коэффициента несимметрии			+
	Согласованное напряжение			+
	Период пиковой мощности			+
	Период фиксации профиля 1			+
	Период фиксации профиля 2			+
	Режим телеметрии			+
	<u>Справочная информация</u>			
	Данные точки учета			+
	Сопротивление линии			+
¹⁾ Уровни секретности (см. 2.4): – публичный клиент (PC); – считыватель показаний (MR); – конфигуратор (US). ²⁾ Доступно для вывода на ДД. Перечень величин, выводимых на ДД, доступен для установки и корректировки дистанционно или непосредственно на месте эксплуатации счетчиков по всем интерфейсам счетчиков. ³⁾ Логическое имя устройства состоит из 16 символов, первые 3 символа идентификатор производителя (RIM), 5 символов тип счетчика (например, 38401) и 8 символов заводской номер ДИЭ.				

ПРИЛОЖЕНИЕ Г

(обязательное)

Описание журналов и профилей счетчиков

Г.1 ИПУЭ ведут профиль ежегодных показаний емкостью 3 записи (глубина хранения 3 года). Захват показаний осуществляется на 1 января 00 часов 00 минут. Профиль организован следующим образом (см. таблицу Г.1):

Таблица Г.1 – Профиль ежегодных показаний

№ параметра	Параметр	OBIS-код
1	Метка времени	0.0.1.0.0.255
2	Импорт активной энергии по 1 тарифу от начала работы	1.0.1.8.1.255
3	Импорт активной энергии по 2 тарифу от начала работы	1.0.1.8.2.255
4	Импорт активной энергии по 3 тарифу от начала работы	1.0.1.8.3.255
5	Импорт активной энергии по 4 тарифу от начала работы	1.0.1.8.4.255
6	Импорт активной энергии по 5 тарифу от начала работы	1.0.1.8.5.255
7	Импорт активной энергии по 6 тарифу от начала работы	1.0.1.8.6.255
8	Импорт активной энергии по 7 тарифу от начала работы	1.0.1.8.7.255
9	Импорт активной энергии по 8 тарифу от начала работы	1.0.1.8.8.255
10	Экспорт активной энергии по 1 тарифу от начала работы	1.0.2.8.1.255
11	Экспорт активной энергии по 2 тарифу от начала работы	1.0.2.8.2.255
12	Экспорт активной энергии по 3 тарифу от начала работы	1.0.2.8.3.255
13	Экспорт активной энергии по 4 тарифу от начала работы	1.0.2.8.4.255
14	Экспорт активной энергии по 5 тарифу от начала работы	1.0.2.8.5.255
15	Экспорт активной энергии по 6 тарифу от начала работы	1.0.2.8.6.255
16	Экспорт активной энергии по 7 тарифу от начала работы	1.0.2.8.7.255
17	Экспорт активной энергии по 8 тарифу от начала работы	1.0.2.8.8.255
18	Импорт реактивной энергии по 1 тарифу от начала работы	1.0.3.8.1.255
19	Импорт реактивной энергии по 2 тарифу от начала работы	1.0.3.8.2.255
20	Импорт реактивной энергии по 3 тарифу от начала работы	1.0.3.8.3.255
21	Импорт реактивной энергии по 4 тарифу от начала работы	1.0.3.8.4.255
22	Импорт реактивной энергии по 5 тарифу от начала работы	1.0.3.8.5.255
23	Импорт реактивной энергии по 6 тарифу от начала работы	1.0.3.8.6.255
24	Импорт реактивной энергии по 7 тарифу от начала работы	1.0.3.8.7.255
25	Импорт реактивной энергии по 8 тарифу от начала работы	1.0.3.8.8.255
26	Экспорт реактивной энергии по 1 тарифу от начала работы	1.0.4.8.1.255
27	Экспорт реактивной энергии по 2 тарифу от начала работы	1.0.4.8.2.255
28	Экспорт реактивной энергии по 3 тарифу от начала работы	1.0.4.8.3.255
29	Экспорт реактивной энергии по 4 тарифу от начала работы	1.0.4.8.4.255
30	Экспорт реактивной энергии по 5 тарифу от начала работы	1.0.4.8.5.255
31	Экспорт реактивной энергии по 6 тарифу от начала работы	1.0.4.8.6.255
32	Экспорт реактивной энергии по 7 тарифу от начала работы	1.0.4.8.7.255
33	Экспорт реактивной энергии по 8 тарифу от начала работы	1.0.4.8.8.255

Окончание таблицы Г.1

№ параметра	Параметр	OBIS–код
34	Удельная энергия потерь в цепи тока по 1 тарифу от начала работы	1.0.88.8.1.255
35	Удельная энергия потерь в цепи тока по 2 тарифу от начала работы	1.0.88.8.2.255
36	Удельная энергия потерь в цепи тока по 3 тарифу от начала работы	1.0.88.8.3.255
37	Удельная энергия потерь в цепи тока по 4 тарифу от начала работы	1.0.88.8.4.255
38	Удельная энергия потерь в цепи тока по 5 тарифу от начала работы	1.0.88.8.5.255
39	Удельная энергия потерь в цепи тока по 6 тарифу от начала работы	1.0.88.8.6.255
40	Удельная энергия потерь в цепи тока по 7 тарифу от начала работы	1.0.88.8.7.255
41	Удельная энергия потерь в цепи тока по 8 тарифу от начала работы	1.0.88.8.8.255
42	Импорт активной энергии от начала работы	1.0.1.8.0.255
43	Экспорт активной энергии от начала работы	1.0.2.8.0.255
44	Импорт реактивной энергии от начала работы	1.0.3.8.0.255
45	Экспорт реактивной энергии от начала работы	1.0.4.8.0.255
46	Удельная энергия потерь в цепи тока от начала работы	1.0.88.8.0.255
47	Время работы ДИЭ	0.0.96.8.0.255

Г.2 ДИЭ ведут профиль ежемесячных показаний емкостью 36 записей. Захват показаний осуществляется на РДЧ. Профиль организован следующим образом (см. таблицу Г.2):

Таблица Г.2 – Профиль ежемесячных показаний

№ параметра	Параметр	OBIS-код
1	Метка времени	0.0.1.0.0.255
2	Импорт активной энергии по 1 тарифу от начала работы	1.0.1.8.1.255
3	Импорт активной энергии по 2 тарифу от начала работы	1.0.1.8.2.255
4	Импорт активной энергии по 3 тарифу от начала работы	1.0.1.8.3.255
5	Импорт активной энергии по 4 тарифу от начала работы	1.0.1.8.4.255
6	Импорт активной энергии по 5 тарифу от начала работы	1.0.1.8.5.255
7	Импорт активной энергии по 6 тарифу от начала работы	1.0.1.8.6.255
8	Импорт активной энергии по 7 тарифу от начала работы	1.0.1.8.7.255
9	Импорт активной энергии по 8 тарифу от начала работы	1.0.1.8.8.255
10	Экспорт активной энергии по 1 тарифу от начала работы ¹⁾	1.0.2.8.1.255
11	Экспорт активной энергии по 2 тарифу от начала работы ¹⁾	1.0.2.8.2.255
12	Экспорт активной энергии по 3 тарифу от начала работы ¹⁾	1.0.2.8.3.255
13	Экспорт активной энергии по 4 тарифу от начала работы ¹⁾	1.0.2.8.4.255
14	Экспорт активной энергии по 5 тарифу от начала работы ¹⁾	1.0.2.8.5.255
15	Экспорт активной энергии по 6 тарифу от начала работы ¹⁾	1.0.2.8.6.255
16	Экспорт активной энергии по 7 тарифу от начала работы ¹⁾	1.0.2.8.7.255
17	Экспорт активной энергии по 8 тарифу от начала работы ¹⁾	1.0.2.8.8.255
18	Импорт реактивной энергии по 1 тарифу от начала работы ¹⁾	1.0.3.8.1.255
19	Импорт реактивной энергии по 2 тарифу от начала работы ¹⁾	1.0.3.8.2.255
20	Импорт реактивной энергии по 3 тарифу от начала работы ¹⁾	1.0.3.8.3.255
21	Импорт реактивной энергии по 4 тарифу от начала работы ¹⁾	1.0.3.8.4.255
22	Импорт реактивной энергии по 5 тарифу от начала работы ¹⁾	1.0.3.8.5.255
23	Импорт реактивной энергии по 6 тарифу от начала работы ¹⁾	1.0.3.8.6.255
24	Импорт реактивной энергии по 7 тарифу от начала работы ¹⁾	1.0.3.8.7.255
25	Импорт реактивной энергии по 8 тарифу от начала работы ¹⁾	1.0.3.8.8.255
26	Экспорт реактивной энергии по 1 тарифу от начала работы ¹⁾	1.0.4.8.1.255
27	Экспорт реактивной энергии по 2 тарифу от начала работы ¹⁾	1.0.4.8.2.255
28	Экспорт реактивной энергии по 3 тарифу от начала работы ¹⁾	1.0.4.8.3.255
29	Экспорт реактивной энергии по 4 тарифу от начала работы ¹⁾	1.0.4.8.4.255
30	Экспорт реактивной энергии по 5 тарифу от начала работы ¹⁾	1.0.4.8.5.255
31	Экспорт реактивной энергии по 6 тарифу от начала работы ¹⁾	1.0.4.8.6.255
32	Экспорт реактивной энергии по 7 тарифу от начала работы ¹⁾	1.0.4.8.7.255
33	Экспорт реактивной энергии по 8 тарифу от начала работы ¹⁾	1.0.4.8.8.255

Продолжение таблицы Г.2

№ параметра	Параметр	OBIS–код
34	Удельная энергия потерь в цепи тока по 1 тарифу от начала работы ¹⁾	1.0.88.8.1.255
35	Удельная энергия потерь в цепи тока по 2 тарифу от начала работы ¹⁾	1.0.88.8.2.255
36	Удельная энергия потерь в цепи тока по 3 тарифу от начала работы ¹⁾	1.0.88.8.3.255
37	Удельная энергия потерь в цепи тока по 4 тарифу от начала работы ¹⁾	1.0.88.8.4.255
38	Удельная энергия потерь в цепи тока по 5 тарифу от начала работы ¹⁾	1.0.88.8.5.255
39	Удельная энергия потерь в цепи тока по 6 тарифу от начала работы ¹⁾	1.0.88.8.6.255
40	Удельная энергия потерь в цепи тока по 7 тарифу от начала работы ¹⁾	1.0.88.8.7.255
41	Удельная энергия потерь в цепи тока по 8 тарифу от начала работы ¹⁾	1.0.88.8.8.255
42	Удельная энергия потерь холостого хода в силовых трансформаторах по 1 тарифу от начала работы ¹⁾	1.0.89.8.1.255
43	Удельная энергия потерь холостого хода в силовых трансформаторах по 2 тарифу от начала работы ¹⁾	1.0.89.8.2.255
44	Удельная энергия потерь холостого хода в силовых трансформаторах по 3 тарифу от начала работы ¹⁾	1.0.89.8.3.255
45	Удельная энергия потерь холостого хода в силовых трансформаторах по 4 тарифу от начала работы ¹⁾	1.0.89.8.4.255
46	Удельная энергия потерь холостого хода в силовых трансформаторах по 5 тарифу от начала работы ¹⁾	1.0.89.8.5.255
47	Удельная энергия потерь холостого хода в силовых трансформаторах по 6 тарифу от начала работы ¹⁾	1.0.89.8.6.255
48	Удельная энергия потерь холостого хода в силовых трансформаторах по 7 тарифу от начала работы ¹⁾	1.0.89.8.7.255
49	Удельная энергия потерь холостого хода в силовых трансформаторах по 8 тарифу от начала работы ¹⁾	1.0.89.8.8.255
50	Импорт активной энергии от начала работы	1.0.1.8.0.255
51	Экспорт активной энергии от начала работы	1.0.2.8.0.255
52	Импорт реактивной энергии от начала работы	1.0.3.8.0.255
53	Экспорт реактивной энергии от начала работы	1.0.4.8.0.255
54	Удельная энергия потерь в цепи тока от начала работы	1.0.88.8.0.255
55	Удельная энергия потерь холостого хода в силовых трансформаторах от начала работы	1.0.89.8.0.255

Окончание таблицы Г.2

56	Максимальная активная интервальная мощность за период записи и время фиксации максимума	1.0.1.6.0.255
57	Минимальная полная мощность на часовом интервале за период записи	1.0.9.3.128.255
58	Максимальная полная мощность на часовом интервале за период записи	1.0.9.6.128.255
59	Минимальная активная мощность на часовом интервале за период записи	1.0.15.3.128.255
60	Максимальная активная мощность на часовом интервале за период записи	1.0.15.6.128.255
61	Минимальная реактивная мощность на часовом интервале за период записи	1.0.137.3.128.255
62	Максимальная реактивная мощность на часовом интервале за период записи	1.0.137.6.128.255
63	Среднее значение суточных максимумов активной энергии на часовом интервале за период записи	1.0.15.6.129.255
64	Среднее значение суточных максимумов активной энергии в часы пиковой нагрузки на часовом интервале за период записи	1.0.15.6.130.255
65	Время работы ДИЭ	0.0.96.8.0.255
66	Интервал интегрирования 2 параметров сети	1.0.0.8.5.255
67	Коэффициент реактивной мощности $\tan \varphi$. Максимальное значение на интервале интегрирования 2 за расчетный период	1.0.131.6.128.255

Г.3 ДИЭ ведут профиль суточных показаний емкостью 186 записей. Захват показаний осуществляется в конце 24-часового периода. Профиль организован следующим образом (см. таблицу Г.3):

Таблица Г.3 – Профиль суточных показаний

№ параметра	Параметр	OBIS-код
1	Метка времени	0.0.1.0.0.255
2	Импорт активной энергии по 1 тарифу от начала работы	1.0.1.8.1.255
3	Импорт активной энергии по 2 тарифу от начала работы	1.0.1.8.2.255
4	Импорт активной энергии по 3 тарифу от начала работы	1.0.1.8.3.255
5	Импорт активной энергии по 4 тарифу от начала работы	1.0.1.8.4.255
6	Импорт активной энергии по 5 тарифу от начала работы	1.0.1.8.5.255
7	Импорт активной энергии по 6 тарифу от начала работы	1.0.1.8.6.255
8	Импорт активной энергии по 7 тарифу от начала работы	1.0.1.8.7.255
9	Импорт активной энергии по 8 тарифу от начала работы	1.0.1.8.8.255
10	Экспорт активной энергии по 1 тарифу от начала работы ¹⁾	1.0.2.8.1.255
11	Экспорт активной энергии по 2 тарифу от начала работы ¹⁾	1.0.2.8.2.255
12	Экспорт активной энергии по 3 тарифу от начала работы ¹⁾	1.0.2.8.3.255
13	Экспорт активной энергии по 4 тарифу от начала работы ¹⁾	1.0.2.8.4.255
14	Экспорт активной энергии по 5 тарифу от начала работы ¹⁾	1.0.2.8.5.255
15	Экспорт активной энергии по 6 тарифу от начала работы ¹⁾	1.0.2.8.6.255
16	Экспорт активной энергии по 7 тарифу от начала работы ¹⁾	1.0.2.8.7.255
17	Экспорт активной энергии по 8 тарифу от начала работы ¹⁾	1.0.2.8.8.255
18	Импорт реактивной энергии по 1 тарифу от начала работы ¹⁾	1.0.3.8.1.255
19	Импорт реактивной энергии по 2 тарифу от начала работы ¹⁾	1.0.3.8.2.255
20	Импорт реактивной энергии по 3 тарифу от начала работы ¹⁾	1.0.3.8.3.255
21	Импорт реактивной энергии по 4 тарифу от начала работы ¹⁾	1.0.3.8.4.255
22	Импорт реактивной энергии по 5 тарифу от начала работы ¹⁾	1.0.3.8.5.255
23	Импорт реактивной энергии по 6 тарифу от начала работы ¹⁾	1.0.3.8.6.255
24	Импорт реактивной энергии по 7 тарифу от начала работы ¹⁾	1.0.3.8.7.255
25	Импорт реактивной энергии по 8 тарифу от начала работы ¹⁾	1.0.3.8.8.255
26	Экспорт реактивной энергии по 1 тарифу от начала работы ¹⁾	1.0.4.8.1.255
27	Экспорт реактивной энергии по 2 тарифу от начала работы ¹⁾	1.0.4.8.2.255
28	Экспорт реактивной энергии по 3 тарифу от начала работы ¹⁾	1.0.4.8.3.255
29	Экспорт реактивной энергии по 4 тарифу от начала работы ¹⁾	1.0.4.8.4.255
30	Экспорт реактивной энергии по 5 тарифу от начала работы ¹⁾	1.0.4.8.5.255
31	Экспорт реактивной энергии по 6 тарифу от начала работы ¹⁾	1.0.4.8.6.255
32	Экспорт реактивной энергии по 7 тарифу от начала работы ¹⁾	1.0.4.8.7.255
33	Экспорт реактивной энергии по 8 тарифу от начала работы ¹⁾	1.0.4.8.8.255

Продолжение таблицы Г.3

№ параметра	Параметр	OBIS–код
34	Удельная энергия потерь в цепи тока по 1 тарифу от начала работы ¹⁾	1.0.88.8.1.255
35	Удельная энергия потерь в цепи тока по 2 тарифу от начала работы ¹⁾	1.0.88.8.2.255
36	Удельная энергия потерь в цепи тока по 3 тарифу от начала работы ¹⁾	1.0.88.8.3.255
37	Удельная энергия потерь в цепи тока по 4 тарифу от начала работы ¹⁾	1.0.88.8.4.255
38	Удельная энергия потерь в цепи тока по 5 тарифу от начала работы ¹⁾	1.0.88.8.5.255
39	Удельная энергия потерь в цепи тока по 6 тарифу от начала работы ¹⁾	1.0.88.8.6.255
40	Удельная энергия потерь в цепи тока по 7 тарифу от начала работы ¹⁾	1.0.88.8.7.255
41	Удельная энергия потерь в цепи тока по 8 тарифу от начала работы ¹⁾	1.0.88.8.8.255
42	Удельная энергия потерь холостого хода в силовых трансформаторах по 1 тарифу от начала работы ¹⁾	1.0.89.8.1.255
43	Удельная энергия потерь холостого хода в силовых трансформаторах по 2 тарифу от начала работы ¹⁾	1.0.89.8.2.255
44	Удельная энергия потерь холостого хода в силовых трансформаторах по 3 тарифу от начала работы ¹⁾	1.0.89.8.3.255
45	Удельная энергия потерь холостого хода в силовых трансформаторах по 4 тарифу от начала работы ¹⁾	1.0.89.8.4.255
46	Удельная энергия потерь холостого хода в силовых трансформаторах по 5 тарифу от начала работы ¹⁾	1.0.89.8.5.255
47	Удельная энергия потерь холостого хода в силовых трансформаторах по 6 тарифу от начала работы ¹⁾	1.0.89.8.6.255
48	Удельная энергия потерь холостого хода в силовых трансформаторах по 7 тарифу от начала работы ¹⁾	1.0.89.8.7.255
49	Удельная энергия потерь холостого хода в силовых трансформаторах по 8 тарифу от начала работы ¹⁾	1.0.89.8.8.255
50	Импорт активной энергии от начала работы	1.0.1.8.0.255
51	Экспорт активной энергии от начала работы	1.0.2.8.0.255
52	Импорт реактивной энергии от начала работы	1.0.3.8.0.255
53	Экспорт реактивной энергии от начала работы	1.0.4.8.0.255
54	Удельная энергия потерь в цепи тока от начала работы	1.0.88.8.0.255
55	Удельная энергия потерь холостого хода в силовых трансформаторах от начала работы ¹⁾	1.0.89.8.0.255

Окончание таблицы Г.3

56	Время некачественной частоты	0.0.96.8.1.255
57	Статус некачественной энергии	0.0.96.5.1.255
58	Максимальная активная энергия на часовом интервале за период записи ¹⁾	1.0.15.16.0.255
59	Максимальная активная энергия на часовом интервале в часы пиковой нагрузки за период записи	1.0.15.16.1.255
60	Время работы ДИЭ	0.0.96.8.0.255

Г.4 ДИЭ ведут три профиля, профили №1 и №2 с программируемым интервалом (периодом записи) из ряда 1, 2, 3, 4, 5, 6, 10, 12, 15, 20, 30, 60 мин, №3 с фиксированным интервалом 60 мин. Все профили недоступны корректировке при помощи внешних программ, в том числе при помощи программы – конфигулятора.

Емкость каждого профиля составляет 4464 записей. В случае если у профиля №1 и №2 выбран одинаковый интервал, профили объединяются, емкость суммарного профиля оставляет 8928 записей. Профили организованы следующим образом (см. таблицу Г.4):

Таблица Г.4 – Профили ДИЭ

№ параметра	Параметр	OBIS - код
1	Метка времени	0.0.1.0.0.255
2	Импорт активной энергии за период записи ¹⁾	1.0.1.29.0.255
3	Экспорт активной энергии за период записи ¹⁾	1.0.2.29.0.255
4	Импорт реактивной энергии за период записи ¹⁾	1.0.3.29.0.255
5	Экспорт реактивной энергии за период записи ¹⁾	1.0.4.29.0.255
10	Время работы ДИЭ	0.0.96.8.0.255
13	Линейное напряжение АВ, В	1.0.124.7.0.255
14	Линейное напряжение ВС, В	1.0.125.7.0.255
15	Линейное напряжение СА, В	1.0.126.7.0.255
17	Время работы ДИЭ	0.0.96.8.0.255
¹⁾ Профиль нагрузки		

Г.5 ДИЭ ведут профиль мгновенных (текущих) параметров емкостью 1 запись. Захват показаний может осуществляться в указанный момент времени (но не чаще 1 раза в сутки). Профиль организован следующим образом (см. таблицу Г.5):

Таблица Г.5 – Профиль мгновенных (текущих) параметров

№ параметра	Параметр	OBIS - код
1	Дата и время	0.0.1.0.0.255
2	Ток фазы А	1.0.31.7.0.255
3	Ток фазы В	1.0.51.7.0.255
4	Ток фазы С	1.0.71.7.0.255
12	Cos φ суммарный по всем фазам со знаком	1.0.13.7.0.255
13	Частота сети	1.0.14.7.0.255
14	Полная мощность, кВ•А	1.0.9.7.0.255
18	Активная мощность со знаком, кВт (+ прямая; «-» обратная)	1.0.1.7.0.255
22	Реактивная мощность со знаком, квар	1.0.3.7.0.255
26	Потребление от начала работы	1.0.1.8.0.255
27	Генерация от начала работы	1.0.2.8.0.255
28	Реактивная энергия, импорт от начала работы	1.0.3.8.0.255
29	Реактивная энергия, экспорт от начала работы	1.0.4.8.0.255
30	Удельная энергия потерь в цепях тока, кА ² •ч	1.0.88.8.0.255
31	Удельная энергия потерь холостого хода в силовых трансформаторах, кВ ² •ч	1.0.89.8.0.255
32	tg φ	1.0.131.7.0.255
33	Суточное значение максимальной активной мощности в период пиковых нагрузок	1.0.15.16.1.255
34	Суточное значение максимальной активной мощности	1.0.15.16.0.255
35	Напряжение U _{CA} , В	1.0.126.7.0.255
36	Напряжение U _{BC} , В	1.0.125.7.0.255
37	Напряжение U _{AB} , В	1.0.124.7.0.255

Г.6 ДИЭ ведут запись и сохранение результатов измерений и служебных данных в журналах событий в энергонезависимой памяти. Все журналы недоступны корректировке при помощи внешних программ, в том числе при помощи программы – конфигулятора. Общая емкость журналов событий 1724 записей. Журналы организованы следующим образом (см. таблицы Г.6 – Г.17):

Таблица Г.6 – Журнал напряжений

OBIS – код 0.0.99.98.0.255 «Журнал напряжений» 100 записей	
Код события	Описание
1	Фаза А - пропадание напряжения
2	Фаза А - восстановление напряжения
3	Фаза В - пропадание напряжения
4	Фаза В - восстановление напряжения
5	Фаза С - пропадание напряжения
6	Фаза С - восстановление напряжения
11	Превышение коэффициента несимметрии напряжений по обратной последовательности - начало
12	Превышение коэффициента несимметрии напряжений по обратной последовательности - окончание
13	Фаза А - перенапряжение начало
14	Фаза А - перенапряжение окончание
15	Фаза В - перенапряжение начало
16	Фаза В - перенапряжение окончание
17	Фаза С - перенапряжение начало
18	Фаза С - перенапряжение окончание
19	Фаза А - провал начало
20	Фаза А - провал окончание
21	Фаза В - провал начало
22	Фаза В - провал окончание
23	Фаза С - провал начало
24	Фаза С - провал окончание
25	Неправильная последовательность фаз начало
26	Неправильная последовательность фаз окончание
27	Прерывание напряжения (нет всех фаз)
28	Восстановление напряжения (есть любая фаза)

Таблица Г.7 – Журнал токов

OBIS – код 0.0.99.98.1.255 «Журнал токов» 100 записей	
Код события	Описание
1	Фаза А - экспорт начало
2	Фаза А - экспорт окончание
3	Фаза В - экспорт начало
4	Фаза В - экспорт окончание
5	Фаза С - экспорт начало
6	Фаза С - экспорт окончание
13	Разбаланс токов - начало
14	Разбаланс токов - окончание
17	Превышение максимального тока любой фазы - начало
18	Превышение максимального тока любой фазы - окончание
19	Фаза А - наличие тока при отсутствие напряжения начало
20	Фаза А - наличие тока при отсутствие напряжения окончание
21	Фаза В - наличие тока при отсутствие напряжения начало
22	Фаза В - наличие тока при отсутствие напряжения окончание
23	Фаза С - наличие тока при отсутствие напряжения начало
24	Фаза С - наличие тока при отсутствие напряжения окончание
25	Фаза А - превышение максимального тока начало
26	Фаза А - превышение максимального тока окончание
27	Фаза В - превышение максимального тока начало
28	Фаза В - превышение максимального тока окончание
29	Фаза С - превышение максимального тока начало
30	Фаза С - превышение максимального тока окончание

Таблица Г.8 – Журнал Включений–Выключений

OBIS – код 0.0.99.98.2.255 «Журнал Вкл.–Выкл.» 100 записей	
Код события	Описание
1	Выключение ДИЭ
2	Включение ДИЭ

Таблица Г.9 – Журнал внешних воздействий

OBIS – код 0.0.99.98.4.255 «Журнал внешних воздействий» 100 записи	
Код события	Описание
1	Магнитное поле - начало
2	Магнитное поле - окончание
4	Срабатывание электронной пломбы корпуса
8	Срабатывание электронной пломбы крышки отсека МС

Таблица Г.10 – Журнал подключений

OBIS – код 0.0.99.98.5.255 «Журнал подключений» 100 записи	
Код события	Описание
1	Разорвано соединение (интерфейс)
2	Установлено соединение (интерфейс)

Таблица Г.11 – Журнал несанкционированного доступа

OBIS – код 0.0.99.98.6.255 «Журнал несанкционированного доступа» 100 записей	
Код события	Описание
1	Попытка несанкционированного доступа (интерфейс)
2	Нарушение требований протокола
3	Блокировка по превышению количества неправильных паролей
4	Ошибка верификации прошивки

Таблица Г.12 – Журнал ПКЭ

OBIS–код 0.0.99.98.9.255 «Журнал ПКЭ» (Показатели качества сети) 500 записей	
Код события	Описание
Статус ¹⁾	Изменение статуса качества
¹⁾ Статус содержит информацию: – положительное отклонение напряжения от номинального более чем на 10%; – отрицательное отклонение напряжения от номинального более чем на 10%; – отрицательное отклонение частоты сети более чем на 0,2 Гц; – положительное отклонение частоты сети более чем на 0,2 Гц; – отрицательное отклонение частоты сети более чем на 0,4 Гц; – положительное отклонение частоты сети более чем на 0,4 Гц; – возвращение вышеперечисленных параметров к нормальным значениям.	

Таблица Г.13 – Журнал событий по tg ф

OBIS – код 0.0.99.98.8.255 «Журнал событий по tg ф» 100 записей	
Код события	Описание
1	Превышение установленного порога - начало
2	Превышение установленного порога - окончание

Таблица Г.14 – Журнал самодиагностики и инициализации

OBIS – код 0.0.99.98.7.255 «Журнал самодиагностики и инициализации» 100 записей	
Код события	Описание
1	Инициализация ДИЭ
2	Измерительный блок - ошибка
3	Измерительный блок - норма
4	Вычислительный блок - ошибка
5	Часы реального времени - ошибка
6	Часы реального времени - норма
7	Блок питания - ошибка
8	Блок питания - норма
9	Дисплей - ошибка
10	Дисплей - норма
11	Блок памяти - ошибка
12	Блок памяти - норма
13	Блок тактирования - ошибка
14	Блок тактирования - норма
15	Система тактирования ядра - ошибка
16	Система тактирования ядра - норма
17	Система тактирования часов - ошибка
18	Система тактирования часов - норма
19	Вычислительный блок - норма

Таблица Г.15 – Журнал коррекций

OBIS – код 0.0.99.98.3.255 «Журнал коррекций» 100 записей	
Код события	Описание
3	Установка времени
4	Изменение параметров перехода на летнее время
5	Изменение сезонного профиля тарифного расписания
6	Изменение недельного профиля тарифного расписания
7	Изменение суточного профиля тарифного расписания
8	Изменение даты активации тарифного расписания
9	Активация тарифного расписания
10	Изменение расчетных дня и часа
11	Изменение режима индикации (список параметров)
12	Изменение режима индикации (автопереключение)
13	Изменение пароля низкой секретности (на чтение)
14	Изменение пароля высокой секретности (на запись)
15	Изменение данных точки учета
16	Изменение коэффициента трансформации по току
17	Изменение коэффициента трансформации по напряжению
18	Изменение параметров линии для вычисления техпотерь
19	Изменение лимита мощности для отключения
20	Изменение режима на отключение по мощности
21	Изменение режима на отключение по превышению максимального тока
22	Изменение режима на отключение по максимальному напряжению
23	Изменение режима на отключение по воздействию магнитного поля
24	Изменение порога перерыва в питании
25	Изменение порога перенапряжения
26	Изменение порога провала напряжения
27	Изменение порога превышения тангенса
28	Изменение порога коэффициента несимметрии напряжений
29	Изменение согласованного напряжения
30	Изменение интервала интегрирования пиковой мощности
31	Изменение периода захвата профиля 1
32	Изменение периода захвата профиля 2

Продолжение таблицы Г.15

Код события	Описание
35	Очистка месячного журнала
36	Очистка суточного журнала
37	Очистка журнала напряжения
38	Очистка журнала тока
39	Очистка журнала включений/выключений
40	Очистка журнала внешних воздействий
41	Очистка журнала соединений
42	Очистка журнала несанкционированного доступа
43	Очистка журнала качества сети
44	Очистка журнала тангенса
46	Очистка журнала профиля 1
47	Очистка журнала профиля 2
48	Очистка журнала профиля 3
49	Изменение таблицы специальных дней
51	Фиксация показаний в месячном журнале
52	Изменение режима инициативного выхода
53	Изменение одноадресного ключа шифрования для низкой секретности
54	Изменение широковещательного ключа шифрования для низкой секретности
55	Изменение одноадресного ключа шифрования для высокой секретности
56	Изменение широковещательного ключа шифрования для высокой секретности
57	Изменение ключа аутентификации для высокой секретности
58	Изменение мастер-ключа
59	Изменение уровня безопасности для низкой секретности
60	Изменение уровня безопасности для высокой секретности
61	Изменение номера дистанционного дисплея
62	Изменение режима учета активной энергии
63	Установка времени по ГНСС
65	Обновление ПО
68	Коррекция времени
69	Изменение ключа аутентификации для низкой секретности
70	Очистка флагов инициативного выхода
71	Изменение таймаута для HDLC соединения
72	Изменение часов больших нагрузок
73	Изменение часов контроля максимума
74	Изменение схемы подключения
80	Очистка журнала качества сети за расчетный период
82	Изменение пороговое значение по времени. Коэффициент реактивной мощности ($\text{tg } \varphi$) средний по всем фазам
90	Изменение порогового значения отклонения частоты
91	Изменение порогового значения контроля активной мощности на интервале интегрирования
92	Изменение порогового значения контроля активной мощности на интервале интегрирования в часы пиковых нагрузок
93	Изменение времени фиксации стоп кадра

Окончание таблицы Г.15

117	Очистка журнала «выхода тангенса за порог на интервале интегрирования»
118	Очистка журнала «коррекции времени»
119	Очистка журнала «На начало года»
121	Очистка журнала «Контроля мощности»
144	Обжатие электронных пломб
145	Очистка фиксации событий воздействия магнитного и/или ВЧ поля
146	Изменение часового пояса
149	Изменение уровня лимита по току
150	Изменение уровня лимита по напряжению
151	Изменение аварийного тарифа
153	Изменение условия выдачи Push 1
154	Изменение условия выдачи Push 2
155	Изменение условия выдачи Push 3
156	Изменение настроек фильтра Push 1
157	Изменение настроек Push 2
158	Изменение настроек Push 3
1024	Сброс энергии
1025	Установка Bluetooth пароля
1026	Изменение адреса USB
1027	Изменение адреса DLMS Bluetooth
1028	Изменение согласованного тока
1029	Изменение постоянной счетчика активной энергии для импульсного выхода
1030	Изменение постоянной счетчика реактивной энергии для импульсного выхода
1031	Изменение режима импульсного выхода активной энергии
1032	Изменение режима импульсного выхода реактивной энергии
1033	Изменение гистерезиса порогов событий по напряжению
1034	Изменение разрешения на синхронизацию по GPS
1035	Изменение таймаута по RF
1036	Изменение мощности радиопередатчика

Таблица Г.16 – Журнал контроля tg φ

OBIS–код 0.0.99.98.12.255 «Журнал контроля tg φ» 100 записей		
№ параметра	Параметр	OBIS–код
1	Метка времени	0.0.1.0.0.255
2	Среднее значение tg φ за время выхода за пределы	1.0.131.27.0.255
3	Время работы ДИЭ	0.0.96.8.0.255

Таблица Г.17 – Журнал установки времени

OBIS–код 0.0.99.98.13.255 «Журнал установки времени» 100 записей		
№ параметра	Параметр	OBIS–код
1	Установленное время	0.0.1.0.0.255
2	Измененное время	0.0.1.0.1.255
3	Время работы ДИЭ	0.0.96.8.0.255

Таблица Г.18 – Журнал контроля мощности

OBIS–код 0.0.99.98.16.255 «Журнал контроля мощности» 100 записей		
№ параметра	Параметр	OBIS–код
1	Установленное время	0.0.1.0.0.255
2	Статус контроля мощности	0.0.96.5.2.255
3	Время работы ДИЭ	0.0.96.8.0.255

Таблица Г.19 – Журнал ПКЭ на РДЧ

OBIS–код 0.0.99.98.15.255 «Журнал контроля мощности» 24 записей		
№ параметра	Параметр	OBIS–код
1	Установленное время	0.0.1.0.0.255
2	Время отклонения напряжений	1.0.147.133.0.255
3	Число перенапряжений	1.0.148.36.0.255
4	Время работы ДИЭ	0.0.96.8.0.255

ПРИЛОЖЕНИЕ Д
(обязательное)
Начальные установки ИПУЭ

1. Пароли доступа

- | | |
|---|------------------|
| а) Пароль уровня Считыватель показаний (MR) | Reader |
| б) Пароль уровня Конфигуратор (US) | SettingRiM489.2X |

ВНИМАНИЕ! В целях обеспечения информационной безопасности при вводе в эксплуатацию счетчиков рекомендуется изменить заводские установки паролей.

2. Параметры сопряжения

Сопрягаемый ДИЭ и режим MASTER/SLAVE в соответствии с данными, указанными в паспорте на ИПУЭ;

3. Настройки для определения параметров качества электроэнергии:

- а) порог провала:
 - 8000 В для РиМ 384.02/2 (РиМ 384.04/2);
 - 4800 В для РиМ 384.01/2 (РиМ 384.03/2).
- б) порог перенапряжения:
 - 12000 В для РиМ 384.02/2 (РиМ 384.04/2),
 - 7200 В для РиМ 384.01/2 (РиМ 384.03/2);
- в) порог tgφ 0 (журнал не ведется);
- г) защитный период усреднения 5 с.

4. Параметры тарификации

- а) Однотарифное расписание;
- б) РДЧ: день=01, час=00;
- в) автоматический переход на летнее/зимнее время – не активирован;
- г) таблица выходных и праздничных дней в соответствии с официальным графиком, без корректировок;
- д) таблица переносов выходных и праздничных дней – пустая;
- е) текущее время: UTC+7.

5. Служебные

- а) сопротивление потерь 0 Ом;
- б) длительность программируемого интервала Ринт 1 мин;
- в) воздействие внешнего магнитного поля – время воздействия 30 с.

6. Параметры настройки профилей

- а) период фиксации профиля №1: 60 мин;
- б) период фиксации профиля №2: 30 мин.

7. Функция автоматического отслеживания событий

Не активирована

8. Параметры индикации

На ДД выводятся показания счетчика:

- суммарная активная энергия прямого направления (импорт);
- суммарная текущая активная мощность;
- текущая активная мощность по каждой фазе;
- показания счетчика по 1 тарифу текущие;
- показания счетчика по 1 тарифу на РДЧ.

9. Состояние журналов счетчиков

Журналы счетчиков могут содержать записи, произведенные во время производственного цикла.

ПРИЛОЖЕНИЕ Е
(обязательное)
Методика замены элемента питания ЧРВ

При снижении напряжения элемента питания ЧРВ ниже 3,2 В, (напряжения резервного элемента питания ЧРВ может быть считано с ИПУЭ по любому из интерфейсов или выведено на дисплей ДД) необходимо произвести его замену. Элемент питания расположен в специальном отсеке под крышкой батарейного отсека (см. инструкцию по монтажу, пуску, регулированию и обкатке изделия ВНКЛ.411152.173 ИМ).

Замена выполняется в последовательности:

- обесточить ВЛ;

ВНИМАНИЕ! Работы по замене резервного элемента питания ЧРВ выполнять только при отключённой и заземлённой ВЛ (согласно требованиям электробезопасности).

- выкрутить винты крышки батарейного отсека;
- снять крышку батарейного отсека;
- вынуть старый элемент питания (при наличии);
- установить новый элемент питания (ER14250 или аналогичную по параметрам);

Примечание – Рекомендуется перед установкой проверить срок годности элемента питания и, если с момента выпуска элемента прошло более 12 мес, произвести депассивацию элемента питания (нагрузить элемент питания резистором номинала 330 Ом на 1 ч).

- установить на место крышку батарейного отсека ИПУЭ;
- подать сетевое напряжение на ИПУЭ.

После замены элемента питания необходимо установить связь со счетчиком с помощью программы-конфигуратора и убедиться, что напряжения резервного элемента питания ЧРВ выше 3,6 В.

Если при замене резервного элемента питания ЧРВ ИПУЭ был обесточен более чем на 60 ч, то после подачи напряжения необходимо выполнить синхронизацию ЧРВ с помощью программы-конфигуратора (см. руководство пользователя, электронный документ) или удалённо через средства АС. Если опция синхронизации по ГНСС включена, синхронизация произойдёт автоматически по факту приема сигнала со спутников.

Акционерное общество «Радио и Микроэлектроника»
Россия, 630082, Новосибирск, ул. Дачная 60/1, офис 307
Тел/факс (383) 2195313
Телефон (383) 2034109 – гарантийный ремонт
E-mail: rim@zao-rim.ru
www.ao-rim.ru

(3)