

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ
ГОСУДАРСТВЕННАЯ СИСТЕМА ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЕДИНСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

УТВЕРЖДАЮ:
Руководитель ГЦИ СИ ВНИИМС
/ В.Н.Яншин /
« » 2005 г.



СИСТЕМЫ ИНФОРМАЦИОННО-ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ
КОНТРОЛЯ И УЧЕТА ЭНЕРГОПОТРЕБЛЕНИЯ
«ПИРАМИДА»

МЕТОДИКА ПОВЕРКИ
ВЛСТ 150.00.000 И1

2005 г.

СОДЕРЖАНИЕ

ЛИСТ

1. ОБЩЕЕ ОПИСАНИЕ СТРУКТУРЫ СИСТЕМЫ	2
2. ОПЕРАЦИИ И СРЕДСТВА ПОВЕРКИ	8
3. УСЛОВИЯ ПОВЕРКИ И ПОДГОТОВКИ К НЕЙ	8
4. ТРЕБОВАНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ	9
5. ТРЕБОВАНИЯ К КВАЛИФИКАЦИИ ПОВЕРИТЕЛЕЙ	9
6. ПОДГОТОВКА К ПОВЕРКЕ	9
7. ПРОВЕДЕНИЕ ПОВЕРКИ	9
7.1. Внешний осмотр	9
7.2. Опробование	10
7.2.1. Проверка функционирования счетчиков	10
7.2.2. Опробование линий связи	10
7.2.3. Опробование контроллера и ЭВМ	10
7.2.4. Проверка функционирования вспомогательных технических компонентов системы	11
7.2.5. Опробование системы в целом	11
7.3. Определение метрологических характеристик	11
7.3.1. Экспериментальные исследования	11
7.3.2. Расчет метрологических характеристик ИК	12
8. ОФОРМЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ПОВЕРКИ	19
ПРИЛОЖЕНИЕ 1. Рекомендации по поверке УСПД на месте эксплуатации. Расчет минимально допустимого времени испытаний УСПД при проведении поверки ИИС на месте эксплуатации	20
ПРИЛОЖЕНИЕ 2. Расчет допускаемой относительной погрешности счетчика в рабочих условиях применения	23
ПРИЛОЖЕНИЕ 3. Расчет порога чувствительности и диапазона измерений мощности нагрузки, для которого установлены пределы допускаемых относительных погрешностей	25
ПРИЛОЖЕНИЕ 4. Наименование и обозначение погрешностей и других величин, используемых в формулах	26
ПРИЛОЖЕНИЕ 5. Правила расчета φ_{\min} , φ_{\max} и весовых коэффициентов $E(m)/E$ по величине энергии за расчетный период	28
ПРИЛОЖЕНИЕ 6. Программа для расчета пределов допускаемой погрешности и поверки измерительных каналов «Электрометрика»	32
Приложение 7. Схемы СОЕВ	33

Настоящая методика устанавливает порядок проведения первичной и периодической поверки и распространяется «Системы информационно-измерительных контроля и учета электроэнергии «Пирамида» (далее – ИИС).

ИИС «Пирамида» комплектуется на объекте эксплуатации из выпускаемых различными изготовителями технических средств и представляет собой территориально распределенную многоуровневую информационно-измерительную систему.

Первичная поверка ИИС производится на этапе ввода в постоянную (промышленную) эксплуатацию.

Межповерочный интервал – 4 года.

1. ОБЩЕЕ ОПИСАНИЕ СТРУКТУРЫ СИСТЕМЫ

1.1. Краткое описание структуры ИИС «Пирамида».

ИИС «Пирамида» состоит из трех функциональных уровней:

- 1) первый уровень включает в себя измерительно-информационный комплекс (ИИК) и выполняет функцию автоматического проведения измерений в точке измерений.

В его состав входят:

- a) измерительные трансформаторы тока и напряжения;
- b) вторичные измерительные цепи;
- c) счетчики электрической энергии.

Счетчики электрической энергии с импульсными выходами преобразуют величину приращений измеренной энергии в последовательность электрических импульсов, количество которых пропорционально величине приращения энергии. Многофункциональные счетчики электрической энергии с цифровыми выходами (интерфейс RS-485/422, ИРПС, RS-232 и аналогичные) измеряют энергию, мощность, время и другие параметры, и сохраняют эту информацию в энергонезависимой памяти.

- 2) второй уровень включает в себя информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ) и выполняет функцию консолидации информации по данной электроустановке либо группе электроустановок.

В состав ИВКЭ входят:

- a) устройство сбора и передачи данных (УСПД) или промконтроллер, обеспечивающий интерфейс доступа к ИИК;
- b) технические средства приёма-передачи данных (каналообразующая аппаратура, модемы).

УСПД предназначены для сбора, накопления, обработки, хранения и отображение первичных данных об электроэнергии и мощности со счетчиков, а также для передачи накопленных данных по каналам связи на уровень ИВК (АРМ).

- 3) третий уровень включает в себя информационно-вычислительный комплекс (ИВК).

В состав ИВК входят:

- a) промконтроллер (ЭВМ или компьютер в промышленном исполнении) и/или сервер;
- b) технические средства приёма-передачи данных (каналообразующая аппаратура);

- с) технические средства для организации функционирования локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации;
- д) технические средства обеспечения безопасности локальных вычислительных сетей.

ИВК предназначен для:

- а) автоматизированного сбора и хранения результатов измерений;
- б) автоматической диагностики состояния средств измерений;
- с) подготовки отчетов и передачи их различным пользователям.

Система обеспечения единого времени (далее - СОЕВ) привязана к единому календарному времени и формируется на всех уровнях ИИС «Пирамида», где установлены средства измерений времени.

Описание структуры ИИС конкретного объекта приводится в Технорабочем проекте.

1.2. Поверке подлежат ИК, характеристики которых приведены в таблице 1.1.

Таблица 1.1.

№	Наименование измеряемой величины	Период измерений	Диапазон измерений	Единицы измерений
1	Электроэнергия за интервал времени Т по одному ИК	Т = сутки, месяц (30 минут)	Не нормируется	кВт.ч, квар.ч
2	Электроэнергия за тот же интервал времени Т по группе ИК	то же	то же	кВт.ч, квар.ч
3	Средняя мощность за период времени Т по одному ИК	Т = 30 минут	Определяется расчетным путем	кВт, квар
4	Средняя мощность за период времени Т по группе ИК	то же	то же	кВт, квар
5	Текущее время	постоянно	не нормируется	ч, мин, с

1.3. Конструкция применяемых счетчиков может предусматривать следующую структуру построения измерительных каналов ИИС (см. рисунок 1).

Первый вариант структуры построения ИК применяется в случае использования счетчиков с телеметрическим (импульсным) выходом, электронных (статических) счетчиков по ГОСТ 26035, ГОСТ 30206 или ГОСТ 30207, а также индукционных счетчиков (по ГОСТ 6570) со встроенным импульсным (телеметрическим) выходом.

ИК строится следующим образом: входные цепи счетчиков электрической энергии могут подключаться как непосредственно к силовым цепям, так и через измерительные трансформаторы напряжений и тока, а их телеметрические (импульсные) выходы подключаются к УСПД (контроллеру) или УСД, который постоянно считает импульсы, поступающие от счетчиков. Дополнительную погрешность в ИК вносит УСПД при переводе импульсов в именованные величины и измерениях времени. Кроме того, УСПД имеет методическую погрешность счета импульсов, поступающих от электросчетчиков. Чем меньше величина энергии, эквивалентная одному импульсу и чем больше импульсов эквивалентных 1 кВт·ч, тем меньше методическая погрешность ИК.

Таким образом, погрешность измерений средней электрической мощности и энергии при переводе количества импульсов в именованные величины определяются не столько характеристиками УСПД, как «ценой» импульсов, поступающих со счетчиков.

1.4. Второй вариант структуры построения измерительных каналов ИИС (см. рисунок 2).

Второй вариант структуры ИК используют в случае, когда применяются многофункциональные счетчики, например «Альфа», СЭТ-4ТМ, которые имеют интерфейс для связи с компьютером типа RS-485/422 или аналогичный.

Для дистанционного считывания информации между УСПД и ЭВМ используются дополнительные устройства, такие как модемы и мультиплексоры (маршрутизаторы), позволяющие по запросу с ЭВМ поочередно собирать данные с УСПД, указывая в запросе их условный адрес. Канал связи совместно со специальными устройствами связи не вносит дополнительных погрешностей в величины энергии и мощности, которые передаются от УСПД в ЭВМ.

Модемы и мультиплексоры не входят в состав ИК, т.к. это вспомогательные элементы, предназначенные для сбора/передачи данных.

В некоторых ИК могут не использоваться УСПД. В том случае результаты измерений со счетчиков передаются на уровень ИВК (ЭВМ). Дополнительные погрешности перевода цифровой информации об энергопотреблении, поступающей в ИВК (ЭВМ) с многофункциональных счетчиков, составляют порядка ± 1 единицы младшего разряда и обусловлены округлением чисел до положенного количества значащих цифр, для единообразного представления в ЭВМ.

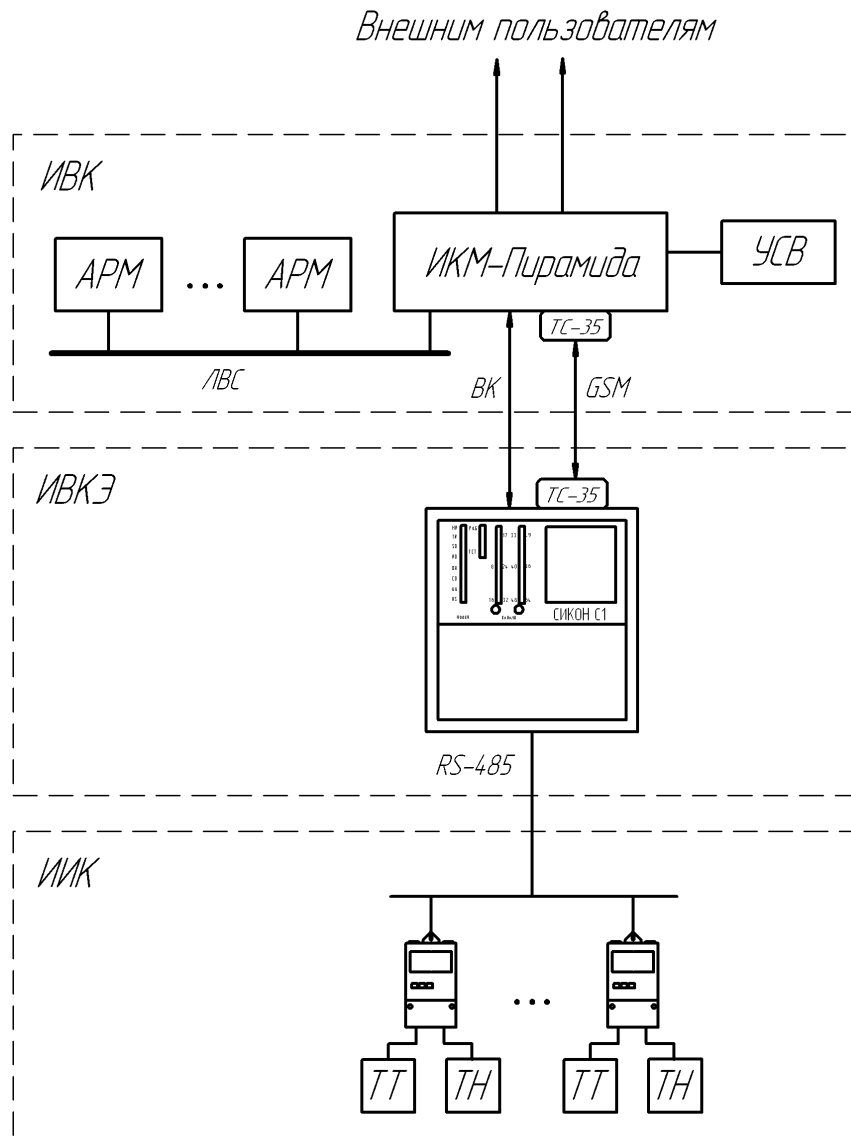


Рисунок 1 – Первый вариант структуры построения измерительных каналов ИИС.

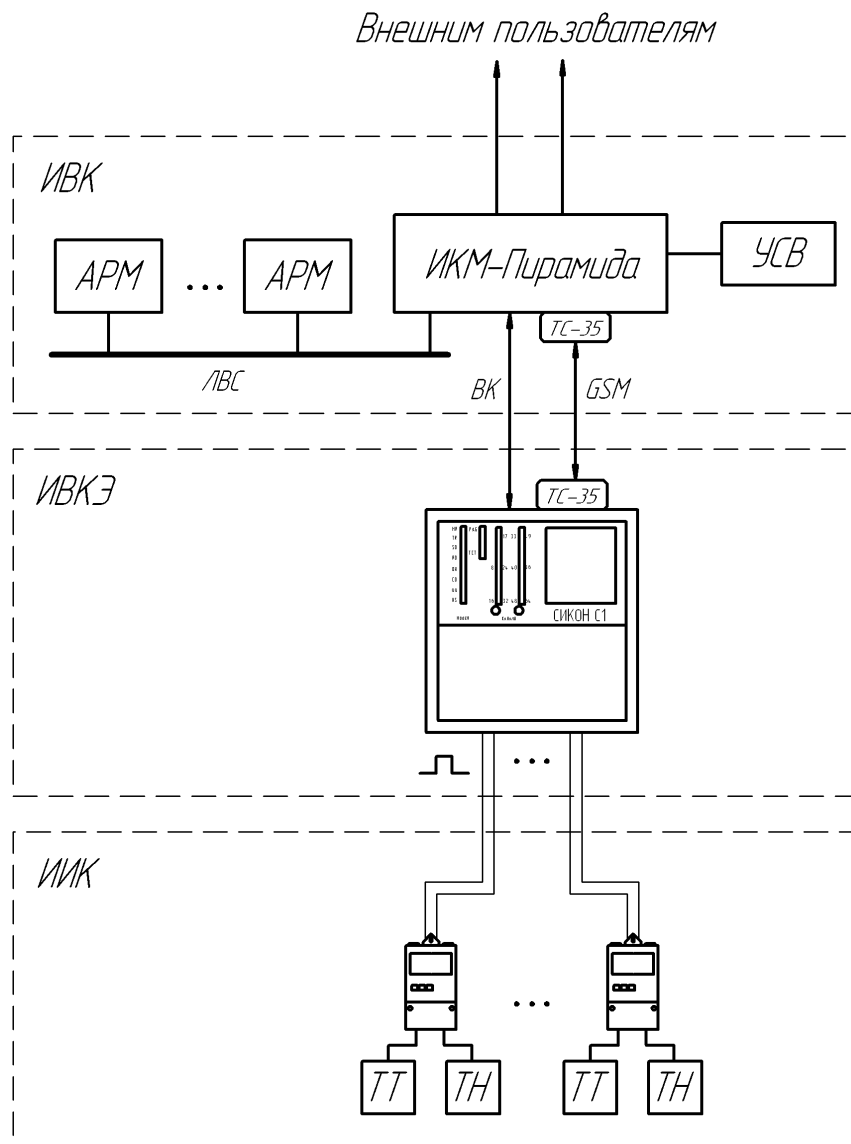


Рисунок 2 – Второй вариант структуры построения измерительных каналов ИИС.

1.5. Точность измерений электрической энергии по одному каналу и по группе каналов характеризуется пределом допускаемой относительной погрешности при доверительной вероятности 0,95 и пороговой мощностью, ниже которой происходит учет электроэнергии без нормирования точности. При измерении количества электрической энергии, оплачиваемой по тарифу, зависящему от времени суток, точность канала дополнительно характеризуется абсолютной погрешностью измерений астрономического времени.

1.6. Точность измерений электрической мощности по одному измерительному каналу и по группе каналов характеризуется следующими показателями:

- 1) пределом относительной погрешности по электрической мощности при доверительной вероятности 0,95;
- 2) диапазоном мощности, измеряемой с нормированной точностью.

1.7. Поскольку все компоненты системы, участвующие в измерении и вносящие погрешность, должны быть метрологически исправны согласно действующим свидетельствам о поверке, погрешность ИК оценивается расчетным методом. Исключение составляет погрешность измере-

ния (синхронизация) времени, так как она зависит от структурной схемы ИИС, выбора структуры СОЕВ, типа и состояния каналов связи.

1.8. Общая погрешность измерительного канала состоит из инструментальных и методических составляющих погрешностей. Инструментальные составляющие погрешности определяют по документации на конкретные типы средств измерений. Методические составляющие погрешности определяются расчетным путем с учетом метрологических характеристик средств измерений.

1.9. Описание СОЕВ и процедуры синхронизации времени.

СОЕВ выполняет законченную функцию измерений времени, имеет нормированные метрологические характеристики и обеспечивает автоматическую синхронизацию времени в АИИС с точностью не хуже $\pm 5,0$ с/сутки. Для обеспечения единства измерений используется единое календарное время, и сигналы времени, передаваемые радиостанциями «Государственной службы времени и частоты». В СОЕВ входят все средства измерений времени (таймеры счетчиков, УСПД, ИВК, УСВ).

Измерение времени в ИИС происходит автоматически на всех уровнях системы внутренними таймерами устройств, входящих в систему. Коррекция отклонений встроенных часов осуществляется при помощи синхронизации таймеров устройств с единым временем, поддерживаемым УСВ. УСВ корректирует свое системное время по сигналам проверки времени «6 точек», получаемым от встроенного радиоприемника, настроенного на частоту радиостанций «Маяк» или «Радио России».

1.9.1. Описание процедуры синхронизации времени в ИИС.

УСВ рекомендуется подключать к ИВК (см. рисунок 1 Приложения 7).

УСВ синхронизирует собственное системное время к единому координированному времени по сигналам проверки времени «6 точек», получаемым от проводной линии радиовещания или от встроенного радиоприемника, настроенного на частоту радиостанций «Маяк» или «Радио России».

ИВК (ИКМ-Пирамида) периодически (1 раз в час) сравнивает свое системное время со временем в УСВ. При обнаружении расхождения больше ± 2 секунд ИКМ-Пирамида производит синхронизацию собственного системного времени со временем в УСВ. Связь с УСВ осуществляется по СОМ-порту.

Далее ИКМ-Пирамида синхронизирует время в подключенных к нему УСПД по каналам связи. Синхронизация времени в каждом УСПД происходит с заданной периодичностью (от 1 раза в час до 1 раза в сутки), которая зависит от типа канала связи до УСПД.

Контроль времени в счетчике происходит в каждый сеанс связи с УСПД (опрос счетчиков со стороны УСПД по интерфейсу RS-485 ведется постоянно). В случае обнаружения отклонения внутреннего времени в счетчике электроэнергии от времени в УСПД, производится коррекция времени счетчика.

Время задержки синхронизации времени в любом устройстве вычисляется по формуле:

$$T_{\text{зад}} = 2 \cdot \frac{V \cdot n}{S},$$

где:

V – объем посылки синхронизации времени: 79 байт;

n – размер элементов в байте: 12;

S – скорость в канале связи до данного устройства, бит/с.

Скорость передачи данных по СОМ-порту от УСВ до ИВК составляет не менее 9600 б/с, погрешность синхронизации минимальна, и ей можно пренебречь.

Таким же образом не учитывается погрешность синхронизации времени в счетчиках от УСПД.

В расчет стоит принимать только канал связи от ИВК до УСПД, т.к. он обычно бывает «длинный» (ИВК находится в ЦСОИ а УСПД распределены по подстанциям).

На рисунке 1 Приложения 7 представлен идеальный случай расположения двух УСПД рядом (расстояние по кабелю менее 15 метров) с ИВК. В этом случае погрешностью синхронизации времени в системе можно вообще пренебречь.

В случае, когда канал связи от ИВК до УСПД очень медленный, предусмотрена сеансовость связи (использование GSM или сотовой связи), имеет смысл установить дополнительный УСВ возле УСПД. Таким образом, обеспечивается точность хода часов всех устройств в системе и относительная разгрузка канала связи от ИВК до УСПД. Пример данного подключения представлен на рисунке 2 Приложения 7.

2. ОПЕРАЦИИ И СРЕДСТВА ПОВЕРКИ

При проведении поверки должны быть выполнены следующие операции, указанные в таблице 2.1, и должны использоваться средства поверки, указанные в таблице 2.2. Допускается применение других средств измерений и контроля с аналогичными или лучшими метрологическими характеристиками. Все средства измерений, должны быть поверены и иметь действующие свидетельства о поверке или оттиски поверительных клейм.

Таблица 2.1 – Операции поверки.

№	Операции поверки	Номер пункта методики поверки
1	Внешний осмотр	7.1
2	Опробование	7.2
3	Определение метрологических характеристик измерительных каналов	7.3

Таблица 2.2 – Средства проведения поверки.

№	Наименование средства измерения	Метрологические характеристики
1	Секундомер СОСпр-1	0-30 мин., цена деления 0,1 с
2	Радиоприемник, принимающий радиостанцию «Маяк»	-
3	Термометр лабораторный	-50..100 °С, цена деления 0,1 °С
4	Гигрометр ВИТ-1	относительная влажность воздуха 30-100% , относ. погрешность ±3%, температура 15-30 °С
5	Барометр-анероид БАММ	Атмосферное давление 630 - 800 мм. рт. ст., относит. погрешность ±5%
6	Вольтметр	0-300 В, кл. Точности 1.0
7	Частотомер ЧЗ-63	Измерение частоты сети в диапазоне 47-53 Гц, погрешность 0,02%

Допускается проведение поверки с применением эталонных и вспомогательных средств поверки, не указанных в таблице, но обеспечивающих определение и контроль метрологических характеристик с требуемой точностью.

Для автоматизации расчетов метрологических характеристик системы рекомендуется использование программы «Электрометрика» (см. Приложение 6).

3. УСЛОВИЯ ПОВЕРКИ И ПОДГОТОВКИ К НЕЙ

При проведении поверки должны быть соблюдены следующие условия:

- 1) температура окружающего воздуха (20 ± 5) °С при относительной влажности (65 ± 15) %;
- 2) напряжение питающей сети 220 В ± 10 %, частота 50 Гц ± 5 %;

3) атмосферное давление от 86 до 106,7 кПа.

Допускается проводить поверку в рабочих условиях эксплуатации ИИС, если при этом соблюдаются условия применения эталонных средств поверки.

4. ТРЕБОВАНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ

4.1. К проведению поверки допускаются лица, прошедшие инструктаж по технике безопасности.

4.2. При работе с измерительными приборами и вспомогательным оборудованием должны быть соблюдены требования безопасности, оговоренные в соответствующих технических описаниях и инструкциях по эксплуатации применяемых приборов.

4.3. При проведении поверки должны быть соблюдены требования безопасности, установленные ГОСТ 12.2.007.0, ГОСТ 12.2.007.3, «Межотраслевыми правилами по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок» ПОТ Р М-016-2001 (РД 153-34.0-03.150-00).

5. ТРЕБОВАНИЯ К КВАЛИФИКАЦИИ ПОВЕРИТЕЛЕЙ

К проведению поверки допускаются лица, аттестованные в качестве поверителей в порядке, установленном Госстандартом России.

6. ПОДГОТОВКА К ПОВЕРКЕ

Перед проведением поверки решают комплекс организационных вопросов, связанных с процессом поверки, в соответствии с порядком, принятым на предприятии.

Проводят инструктаж персонала, участвующего в поверке.

Средства поверки и вспомогательные технические средства устанавливают в рабочих условиях применения в соответствии с требованиями эксплуатационной документации на них.

Проводят ознакомление со структурой и работой ИК по эксплуатационной документации системы.

7. ПРОВЕДЕНИЕ ПОВЕРКИ

7.1. Внешний осмотр.

При внешнем осмотре устанавливают комплектность ИИС, согласно формуляра ИИС и проектной документации. На корпусах технических средств ИИС не допускается наличие меха-

нических повреждений. Заводские номера технических средств системы, указанные на их шильдиках, должны совпадать с номерами, указанными в эксплуатационных документах.

Средства измерений, входящие в состав информационно-измерительной системы должны быть зарегистрированы в Государственном реестре и иметь действующие свидетельства о поверке и (или) опломбированы навесными пломбами с оттиском клейма поверителя *.

Каналы, по которым передается измерительная информация, должны быть опломбированы в точках, где возможно несанкционированное воздействие на результаты измерений. Точки опломбирования определяются в проектной документации на ИИС.

* **Примечание:** При поверке УСПД на месте эксплуатации целесообразно использовать рекомендации, изложенные в Приложении 1.

7.2. Опробование.

Перед опробованием всей системы в целом необходимо выполнить проверку функционирования основных компонентов системы.

7.2.1. Проверка функционирования счетчиков.

При проведении проверки функционирования счетчиков руководствуются требованиями эксплуатационной документации на счетчики.

Для проведения проверки вначале необходимо подать напряжение питания на счетчики. Далее следует проверить правильность подключения счетчиков к цепям тока и напряжения (соответствие схем подключения - схемам, приведенным в паспорте на счетчик). Счетчики считаются работоспособными, если работают индикаторы, подвижные части (диски) индукционных счетчиков вращаются в направлении, указанном стрелкой на щитках счетных механизмов, отсутствуют коды ошибок или предупреждений (в электронных счетчиках), «прокрутка» параметров на индикаторе счетчика осуществляется в заданной последовательности, время и дата внутренних часов счетчика соответствуют астрономическому, работает оптический порт счетчика (при его наличии).

7.2.2. Опробование линий связи.

При опробовании линий связи проверяется:

- 1) наличие сигнализации о включении в питающую сеть технических средств ИИС;
- 2) поступление информации по линиям связи на уровень ИВК;
- 3) наличие сигнализации (сообщений) об обрыве линий или отсутствии связи;
- 4) до проведения опробования ИК, должна быть проверена правильность соединений разъемов цифровых интерфейсов счетчиков с кабелями, ведущими к УСПД (мультиплексорам или преобразователям интерфейсов). Правильность соединений проверяется по приведенным в документации на счетчики, мультиплексоры, преобразователи интерфейсов схемам соединений разъемов цифровых интерфейсов и проектной документации.

7.2.3. Опробование УСПД и ЭВМ.

При опробовании УСПД и ЭВМ проверяется:

- 1) работа таймера и сохранение результатов измерений;
- 2) возможность вызова на дисплей УСПД или ЭВМ предусмотренных параметров учета электроэнергии;

- 3) возможность построения и вывода на печать графиков и форм отчетности, характеризующих параметры выработки, приема и отдачи электроэнергии и мощности;
- 4) сигнализация неисправностей (при их имитации), сохранность в памяти информации о неисправностях и регистраторов событий с привязкой даты и времени.

7.2.4. Проверка функционирования вспомогательных технических компонентов системы.

При проведении проверки функционирования вспомогательных технических компонентов системы руководствуются требованиями эксплуатационной документации на них.

Проверка функционирования мультиплексоров, модемов и адаптеров должна производиться в составе всей системы.

На все вспомогательные технические компоненты должно быть подано питание в соответствии с технической документацией. Подача питания фиксируется соответствующими элементами сигнализации (светодиодами и лампочками).

С помощью ЭВМ и соответствующего программного обеспечения осуществляется связь с удаленным объектом (объектами).

После установления успешного соединения между модемами производится опрос счетчиков и УСПД (контроллеров).

Вспомогательные технические средства считаются исправно функционирующими в составе системы, если по установленному соединению успешно прошел опрос счетчиков.

7.2.5. Опробование системы в целом.

Опробование системы в целом проводится с уровня ИВК (центральной ЭВМ) с помощью программного обеспечения «Пирамида». Для проведения опробования системы все технические средства, входящие в ее состав, должны быть «прописаны» в программном обеспечении центральной ЭВМ и должна быть задана конфигурация испытываемой системы. Сбор данных со всех счетчиков и УСПД, входящих в состав системы, осуществляется с помощью программы сбора данных, установленной на ЭВМ. Опробование системы считается успешным, если по завершению опроса всех счетчиков и УСПД в отчетах, представленных в программе, присутствуют результаты измерений (параметры энергопотребления), с указанием текущей даты и времени.

7.3. Определение метрологических характеристик.

7.3.1. Экспериментальные исследования.

7.3.1.1. Определения погрешности измерения времени.

7.3.1.1.1. Корректировка времени.

С помощью программного обеспечения установленного на уровне ИВК (центральной ЭВМ или промконтроллере) выполнить задачу корректировки времени в УСПД, счетчиках и других компонентах системы.

7.3.1.1.2. Определение погрешности измерения времени ИИС.

На монитор оператора ЭВМ уровня ИВК вызывается и распечатывается журнал технического состояния для каждого технического устройства системы, по которому определяется частота и величина коррекции таймеров. Результаты поверки считаются положительными, если погрешность времени всех счетчиков и УСПД (контроллеров) в системе по отношению к системному времени любого УСВ (не важно их количество и места установки) не превышает ± 5 секунд.

Для получения единых результатов рекомендуется для сравнения времени выбирать УСВ, установленное у главного ИКМ-Пирамида в системе (в случае если в ИИС используются несколько УСВ).

7.3.2. Расчет метрологических характеристик ИК.

7.3.2.1. Общие положения.

7.3.2.1.1. Для определения метрологических характеристик ИК систем всем расчетам, предусмотренным методикой поверки, предшествует установление исходных данных для определения погрешностей ИК.

7.3.2.1.2. Исходные предположения для вычисления погрешностей.

Погрешности измерительных трансформаторов и электросчетчика относятся к инструментальным погрешностям. Погрешность счета импульсов в контроллере относится к методическим погрешностям.

При наличии на объекте УСПД (контроллера), оснащенного средствами отображения информации в именованных величинах энергии и мощности и отсчета астрономического времени, определение метрологических характеристик ИИС проводят только для ИК, включающего измерительные трансформаторы, счетчики, линии связи от счетчиков до УСПД и собственно УСПД. Линии передачи данных от УСПД по каналам связи на ИВК (ЭВМ) не влияют на погрешность измерений в силу цифрового характера передачи данных. В этом случае на ИВК (ЭВМ) должен проверяться запрет несанкционированного доступа к измерительной информации, и точность хода часов в ИВК (ЭВМ), которая влияет на погрешность измерений времени в ИК. Если ИВК подключена к ИК, работает только в режиме индикации и не участвует в процессе измерений, то этот ИВК не включают в состав ИК системы.

Погрешность измерения астрономического времени определяется погрешностью таймера, который может быть установлен в счетчике, в контроллере или, соответственно, в персональной ЭВМ и погрешностью, обусловленной запаздыванием в линии передачи данных сигналов коррективки, поступающих от УСВ для синхронизации таймеров.

Принимаемый закон распределения погрешностей - нормальный.

Факторы, определяющие погрешность, независимы.

Доверительная вероятность определения погрешности равна 0,95.

Погрешности измерительных трансформаторов не коррелированы между собой.

Колебания напряжения в сети составляют $\pm 10\%$ от номинального значения, колебания частоты $\pm 5\%$ от номинального, изменения фазы тока относительно напряжения происходят от φ_{\max} до φ_{\min} .

Закон распределения влияющих факторов предполагается нормальным, за исключением амплитуды 3-й гармоники, амплитуды вибрации и напряженности переменного магнитного поля, законы распределения которых предполагаются экспоненциальными.

Предполагаются следующие значения математического ожидания факторов, влияющих на погрешность:

- 1) напряжение - номинальное напряжение электросчетчика;
- 2) нагрузка по току симметричная;
- 3) фазовый сдвиг между током и напряжением $(\varphi_{\max} - \varphi_{\min})/2$;
- 4) частота 50 Гц;
- 5) отклонение индукционного электросчетчика от вертикального положения 0° ;
- 6) температура окружающей среды 20°C .

7.3.2.2. Порядок расчета МХ для ИК активной энергии и мощности.

7.3.2.2.1. Информативные параметры для определения амплитудной погрешности трансформаторов.

Погрешность измерений электрической энергии и электрической мощности определяется для тока, составляющего 1% (для электронных счетчиков по ГОСТ 26035 и ГОСТ 30206, работающих совместно с трансформаторами тока, у которых погрешность нормируется с 1% нагрузки) или 5% (для счетчиков по ГОСТ 6570 и ГОСТ 30207, или для других счетчиков, работающих с трансформаторами тока, у которых погрешность нормируется с 5% нагрузки), 10%, 100% от номинального тока электросчетчика (трансформатора)*, и для максимально допустимого** в ИК согласно таблице 7.1.

Таблица 7.1.

№	Напряжение, % от номинального	Ток, % от номинального
1	100	1 (или 5)
2	100	10
3	100	100
4	100	Максимально допустимый**

* **Примечание:** Предполагается, что номинальные токи измерительных трансформаторов и подключенных к ним счетчиков совпадают.

** **Примечание:** Под «максимально допустимым» током понимается крайняя точка диапазона, для которой нормируется погрешность счетчика и трансформатора тока.

7.3.2.2.2. Предел допускаемой относительной инструментальной погрешности ИК от линий электропередачи до выхода электросчетчика определяется по формуле:

$$\delta_{\text{ики}}^2 = k^2 \times (\sigma_{\text{ип}}^2 + \sigma_{\text{эсч}}^2 + \sigma_{\text{л}}^2), \text{ где}$$

k - коэффициент, зависящий от доверительной вероятности, $k=2$ при $P_d=0,95$;

$\sigma_{\text{ип}}$ - суммарная среднеквадратическая погрешность измерительных преобразователей (трансформаторов) в процентах;

$\sigma_{\text{л}}$ - среднеквадратическая погрешность из-за потерь в линии, вычисляемая по формуле:

$$\sigma_{\text{л}}^2 = \delta_{\text{л}}^2 / k^2, \text{ где}$$

$\delta_{л}$ - предел допускаемой погрешности из-за потери напряжения в линии присоединения счетчика к трансформатору напряжения;

В случае, когда $\delta_{л} < \delta_{эсч} / 4$, принимаем $\delta_{л} = 0$.

$\sigma_{эсч}$ - среднеквадратическая погрешность электросчетчика, определяемая по формуле:

$$\sigma_{эсч}^2 = \delta_{эсч}^2(m) / k^2, \text{ где}$$

$\delta_{эсч}(m)$ - предел допускаемой относительной погрешности электросчетчика для нагрузки m в рабочих условиях применения, рассчитывается по Приложению 2 и задается в процентах согласно таблице 7.1;

k - коэффициент, зависящий от доверительной вероятности, $k=2$ при $P_{д}=0,95$.

7.3.2.2.3. Суммарная среднеквадратическая погрешность измерительных преобразователей (трансформаторов) определяется для нагрузок, указанных в п. 7.3.2.2.1 и таблице 7.1, в случае трехфазной трех проводной схемы включения или несимметричной однофазной нагрузке при четырех проводной схеме по формуле

$$\sigma_{ип}^2 = \sigma_{ипа}^2 + \sigma_{ипф}^2$$

и в случае симметричной трехфазной четырех проводной схемы по формуле

$$\sigma_{ип}^2 = (\sigma_{ипа}^2 + \sigma_{ипф}^2) / 3, \text{ где}$$

$\sigma_{ипа}$ - сумма среднеквадратических основных амплитудных погрешностей измерительных преобразователей (трансформаторов) в %;

$\sigma_{ипф}$ - сумма среднеквадратических погрешностей измерительных преобразователей в рабочих условиях изменения $\cos \varphi$, возникающих из-за наличия у них угловых погрешностей.

7.3.2.2.4. Сумма среднеквадратических относительных амплитудных погрешностей измерительных преобразователей определяется для информативных параметров по табл. 7.1 в случае трехфазной трех проводной схемы по формуле:

$$\sigma_{ипа}^2 = \{3 \times (\delta_{трн}^2 + \delta_{трт}^2) + 0,0291^2 \times (\delta\varphi_{трт}^2 + \delta\varphi_{трн}^2)\} / (6 \times k^2)$$

и в случае четырех проводной схемы включения, в том числе при несимметричной (однофазной) нагрузке, по формуле:

$$\sigma_{ипа}^2 = (\delta_{трн}^2 + \delta_{трт}^2) / k^2, \text{ где}$$

$\delta_{трн}$ - предел допускаемой амплитудной относительной погрешности трансформатора напряжения согласно ГОСТ 1983-89 или эксплуатационной документации, %;

$\delta_{трт}$ - предел допускаемой амплитудной относительной погрешности трансформатора тока на нагрузках согласно таблице 7.1 по ГОСТ 7746-89 или согласно эксплуатационной документации на трансформатор, %;

$\delta\varphi_{трт}$ и $\delta\varphi_{трн}$ - пределы допускаемой угловой (φ) погрешности соответственно трансформаторов тока и напряжения в минутах;

k - коэффициент, зависящий от доверительной вероятности, $k=2$ при $P_{д}=0,95$.

7.3.2.2.5. Сумма среднеквадратических относительных погрешностей по энергии и средней мощности, возникающих от угловых погрешностей измерительных преобразователей, определяется следующим способом :

в случае трехфазной трех проводной схемы по формуле:

$$\sigma_{\text{ИП}\phi}^2 = [\{3 \times 0,0291^2 \times (\delta\phi_{\text{трг}}^2 + \delta\phi_{\text{трн}}^2) + \delta_{\text{трн}}^2 + \delta_{\text{трг}}^2\} / (6 \times k^2)] \times [\{3(\text{tg}\phi_{\text{max}} + \text{tg}\phi_{\text{min}})^2 + (\text{tg}\phi_{\text{max}} - \text{tg}\phi_{\text{min}})^2\} / 12]$$

и в случае четырех проводной схемы включения, в том числе при несимметричной (однофазной) нагрузке, по формуле:

$$\sigma_{\text{ИП}\phi}^2 = 0,0291^2 \times (\sigma_{\phi_{\text{трг}}}^2 + \sigma_{\phi_{\text{трн}}}^2) \times \{3(\text{tg}\phi_{\text{max}} + \text{tg}\phi_{\text{min}})^2 + (\text{tg}\phi_{\text{max}} - \text{tg}\phi_{\text{min}})^2\} / 12, \text{ где:}$$

0,0291 - множитель, переводящий минуты угловых погрешностей в проценты относительной погрешности;

$$\sigma_{\phi_{\text{трг}}}^2 = \delta\phi_{\text{трг}}^2 / k^2;$$

$$\sigma_{\phi_{\text{трн}}}^2 = \delta\phi_{\text{трн}}^2 / k^2;$$

$\delta\phi_{\text{трг}}$ и $\delta\phi_{\text{трн}}$ - пределы допускаемой угловой (ϕ) погрешности соответственно трансформаторов тока и напряжения в минутах;

ϕ_{max} и ϕ_{min} - минимальный (**min**) и максимальный (**max**) фазовый сдвиг в рабочих условиях.

7.3.2.2.6. Расчет по данной формуле производится для четырех точек согласно таблице 7.1 и далее находится предел средней взвешенной относительной инструментальной погрешности **ИК** по формуле:

$$\delta_{\text{ИКИ}\Sigma}^2 = \left\{ \sum_{m=1}^4 [E(m) \times \delta_{\text{ИКИ}}(m) / E] \right\}^2$$

где: $\Sigma_{m=1}$ - сумма по четырем нагрузкам согласно табл.7.1;

$E(m)$ - электроэнергия, учтенная на данной нагрузке m , кВт·ч;

$\delta_{\text{ИКИ}}(m)$ - предел допускаемой относительной инструментальной погрешности **ИК** от линий электропередачи до выхода электросчетчика на нагрузке m ;

E - суммарное значение учтенной электроэнергии, кВт·ч;

Весовые коэффициенты $E(m)/E$ можно определить по величине энергии за расчетный период согласно Приложению 5.

7.3.2.2.7. В случае, если в эксплуатационной документации на измерительные трансформаторы тока и напряжения указаны зависимости пределов допускаемых погрешностей, зависящие от влияющих факторов: входных сигналов, мощности нагрузки, коэффициента мощности нагрузки, частоты, температуры в диапазоне их рабочих значений, то в этом случае сначала определяется предел допускаемой погрешности в рабочих условиях аналогично расчету погрешности для электросчетчиков, приведенному в Приложении 2, а после эти значения подставляются в формулы для расчета пределов погрешностей измерительных преобразователей.

7.3.2.3. Порядок расчета методических погрешностей для ИК.

7.3.2.3.1. Среднеквадратическая относительная методическая погрешность счета импульсов контроллером, равна

$$\sigma_c^2 = K_u^2 \times K_i^2 \times 100^2 \% / (6 \times E^2 R^2), \text{ где:}$$

E - энергия, измеренная контроллером за период T в кВт·ч (с учетом коэффициентов измерительных трансформаторов K_u и K_i);

R - передаточное число счетчика, имп./кВт·ч

Если $ER / (K_u \times K_i) \geq 150 / K_{\text{л}}$, то принимаем $\sigma_c = 0$;

$K_{\text{л}}$ - класс точности счетчика.

7.3.2.3.2. В случае применения буфера для накопления импульсов, так называемых устройств сбора данных (УСД), подключаемых между счетчиком и контроллером или между счетчиком и ЭВМ, среднеквадратическая относительная методическая погрешность измерений интервала времени T , к которому относится измеряемая энергия, равна

$$\sigma_T^2 = 100^2\% / (6 \times T^2 \times f^2), \text{ где:}$$

f - частота опроса УСД контроллерами или ЭВМ верхнего уровня контроллеров, не имеющих таймер (как правило $f = 0,05 \div 0,1$ Гц);

T - время усреднения мощности в секундах.

В случае отсутствия буфера накопления или если $T \times f \geq 150 / K_d$, то принимаем $\sigma_T = 0$; K_d - класс точности счетчиков электрической энергии, подключенных к УСД.

7.3.2.3.3. В случае структуры **ИК** согласно рисунку 1, среднеквадратическая относительная методическая погрешность измерений электрической энергии за период T равна:

$$\sigma_{ИКМЕ}^2 = \sigma_c^2 + \sigma_T^2.$$

7.3.2.3.4. В случае структуры **ИК** согласно рисунку 2 (многофункциональные счетчики) для $T \geq 24$ часа принимаем $\sigma_{ИКМЕ} = 0$.

7.3.2.4. Расчет суммарной погрешности **ИК** электрической энергии.

7.3.2.4.1. Среднеквадратическая относительная погрешность измерительного канала по электроэнергии за интервал времени T равна

$$\sigma_{ИКЕ}^2 = \sigma_{ИКМЕ}^2 + 0,25 \times \delta_{ИКИ\Sigma}^2.$$

7.3.2.4.2. Среднеквадратическая относительная погрешность измерительного канала электроэнергии за интервал времени T по группе каналов равна

$$\sigma_{ГКЕ}^2 = 1/4 \left\{ \sqrt{\sum_{i=1}^n \mu_i^2 \sigma_{ИКЕ}^2 + \sum_{i=1}^n \mu_i \sigma_{ИКЕ}} \right\}^2, \text{ где:}$$

μ_i - доля электроэнергии E_i i -го ИК в суммарной электроэнергии по группе каналов

$$\mu_i = E_i / \sum_{i=1}^n E_i, \text{ где}$$

n - число каналов в группе.

7.3.2.4.3. Пределы допускаемых относительных погрешностей для отдельных **ИК** и группы измерительных каналов электрической энергии за интервал времени T определяются соответственно как $\delta_{ИКЕ} = 2\sigma_{ИКЕ}$; $\delta_{ГКЕ} = 2\sigma_{ГКЕ}$.

7.3.2.4.4. Границы доверительного интервала абсолютной погрешности ИК электрической энергии находятся для одного канала как

$$\Delta_{ИКЕ} = 2\sigma_{ИКЕ} \times E / 100\%, \text{ и для группы каналов как } \Delta_{ГКЕ} = 2\sigma_{ГКЕ} \times E / 100\%.$$

7.3.2.5. Аналитическое представление суммарной погрешности ИК электрической мощности.

7.3.2.5.1. В случае структуры ИК, использующей счетчики без встроенного контроллера (согласно рисунку 1), расчет производится по формулам, приведенным в п.п. **7.3.2.5.2 - 7.3.2.5.3, и 7.3.2.5.5 - 7.3.2.5.9**, а в случае структуры ИК, использующей многофункциональных счетчики (структура ИК согласно рис. 2) - по п.п. **7.3.2.5.4 - 7.3.2.5.9**.

7.3.2.5.2. В случае структуры ИК, использующей счетчики без встроенного контроллера, по измеренному значению средней мощности W , усредненной на интервале T , сначала определяем коэффициент нагрузки m :

$$m = I / I_{\text{ном}} \times 100\% = W \times 10^6 \times 100\% / (U_{\text{ном}} \times I_{\text{ном}} \times \cos\varphi \times K_{\text{трг}} \times K_{\text{трн}} \times \sqrt{3}) , \text{ где}$$

W - показания по мощности, усредненной на интервале T по первичной стороне в МВт;

$\cos\varphi$ - коэффициент мощности, в формуле желательно применять значение φ в период действия данной нагрузки, а при отсутствии данных для расчета используется максимальный фазовый сдвиг в рабочих условиях φ_{max} , аналогичный применяемому в п.7.3.2.2.5. При невозможности точно определить φ берется ближайшее число к $\cos\varphi=0,8$; $\cos\varphi=0,5$ или $\cos\varphi=0,25$;

$K_{\text{трг}}$, $K_{\text{трн}}$ - коэффициенты трансформации измерительных преобразователей;

$U_{\text{ном}}$, $I_{\text{ном}}$ - номинальные значения напряжения (линейного между фазами) и тока в счетчике по вторичным цепям в вольтах и амперах соответственно.

Потом по рассчитанному значению нагрузки m , определяем путем сравнения со значениями нагрузки по Таблице 7.1 допускаемую относительную погрешность ИК электрической энергии за интервал времени T согласно следующей схеме:

Если $1\% \leq m \leq 10\%$ \Rightarrow выбираем $\delta_{\text{ИКИ}}(10\%)$

Если $10\% < m \leq 100\%$ \Rightarrow выбираем $\delta_{\text{ИКИ}}(100\%)$

Если $100\% < m \leq I_{\text{max}}$ \Rightarrow выбираем $\delta_{\text{ИКИ}}(I_{\text{max}})$

7.3.2.5.3. Среднеквадратическая относительная методическая погрешность **ИК** средней электрической мощности **W**, вычисляемой путем деления электрической энергии, полученной (отпущенной) за интервал времени T , на этот интервал, равна

$$\sigma^2_{\text{ИКMW}} = \sigma_c^2 + \sigma_T^2 .$$

7.3.2.5.4. В случае структуры ИК, использующей многофункциональные счетчики, предел допускаемой относительной методической погрешности по средней мощности рассчитывается на основании данных профиля нагрузки:

$$\delta_{\text{ИКMW}} = \{K_E \times 100\% / (W \times t_{\text{инт}})\} + D_{\text{ед}} \times 100\% / W ,$$

где

K_E - внутренняя постоянная счетчика, выраженная в кВт·ч;

$t_{\text{инт}}$ - интервал усреднения мощности (в часах);

W - величина измеренной средней мощности, выраженная в кВт;

$D_{\text{ед}}$ - единица младшего разряда измеренной средней мощности, выраженная в кВт.

$$\sigma^2_{\text{ИКMW}} = 0,25 \times \delta^2_{\text{ИКMW}} .$$

7.3.2.5.5. Предел допускаемой дополнительной погрешности по средней мощности на интервале усреднения T , на котором производилась корректировка времени, рассчитывается по формуле:

$$\delta_{\text{ИКВ корр}} = 100\% \times \Delta t / 3600T,$$

где

Δt – величина произведенной корректировки значения текущего времени (в секундах);

T – величина интервала усреднения мощности (в часах).

7.3.2.5.6. Определяем погрешность ИК по средней мощности, также как и для энергии с учетом методических погрешностей и погрешности от корректировки времени. Среднеквадратическая относительная погрешность измерительных каналов средней электрической мощности за интервал времени T равна

$$\sigma_{\text{ИКВ}}^2 = \sigma_{\text{ИКИ}}^2 + \sigma_{\text{ИКМВ}}^2 + \sigma_{\text{ИКВ корр}}^2, \text{ где}$$

$$\sigma_{\text{ИКИ}}^2 = 0,25 \times \delta_{\text{ИКИ}}^2,$$

$$\sigma_{\text{ИКВ корр}}^2 = 0,25 \times \delta_{\text{ИКВ корр}}^2.$$

7.3.2.5.7. Среднеквадратическая относительная погрешность ИК средней электрической мощности за интервал времени T в группе каналов равна

$$\sigma_{\text{ГКВ}}^2 = 1/4 \left[\sqrt{\sum_{i=1}^n \mu_i^2 \sigma_{\text{ИКВ}i}^2} + \sum_{i=1}^n \mu_i \sigma_{\text{ИКВ}i} \right]^2, \text{ где:}$$

μ_i - доля средней электрической мощности W i -го ИК в суммарной мощности;

$$\mu_i = W_i / \sum_{i=1}^n W_i, \text{ где } n - \text{число каналов в группе}$$

7.3.2.5.8. Границы доверительного интервала абсолютной погрешности ИК средней за интервал времени T электрической мощности W находятся для одного канала как

$$\Delta_{\text{ИКВ}} = \pm 2\sigma_{\text{ИКВ}} W / 100\%,$$

а для группы каналов как

$$\Delta_{\text{ГКВ}} = \pm 2\sigma_{\text{ГКВ}} W / 100\%,$$

где W - значение измеренной электрической мощности усредненной на интервале времени T .

7.3.2.5.9. Пределы допускаемых относительных погрешностей для отдельных ИК и группы измерительных каналов средней электрической мощности за интервал времени T определяются соответственно как

$$\delta_{\text{ИКВ}} = 2\sigma_{\text{ИКВ}}; \quad \delta_{\text{ГКВ}} = 2\sigma_{\text{ГКВ}}.$$

7.3.2.6. Допускается суммарную погрешность по группе каналов не определять, если этого не требуется для поверяемой системы.

7.3.2.7. Система считается прошедшей поверку, если по результатам расчета пределы допускаемых погрешностей не превышают пределов, указанных в эксплуатационной документации на систему.

8. ОФОРМЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ПОВЕРКИ

8.1. Результаты поверки оформляются путем записи в протоколе поверки произвольной формы. Заполненные протоколы прилагаются к Формуляру системы ВЛСТ 150.00.000 ФО.

8.2. При положительных результатах поверки выдается «Свидетельство о поверке» в соответствии с ПР 50.2.006-94.

8.3. При отрицательных результатах поверки система к эксплуатации не допускается и выписывается «Извещение о непригодности» в соответствии с ПР 50.2.006-94 с указанием причин непригодности.

Начальник сектора ВНИИМС

В.В. Новиков

Зам. генерального директора ЗАО ИТФ «Системы и технологии»

А.Я. Щитников

Рекомендации по поверке УСПД на месте эксплуатации. Расчет минимально допустимого времени испытаний УСПД при проведении поверки ИИС на месте эксплуатации

1. При определении погрешности счета импульсов, поступающих от электросчетчиков в УСПД (сумматор, контроллер) и перевода числа импульсов в соответствующие значения электрической энергии, обычно используется разность показаний счетного устройства электросчетчика. При этом счетчик, с действующим клеймом поверки, используется как эталонный прибор. Показания сумматора сравниваются с приращением показаний счетчика и погрешность сумматора определяется по формуле:

$$\delta m = \left(\frac{E_{кт} - E_{нт}}{E_{кс} - E_{км}} - 1 \right) \times 100\% , \quad (1)$$

где δm - предел допускаемой относительной погрешности сумматора, %;

$E_{кт}$ и $E_{нт}$ - конечное и начальное значение показаний энергии сумматора, кВт·ч;

$E_{кс}$ и $E_{км}$ - конечное и начальное значение показаний энергии счетчика, кВт·ч.

Этот метод очень удобен в эксплуатации, т.к. при проведении поверки не нарушает работоспособность и целостность системы. Причем на результаты определения погрешности сумматоров не влияет значение классов точности используемых при этом счетчиков.

Однако этот метод может давать большие погрешности при неправильном планировании и проведении поверки. Во-первых, должна быть обеспечена одновременность отсчета начальных и конечных показаний счетчика и сумматора. Желательно это делать по сигналам точного времени, передаваемых, например, радиостанцией «Маяк» или по предварительно синхронизированным часам, при этом расхождение в моментах фиксации показаний счетчика и сумматора должно быть не более 1 секунды.

Во-вторых, приращение показаний электросчетчиков должно быть достаточно большое, чтобы на результаты эксперимента не оказывали существенное влияние неточности считывания показаний приборов и дискретность их отсчетных устройств.

Поэтому для правильного проведения испытаний сначала необходимо определить минимально допустимое приращение энергии, которое должно быть измерено счетчиком за время проведения испытаний.

2. Основной вклад в погрешность указанного метода вносит дискретность счетного устройства или величина единицы (указателя) младшего разряда счетчика, т.е. величина энергии, которую нельзя точно считать с суммирующего устройства счетчика Δc . Для того, чтобы ошибка от считывания была несущественной, следует принимать значения приращений показаний суммирующих устройств такими, чтобы выполнялось соотношение:

$$(E_{кс} - E_{км}) = \frac{3\Delta c}{\delta m} 100\% , \quad (2)$$

где δm - предел допускаемой относительной погрешности сумматора, %;

Δc - дискретность счетного устройства или величина единицы (указателя) младшего разряда, кВт·ч;

$E_{кс}$ и $E_{км}$ - конечное и начальное показания счетчика, кВт·ч.

Соответственно, конечное показание электросчетчика в конце проведения поверки сумматора рассчитывается по формуле:

$$E_{кс} = \frac{3\Delta c}{\delta m} 100\% + E_{км} , \quad (3)$$

3. В случае, если Δm - дискретность показаний сумматора (величина единицы младшего разряда) сопоставима с Δc , т.е.:

$$\Delta m \geq \frac{\Delta c}{2}, \quad (4)$$

то следует учитывать это влияние на результат определения погрешности сумматора. Аналогично учитывается влияние от дискретности импульсов, идущих от счетчика, если выполняется соотношение:

$$\frac{1}{R} \geq \frac{\Delta c}{2}, \quad (5)$$

где R - передаточное число имп./кВт·ч.

Общая формула для определения показаний электросчетчика в конце проведения поверки сумматоров с учетом всех влияющих параметров рассчитывается по формуле:

$$E_{КС} = \frac{3(\Delta c + \Delta m + \frac{1}{R})}{\delta m} 100\% + E_{нс}. \quad (6)$$

4. Пример 1.

Определить необходимое приращение показаний электросчетчика для проведения поверки сумматора и его погрешность исходя из следующих условий:

- предел допускаемой относительной погрешности счета импульсов и перевода в именованные единицы сумматора составляет $\delta m = 0,05\%$;
- начальное показание сумматора 2856,38 кВт·ч;
- дискретность показаний сумматора $\Delta m = 0,01$ кВт·ч;
- счетчик имеет электронное счетное устройство с дискретностью $\Delta c = 0,1$ кВт·ч;
- начальное показание счетчика 2856,3 кВт·ч;
- фиксация начальных показаний счетчика и сумматора производилась синхронно по сигналам точного времени;
- постоянная счетчика $R = 1000$ имп./кВт·ч.

Решение.

Определяем значимость параметров счетчика и сумматора по формулам (4) и (5) **Приложения 1**:

$$\Delta m < \Delta c / 2, \text{ т.е. } (0,01 < 0,05)$$

$$\frac{1}{R} < \frac{\Delta c}{2}, \text{ т.е. } (0,001 < 0,05)$$

т.е. параметры Δm и $1/R$ незначительные. По формуле (3) определяем конечное показание электросчетчика:

$$E_{КС} = \frac{3 \cdot 0,1}{0,05\%} \cdot 100\% + 2856,3 = 3456,3 \text{ кВт·ч}$$

В момент, когда показание счетчика примет любое значение большее чем $E_{КС}$, в тот же момент, но не позднее чем через 1 секунду, следует зафиксировать показания сумматора и рассчитать погрешность по формуле (1).

Пусть, например, были получены следующие результаты измерений $E_{КС} = 3457,0$ кВт·ч, $E_{кт} = 3457,12$ кВт·ч. Тогда величина погрешности сумматора будет рассчитана по формуле:

$$\delta = \left(\frac{3457,0 - 2856,3}{3457,12 - 2856,38} - 1 \right) \times 100\% = -0,007\%$$

Вывод: Сумматор можно признать годным, т.к. полученное значение погрешности ($\delta = -0,007\%$) не хуже нормированного ($\delta m = -0,05\%$).

5. Пример 2.

Спланировать эксперимент и определить погрешность сумматора исходя из следующих условий:

- предел допускаемой относительной погрешности счета импульсов и накопления измерительной информации в сумматоре в течение суток $\delta m=0,1\%$;
- дискретность показаний электроэнергии сумматором составляет $\Delta m=0,01$ кВт·ч;
- счетчик имеет механическое счетное устройство барабанного типа, единица младшего разряда составляет $0,01$ кВт·ч, причем на последнем барабанчике нанесены 5 делений, барабанчик во время работы совершает равномерное вращение, таким образом цена указателя младшего разряда счетчика составляет $\Delta c=0,002$ кВт·ч;
- передаточное число $R=2000$ имп./кВт·ч;
- начальное показание счетчика $E_{нс}=1112,318$ кВт·ч.

Решение:

Сначала определяем соотношение основных параметров:

$$\Delta m > \Delta c/2, \text{ т.е. } (0,01 > 0,001)$$

$$\frac{1}{R} < \frac{\Delta c}{2}, \text{ т.е. } (0,0005 < 0,001).$$

Следовательно Δm - существенно, а R - несущественный параметр, мы его не учитываем. По формуле (5) определяем конечное показание счетчика при котором заканчиваем испытания:

$$E_{кс} = \frac{3(\Delta c + \Delta m)}{\delta} 100\% + E_{нс} = \frac{3(0,002 + 0,01)}{0,1\%} 100\% + E_{нс} = 36 + 1112,318 = 1148,318 \text{ кВт·ч.}$$

Допустим, что среднесуточное изменение показаний электросчетчика составляет 9 кВт·ч и испытания длились 4 суток, причем погрешность сумматора в результате эксперимента составила $0,17\%$. Значение полученной погрешности следует привести к одним суткам по следующей формуле:

$$\delta_{сут} = \frac{0,17}{\sqrt{4}} \approx 0,09\%,$$

где $\delta_{сут}$ - приведенная к суткам относительная погрешность сумматора, %;
 4 - количество суток, за которые была определена погрешность сумматора;
 $0,17\%$ - экспериментально полученная величина погрешности за 4 суток.

Вывод: Полученное значение погрешности сумматора ($\delta=0,09\%$) не хуже нормированного предела допускаемой погрешности ($\delta m=0,1\%$), следовательно, сумматор нужно признать пригодным к применению.

Расчет допускаемой относительной погрешности счетчика $\delta_{\text{ЭСЧ}}(m)$ для нагрузки m в рабочих условиях применения

$$\delta_{\text{ЭСЧ}}^2(m) = \delta_{\text{ЭСЧО}}^2 + \delta_{\text{ЭСЧД}}^2, \quad \text{где}$$

$\delta_{\text{ЭСЧО}}$ - предел допускаемой основной относительной погрешности счетчика;

$\delta_{\text{ЭСЧД}}$ - предел допускаемой суммарной дополнительной погрешности для счетчика.

1. Предел допускаемой относительной погрешности счетчика $\delta_{\text{ЭСЧО}}$ указывается в эксплуатационной документации и (или) в стандартах (в ГОСТ), распространяющихся на конкретный тип прибора.

2. Предел допускаемой суммарной дополнительной погрешности для счетчика находится

как

$$\delta_{\text{ЭСЧД}}^2 = k^2 \times \left(\sum_{i=1}^n (F_{\text{ВЛ}i} \times \sigma_{\text{А}i})^2 \right), \quad \text{где:}$$

$k = 2$ при $P = 0,95$;

A_i - i -я влияющая величина;

$F_{\text{ВЛ}i}$ - предел допускаемого значения i -й функции влияния на погрешность электросчетчика.

Среднеквадратическое значение i -й влияющей величины рассчитывается как

$$\sigma_{\text{А}i}^2 = 0,35^2 \times (A_{\text{ма}x_i} - A_{\text{н}i})^2, \quad \text{где:}$$

0,35 - эмпирический коэффициент;

$(A_{\text{ма}x_i} - A_{\text{н}i})$ - это абсолютная величина максимальной разности между наибольшим значением i -ой влияющей величины $A_{\text{ма}x_i}$, зарегистрированным за расчетный период, и значением этой же влияющей величины в нормальных условиях $A_{\text{н}i}$.

Допускается в качестве $A_{\text{ма}x_i}$ брать граничные значения рабочего диапазона i -ой влияющей величины согласно эксплуатационной документации на счетчики.

Если нормировано предельное значение дополнительной погрешности, то предел допускаемого значения функции влияния рассчитывается следующим образом:

$$F_{\text{ВЛ}i} = \delta_{\text{Д}i} / (A_{\text{ма}x_i} - A_{\text{н}i}), \quad \text{где}$$

$\delta_{\text{Д}i}$ - предел допускаемой i -ой дополнительной погрешности, указанный в паспорте или стандарте на счетчик.

3. При расчете погрешности счетчиков в рабочих условиях применения следует учитывать влияющие величины, указанные в таблицах 1-3.

Таблица 1.

**Влияющие величины для счетчиков индукционной системы
(ГОСТ 6570)**

№	Влияющая величина
1	Изменение напряжения
2	Изменение частоты
3	Отклонение от вертикального положения
4	Амплитуда 3-й гармоники
5	Изменение температуры
6	Вибрация
8	Напряженность внешнего магнитного поля

Таблица 2.

**Влияющие величины для счетчиков переменного тока электронных
(ГОСТ 26035)**

№	Влияющая величина
1	Изменение частоты
2	Амплитуда 3-й гармоники (только для счетчиков класса 0.2)
3	Изменение температуры
4	Напряженность внешнего магнитного поля

Таблица 3.

**Влияющие величины для статических счетчиков активной энергии
переменного тока (ГОСТ 30206 и ГОСТ 30207)**

№	Влияющая величина
1	Изменение напряжения
2	Изменение частоты
3	Вибрация
4	Напряженность внешнего магнитного поля
5	Амплитуда 3-й гармоники
6	Высокочастотные электромагнитные поля
7	Изменение температуры

Пределы допускаемых значений функций влияния и рабочие диапазоны изменений влияющих величин указываются в эксплуатационной документации и (или) в стандартах, распространяющихся на конкретный тип прибора.

Расчет порога чувствительности и диа пазона измерений мощности нагрузки, для которого установлены пределы допускаемых относительных погрешностей

1. Нижний порог мощности нагрузки, ниже которого электрическая энергия счетчиком может не учитываться (порог чувствительности), рассчитывается по формуле:

$$W_{\text{чувств}} = 25 \times 10^{-4} \times K_{\text{л}} \times U_{\text{ном}} \times I_{\text{ном}} \times \cos\varphi \times K_{\text{трт}} \times K_{\text{трн}} \times \sqrt{3} \times 10^{-3}, \text{ где}$$

$K_{\text{л}}$ - класс точности счетчика, выраженный в %;

$\cos\varphi$ - коэффициент мощности, принимается $\cos\varphi=1$;

$K_{\text{трт}}$, $K_{\text{трн}}$ - коэффициенты трансформации измерительных преобразователей;

$U_{\text{ном}}$, $I_{\text{ном}}$ - номинальные значения напряжения (линейного между фазами в вольтах) и тока (в амперах) в счетчике при симметричной нагрузке;

$\sqrt{3}$ - коэффициент, учитывающий трехфазное включение и симметричную нагрузку;

10^{-3} - коэффициент, переводящий Вт в кВт;

$W_{\text{чувств}}$ выражается в кВт.

2. Диапазон мощности подключаемой нагрузки, для которого нормируется предел допускаемой погрешности, определяется следующим образом:

$$W_{\text{min}} = U_{\text{ном}} \times I_{\text{ном}} \times (m_{\text{min}}/100 \%) \times \cos\varphi \times K_{\text{трт}} \times K_{\text{трн}} \times \sqrt{3} \times 10^{-6} \quad \text{и}$$

$$W_{\text{max}} = U_{\text{ном}} \times I_{\text{ном}} \times (m_{\text{max}}/100 \%) \times \cos\varphi \times K_{\text{трт}} \times K_{\text{трн}} \times \sqrt{3} \times 10^{-6}, \text{ где}$$

W_{min} и W_{max} - минимальная и максимальная границы диапазона мощности нагрузки, выраженные в МВт;

$U_{\text{ном}}$, $I_{\text{ном}}$ - номинальные значения напряжения (линейного между фазами в вольтах) и тока (в амперах) в счетчике при симметричной нагрузке;

Принимается $\cos\varphi=1$;

$K_{\text{трт}}$, $K_{\text{трн}}$ - коэффициенты трансформации измерительных трансформаторов тока и напряжения;

$\sqrt{3}$ - коэффициент, учитывающий трехфазное включение и симметричную нагрузку;

10^{-6} - коэффициент, переводящий Вт в МВт;

$$m_{\text{min}} = I_{\text{min}} / I_{\text{ном}} \times 100 \% \quad \text{и} \quad m_{\text{max}} = I_{\text{max}} / I_{\text{ном}} \times 100 \% , \text{ где}$$

I_{min} - минимальное значение тока, для которого нормируется предел допускаемой погрешности для счетчика и измерительного трансформатора тока. При $I_{\text{ном}}=5$ А, I_{min} , как правило, составляет 0,05 А или 0,25 А, в зависимости от классов точности счетчика электрической энергии и измерительного трансформатора тока. Аналогично определяется ток I_{max} . Он, как правило, составляет 125 % или 150 % от $I_{\text{ном}}$. При этом предполагается равенство номинальных токов счетчиков электрической энергии и измерительных трансформатора тока, работающих совместно с ними.

**Наименование и обозначение погрешностей и других величин,
используемых в формулах**

$\delta_{ИКИ}$	предел допускаемой относительной инструментальной погрешности ИК от линий электропередачи до выхода электросчетчика
$\delta_{л}$	предел допускаемой погрешности из-за потери напряжения в линии присоединения счетчика к трансформатору напряжения
$\sigma_{л}$	среднеквадратическая погрешность из-за потерь в линии
$\delta_{ЭСЧ}(m)$	предел допускаемой относительной погрешности счетчика для нагрузки m в рабочих условиях применения
$\sigma_{ЭСЧ}$	среднеквадратическая погрешность электросчетчика
$\sigma_{ИПА}$	сумма среднеквадратических относительных амплитудных погрешностей измерительных преобразователей (трансформаторов)
$\sigma_{ИПФ}$	сумма среднеквадратических погрешностей измерительных преобразователей в рабочих условиях изменения $\cos\varphi$, возникающих из-за наличия у них угловых погрешностей
$\delta_{трн}$	предел допускаемой амплитудной относительной погрешности трансформатора напряжения
$\delta_{трт}$	предел допускаемой амплитудной относительной погрешности трансформатора тока
$\delta\varphi_{трт}$ и $\delta\varphi_{трн}$	пределы допускаемой угловой погрешности соответственно трансформаторов тока и напряжения в минутах
k	коэффициент, зависящий от доверительной вероятности, $k=2$ при $P=0,95$
$\sigma_{ИП}$	суммарная среднеквадратическая погрешность измерительных преобразователей (трансформаторов)
φ_{max} и φ_{min}	минимальный и максимальный фазовый сдвиг в рабочих условиях
$\delta_{ИКИ\Sigma}$	предел допускаемой средней взвешенной относительной инструментальной погрешности для ИК
$E(m)$	электроэнергия, учтенная на данной нагрузке m
E	суммарное значение учтенной электроэнергии
σ_c	среднеквадратическая относительная методическая погрешность счета импульсов контроллером
σ_T	среднеквадратическая относительная методическая погрешность измерений интервала времени T , к которому относится измеряемая энергия
T	интервал времени
f	частота опроса УСД, не имеющих таймер, контроллерами или ЭВМ верхнего уровня
$\sigma_{ИКМЕ}$	среднеквадратическая относительная методическая погрешность измерений электрической энергии за период T
$\sigma_{ИКЕ}$	среднеквадратическая относительная погрешность измерительного канала по электроэнергии за интервал времени T
$\sigma_{ГКЕ}$	среднеквадратическая относительная погрешность измерительного канала электроэнергии за интервал времени T по группе каналов
$\delta_{ИКЕ}$	предел допускаемой относительной погрешности для отдельных ИК электрической энергии за интервал времени T
$\delta_{ГКЕ}$	предел допускаемой относительной погрешности для группы измерительных каналов электрической энергии за интервал времени T
μ_i	доля электроэнергии E_i i -го ИК в суммарной электроэнергии по группе каналов
$\Delta_{ИКЕ}$	границы доверительного интервала абсолютной погрешности измеритель-

	ного канала электрической энергии для одного канала
$\Delta_{ГКЕ}$	границы доверительного интервала абсолютной погрешности измерительного канала электрической энергии для группы каналов
m	коэффициент нагрузки
W	показания по мощности, усредненной на интервале времени T
$K_{грт}$ и $K_{грн}$	коэффициенты трансформации измерительных преобразователей
$\sigma_{ИКMW}$	среднеквадратическая относительная методическая погрешность ИК средней электрической мощности, вычисляемой путем деления электрической энергии, полученной (отпущенной) за интервал времени T , на этот интервал.
$\sigma_{ИКW}$	среднеквадратическая относительная погрешность ИК средней электрической мощности за интервал времени T
$\sigma_{ГKW}$	среднеквадратическая относительная погрешность для группы измерительных каналов средней электрической мощности за интервал времени T
$\delta_{ИКW}$	предел допускаемой относительной погрешности для ИК средней электрической мощности за интервал времени T
$\delta_{ГKW}$	предел допускаемой относительной погрешности для группы измерительных каналов средней электрической мощности за интервал времени T
$\Delta_{ИКW}$	границы доверительного интервала абсолютной погрешности измерительного канала средней за интервал времени T электрической мощности для одного ИК
$\Delta_{ГKW}$	границы доверительного интервала абсолютной погрешности ИК средней за интервал времени T электрической мощности для группы каналов
$\delta_{ЭСч} (m)$	допускаемая относительная погрешность счетчика для нагрузки m в рабочих условиях применения
$\delta_{ЭСчО}$	предел допускаемой основной относительной погрешности счетчика
$\delta_{ЭСчД}$	предел допускаемой суммарной дополнительной погрешности для счетчика
σ_{A_i}	среднеквадратическое значение i -й влияющей величины
A_i	i -я влияющая величина
$F_{Влi}$	предел допускаемого значения i -й функции влияния на погрешность электросчетчика
$K_{л}$	класс точности счетчика
$\delta_{ИКW \text{ корр}}$	предел допускаемой дополнительной погрешности по средней мощности на интервале усреднения T , на котором производилась корректировка времени
$\sigma_{ИКW \text{ корр}}$	среднеквадратическая относительная погрешность измерительных каналов средней электрической мощности на интервале усреднения T , на котором производилась корректировка времени
$D_{ед}$	единица младшего разряда измеренной средней мощности

ПРАВИЛА РАСЧЕТА φ_{\min} , φ_{\max} И ВЕСОВЫХ КОЭФФИЦИЕНТОВ $E(m)/E$.

1. Грубая оценка по величине энергии за расчетный период.

Этот метод используется в случае отсутствия информации о средних п-минутных мощностях (профиль нагрузки) для данного измерительного канала. Метод позволяет оценить значения φ_{\min} , φ_{\max} и весовых коэффициентов $E(m)/E$ почти во всех случаях, даже на начальном этапе работы измерительного канала (ИК). Но из-за отсутствия более детальной информации об энергопотреблении этот метод не дает точных значений. Поэтому для периодической поверки ИК рекомендуется использовать более точный метод расчета этих параметров, используя данные профиля нагрузки согласно п.2 настоящего Приложения.

1.1. Оценка φ_{\min} , φ_{\max} .

Для того, чтобы определить минимальный и максимальный фазовые сдвиги в рабочих условиях φ_{\min} и φ_{\max} , для начала определяем коэффициент $\cos\varphi$.

При наличии данных по активной и реактивной энергии за расчетный период, $\cos\varphi$ рассчитывается по следующей формуле:

$$\cos\varphi = \frac{|E_{акт}|}{\sqrt{E_{акт}^2 + E_{реакт}^2}},$$

где $E_{акт}$ и $E_{реакт}$ – активная и реактивная энергия за расчетный период (или среднесуточные энергии).

В случае, когда показания реактивной энергии $E_{реакт}$ не измеряются, принимаем $E_{реакт}=0$.

Если не возникает противоречия с экспериментальными данными, φ_{\min} , φ_{\max} выбираются следующим образом :

При $\cos\varphi > 0,8$	$\varphi_{\min} = 0^0$	$\varphi_{\max} = 30^0$
При $\cos\varphi \leq 0,8$	$\varphi_{\min} = -30^0$	$\varphi_{\max} = 60^0$

При необходимости φ_{\min} , φ_{\max} корректируют с учетом экспериментальных данных.

1.2. Оценка весовых коэффициентов $E(m)/E$.

Для определения весовых коэффициентов $E(m)/E$ сначала рассчитаем среднюю нагрузку по формуле:

$$m_{cp} = \frac{\sqrt{E_{акт}^2 + E_{реакт}^2}}{\sqrt{3} \times U_{н\text{лин}} \times I_{ном} \times t \times 10^{-3}} \times 100 \%,$$

где $U_{н\text{лин}}$ – номинальное линейное напряжение в В;

$I_{ном}$ - номинальный ток в А;

Значения $E_{акт}$ берутся в кВт.ч, $E_{реакт}$ – в квар.ч.

В случае, если $E_{акт}$ и $E_{реакт}$ – среднесуточные энергии, то принимаем $t=24$ часа.

Если берутся энергии за расчетный период, то t вычисляется по следующей формуле

$t = (D \times 24)$ часа, где D - число дней в расчетном периоде.

В случае, когда показания реактивной энергии $E_{реакт}$ не измеряются, принимаем $E_{реакт}=0$.

Далее предполагаем, что плотность распределения тока нагрузки можно описать экспоненциальной функцией, как наиболее неблагоприятной с точки зрения расчета общей погрешности. Тогда весовые коэффициенты можно будет рассчитать с помощью экспоненциальной функции

$$F = 1 - e^{-\frac{m}{m_{cp}}}$$

где вместо m следует подставлять интересующее нас значение в %.
Далее рассчитываем значения F для трех точек:

$$F_{m=100\%} = 1 - e^{-\frac{100\%}{m_{cp}}}$$

$$F_{m=10\%} = 1 - e^{-\frac{10\%}{m_{cp}}}$$

$F_{\min} = 1 - e^{-\frac{\min}{m_{cp}}}$, где \min – значение минимального тока в % (1; 2 или 5), в зависимости от того, начиная с какой загрузки нормируется погрешность для данного ИК.

И после окончательно определяем значения весовых коэффициентов $E(m)/E$ в соответствии с таблицей:

Весовые коэффициенты	Формула определения
$E(m)/E$ для I_{\min}	F_{\min}
$E(m)/E$ для I_{\max}	$1 - F_{m=100\%}$
$E(m)/E$ для $I_{\text{ном}}$	$F_{m=100\%} - F_{m=10\%}$
$E(m)/E$ для $I=10\% I_{\text{ном}}$	$F_{m=10\%} - F_{\min}$

1.3. Пример расчета φ_{\min} , φ_{\max} и весовых коэффициентов $E(m)/E$ по величине энергии за расчетный период.

Выполнить расчет исходя из следующих условий:

- $U_n = 10000 \text{ В}$;
- $I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}$;
- $E_{\text{акт}} = 862000 \text{ кВт}\cdot\text{ч}$;
- $D = 30 \text{ дней}$;
- $E_{\text{реакт}}$ не учитывается.

Решение.

1.3.1. Принимаем по формулам п.1.1 Приложения 5:

$E_{\text{реакт}} = 0$, т.к. она не учитывается.

$\cos\varphi = 1$; отсюда выбираем $\varphi_{\min} = 0^\circ$, $\varphi_{\max} = 30^\circ$.

1.3.2. Рассчитаем нагрузку:

$$m_{cp} = \frac{\sqrt{862000^2}}{\sqrt{3} \times 10000 \times 1000 \times (30 \times 24) \times 10^{-3}} \times 100 \% = 6,912 \%$$

Экспоненциальная функция выглядит следующим образом:

$$F = 1 - e^{-\frac{m}{6,912}}$$

$$F_{m=10\%} = 1 - e^{-\frac{6,912}{10}} = 1 - e^{-1,45}$$

$$F_{m=100\%} = 1 - e^{-\frac{100}{6,912}} = 1 - e^{-14,45}$$

$$F_{\min} = 1 - e^{-\frac{\min}{6,912}}$$

Минимальный ток принимаем равным 1 или 5 % от номинального тока.

После окончательно определяем значения весовых коэффициентов E(m)/E в соответствии с таблицей п.1.2 Приложения 5:

	Весовые коэффициенты E(m)/E	Формула определения	Результат расчета
I_{min} = 1% I_{ном}	для минимального тока I _{min}	$1 - e^{-0,145}$	0,13
	для тока I = 10% I _{ном}	$e^{-0,145} - e^{-1,45}$	0,63
	для номинального тока I _{ном}	$e^{-1,45} - e^{-14,45}$	0,24
	для максимального тока I _{max} = 120% I _{ном}	$e^{-14,45}$	0
I_{min} = 5% I_{ном}	для минимального тока I _{min}	$1 - e^{-0,723}$	0,51
	для тока I = 10% I _{ном}	$e^{-0,723} - e^{-1,45}$	0,25
	для номинального тока I _{ном}	$e^{-1,45} - e^{-14,45}$	0,24
	для максимального тока I _{max} = 120% I _{ном}	$e^{-14,45}$	0

2. Правила расчета при известных средних n-минутных мощностях за расчетный период.

Этот метод используется при наличии информации о средних n-минутных мощностях (профиль нагрузки). Метод является более точным и более предпочтительным.

Для планирования сбора статистической информации о средних n-минутных мощностях необходимо выбрать такие промежутки времени, которые отражают наиболее характерные режимы работы ИК ИИС. Для этого могут быть использованы рекомендации как потребителя, так и продавца (производителя) электрической энергии, а также использован анализ предыдущих графиков нагрузки. Окончательное решение о выборе промежутка времени сбора статистической информации должен принимать поверитель, как представитель «третьей» и независимой стороны.

2.1. Алгоритм определения φ_{\min} , φ_{\max} .

Для расчета берется статистический ряд, состоящий из средних либо 1-, 3-, 5-, 10-, 15- или 30- минутных мощностей (W_a , W_p) по измерительным каналам по активной и реактивной энергии для одного фидера. Желательно в расчетах использовать статистический ряд средних мощностей за 1 неделю и больший срок, кратный 1 неделе, а интервал усреднения мощности брать меньше (от 1 до 15 минут), используя существующие режимы работы ИК и глубину хранения данных. Далее строится следующая таблица:

№ п/п	W_{a_i}	W_{p_i}	$Tg \varphi = W_{p_i}/W_{a_i}$

В таблице № п/п – номер по порядку n-минутного интервала.

W_{a_i} берется в одном направлении энергии (для диапазонов сдвига фазы тока $\varphi = \pm 90^\circ$), поэтому знак W_{p_i} может быть как положительным, так и отрицательным для тех же значений $\varphi = \pm 90^\circ$. Для каждой пары (W_{a_i} , W_{p_i}) вычисляется $Tg \varphi$, и среди всех его значений ищется наибольшее и наименьшее значение. По этим значениям и определяются φ_{\min} и φ_{\max} .

В случае, если n- минутные мощности не измеряются по реактивной энергии, то делается грубая оценка φ_{\min} и φ_{\max} согласно п.1.1 Приложения 5.

2.2. Алгоритм определения весовых коэффициентов E(m)/E.

2.2.1. По формуле рассчитывается полная номинальная мощность

$W_{\text{ПНОМ}} = \sqrt{3} \times U_{\text{н.лин}} \times I_{\text{НОМ}} \times 10^{-3}$, где

$W_{\text{ПНОМ}}$ – номинальное значение полной мощности в МВ·А ;

$U_{\text{н.лин}}$ – номинальное линейное напряжение по первичной цепи в кВ;

$I_{\text{НОМ}}$ – номинальный ток по первичной цепи в А.

2.2.2. Вычисляется общая сумма полных мощностей за весь рассматриваемый период времени и по результатам строится следующая таблица, где значения W_{a_i} , W_{p_i} и $W_{\text{П}i}$ указывают соответственно в МВт, Мвар, МВ·А :

№ п/п	W_{a_i}	W_{p_i}	$W_{\text{П}i} = \sqrt{(W_{a_i}^2 + W_{p_i}^2)}$
1			
i			
k			
			$W_{\text{П}\Sigma} = \sum_{i=1}^k W_{\text{П}i}$

В случае, когда не измеряется средняя n -минутная реактивная мощность, принимаем $W_{p_i} = 0$.

2.2.3. Рассчитываются промежуточные результаты: сумма значений мощностей, больших номинальной полной мощности и сумма значений мощностей, меньших величины $(0,1 \times W_{\text{ПНОМ}})$.

$$\text{Сумма1} = \sum_{i=1}^k (W_{\text{П}i} > W_{\text{ПНОМ}})$$

$$\text{Сумма2} = \sum_{i=1}^k (W_{\text{П}i} < (0,1 \times W_{\text{ПНОМ}}))$$

2.2.4. Используя рассчитанные величины, считаем весовые коэффициенты по следующим формулам :

Вычисляемая величина	Формула для расчета
Весовые коэффициенты $E(m)/E$ для I_{max}	$\text{Сумма1} / W_{\text{П}\Sigma}$
Весовые коэффициенты $E(m)/E$ для $I_{\text{НОМ}}$	$1 - (\text{Сумма1} / W_{\text{П}\Sigma}) - (\text{Сумма2} / W_{\text{П}\Sigma})$
Весовые коэффициенты $E(m)/E$ для I_{min}	$(\text{Сумма2} / W_{\text{П}\Sigma}) \times (I_{\text{min}} / 10\%)$
Весовые коэффициенты $E(m)/E$ для тока $I = 10\% I_{\text{НОМ}}$	$(\text{Сумма2} / W_{\text{П}\Sigma}) \times (1 - I_{\text{min}} / 10\%)$

I_{min} может принимать значения 1%, 2% или 5 % от номинального тока $I_{\text{НОМ}}$.

2.3. Для автоматизации расчетов f_{min} , f_{max} и весовых коэффициентов $E(m)/E$ следует использовать специальный модуль к программе «Электрометрика».

**Программа «Электрометрика»
для расчета пределов допускаемой погрешности
и поверки измерительных каналов ИИС**

Характеристика программы	Программа «Электрометрика» позволяет выполнить расчет метрологических характеристик измерительных каналов (далее - ИК) по методике поверки «Систем информационно-измерительных контроля и учета энергопотребления «Пирамида» (далее – ИИС). Программа учитывает различные варианты структуры построения ИК и разные схемы подключения счетчика в ИК. При расчете также учитываются условия, в которых функционирует система. Расчеты производятся как для одного ИК, так и для группы ИК. На программу выдан органом по сертификации ВНИИМС сертификат соответствия № 0000658. Программа рекомендована для использования РАО «ЕЭС России» при проверке измерительных каналов АСКУЭ-С (Письмо ЦДУ РАО «ЕЭС России» №277/3 АСДУ от 11.2000 г.). Тип АСКУЭ-С утвержден и внесен в Госреестр под №14712-99.
Порядок работы с программой	«Электрометрика» проста в использовании и требует только элементарных навыков работы с компьютером. При выборе нового расчета для ИК программа предложит Вам определиться с выбором схемы подключения счетчика в ИК, и ввести необходимые данные для расчета. Все вводимые в программу данные обрабатываются программой с выдачей сообщений об обнаруженных ошибках и нехватке исходных данных. На основе введенных данных формируется таблица, использующая данные ГОСТов на компоненты системы (счетчики, измерительные трансформаторы), которую Вы также можете откорректировать в случае, если характеристики компонентов лучше требований ГОСТов. Для ИК существует расчет погрешности по средней мощности и энергии с учетом методических погрешностей ИК. В расчете учитываются весовые коэффициенты на разных нагрузках, значения которых рассчитываются, исходя из режимов работы ИК. Расчет весовых коэффициентов предусмотрен в программе, начиная с версии 3.4. Также в программе предусмотрен расчет по группе ИК. Данные и результаты расчетов можно распечатать на принтере или сохранить в файле специального формата для дальнейшего использования и корректировки. Из программы можно вызвать справку о порядке работы с ней. От копирования «Электрометрика» защищена электронным ключом, который устанавливается в порт принтера и при этом не мешает его нормальной работе. Ключ и программу можно переносить с компьютера на компьютер без ограничений.
Минимальные требования к компьютеру	<ol style="list-style-type: none"> 1. Операционная система Windows 95 и выше. 2. Наличие параллельного порта принтера (LPT порт). 3. Русифицированный принтер с установленным кириллическим шрифтом. 4. Рекомендуемое разрешение экрана дисплея 800x600 точек.
Демо-версия	Вы можете скопировать на свой компьютер демонстрационную версию программы в файле: АСКУЭ-С_ДЕМО.EXE (размер 397 кб в архивированном виде) в интернете по адресу: www.askue-s.nm.ru .
Приобретение программы	Для приобретения «Электрометрики» необходимо сделать заказ, в котором Вы указываете название организации и ее почтовый адрес, а также Ф.И.О. контактного лица (можно сообщить номер факса (с кодом города), на который можно отправить счет). Программа высылается по почте на дискете вместе с текстом методики поверки в комплекте с ключом и инструкцией по установке программы на Ваш компьютер после поступления денег на наш расчетный счет. По вопросам приобретения программы или для запроса демонстрационной версии, а также за дополнительной информацией обращайтесь по адресу metrolog@pochtamt.ru к Новикову В.В. или во ВНИИМС по адресу dept106-vm@vniims.ru к Егоровой А.И.

СХЕМЫ СОЕВ

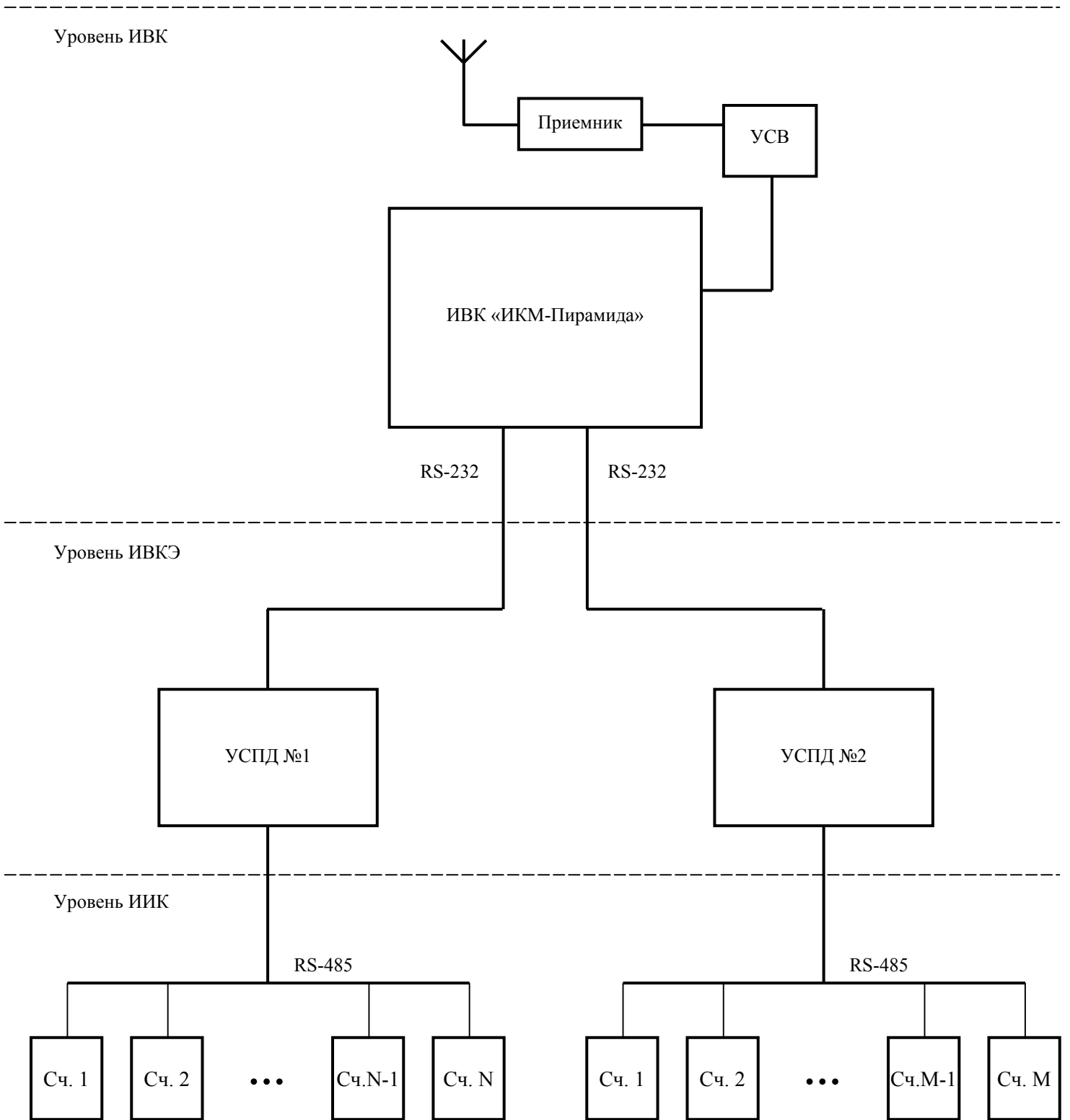


Рисунок 1 – Схема подключения УСВ.

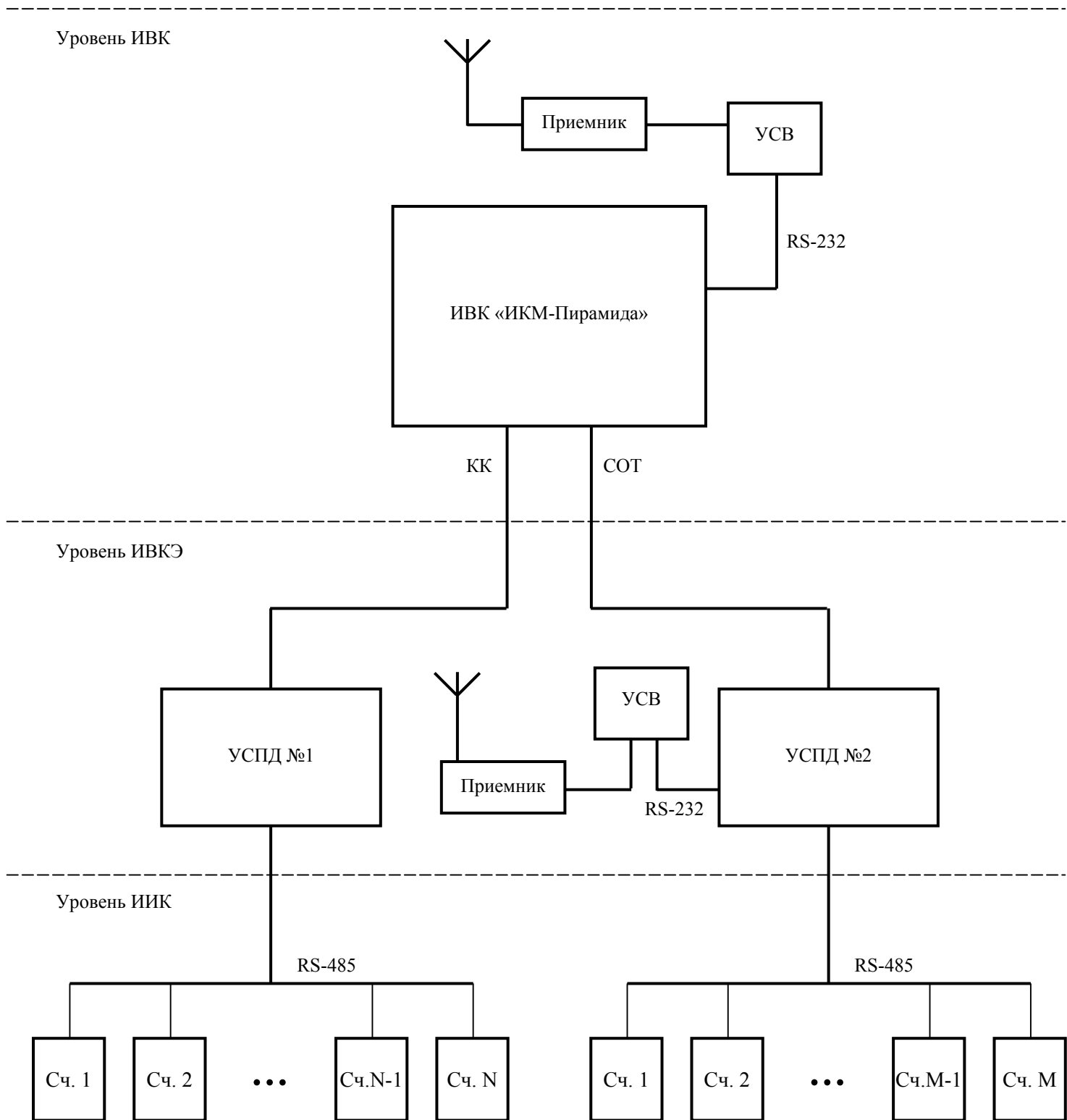


Рисунок 2 – Схема подключения дополнительного УСВ к УСПД.