

«УТВЕРЖДАЮ»

**Руководитель ГЦИ СИ
ФГУ "Курский ЦСМ"**


Ермаков В.В.


2011 год

М.П.

**Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета
электроэнергии котельной Северо-Западного района г. Курска филиала ОАО
«КВАДРА» - «Курская Региональная Генерация».**

МЕТОДИКА ПОВЕРКИ

Курск 2011 г.

Настоящая методика устанавливает порядок проведения первичной и периодической поверки автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии котельной Северо-Западного района г. Курска филиала ОАО «КВАДРА» - «Курская Региональная Генерация», далее АИИС КУЭ КСЗР г. Курска филиала ОАО «КВАДРА» - «КРГ». Поверке подлежат измерительные каналы (в дальнейшем ИК) АИИС КУЭ КСЗР г. Курска филиала ОАО «КВАДРА» - «КРГ», по которым производится расчетный (коммерческий) учет электрической энергии.

Первичную поверку ИК проводят после установки и монтажа АИИС КУЭ КСЗР г. Курска филиала ОАО «КВАДРА» - «КРГ» на объекте и проведения опытной эксплуатации. При опытной эксплуатации производится предварительная проверка АИИС КУЭ КСЗР г. Курска филиала ОАО «КВАДРА» - «КРГ» на соответствие установленным требованиям, в том числе и требованиям данной методики, устраняются выявленные недостатки, составляется акт о готовности к первичной поверке.

Межповерочный интервал - 4 года.

1. ОБЩИЕ ТРЕБОВАНИЯ К ИЗМЕРИТЕЛЬНЫМ КАНАЛАМ

1.1. Поверке подлежат ИК, перечисленные 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 (полчаса) То же	Не нормируется То же	кВт·ч, квар·ч кВт·ч, квар·ч
2. Электроэнергия за тот же интервал времени Т по группе ИК	Т = полчаса (15 мин)	Определяется расчетным путем	кВт, квар
3. Средняя мощность за период времени Т по одному ИК	То же	То же	кВт, квар
4. Средняя мощность за период времени Т по группе ИК	Постоянно	Не нормируется	ч, мин, с
5. Текущее время			

1.2. Погрешность измерений электрической энергии и мощности в основном определяется погрешностями измерительных трансформаторов напряжения (ТН), трансформаторов тока (ТТ) и электросчетчиков Эсч.

ЛПД – линии передачи данных.

Структура ИК приведена на рис.1.

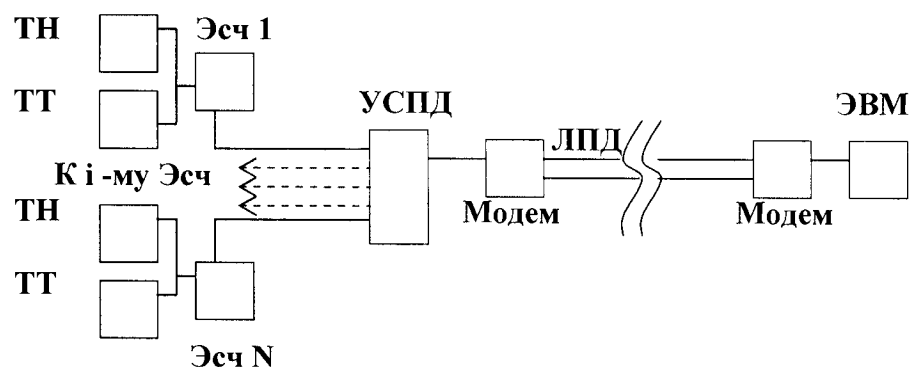


Рис.1

Такая структура ИК используется в случае, когда применяются счетчики с цифровым выходом. В этом случае используют УСПД, через которые вся информация об энергопотреблении в цифровом виде с координатами времени и без искажений может быть передана на ЭВМ по ее запросу.

УСПД в своем составе имеют цифровой вход, встроенные часы, электронную память и интерфейс связи с ЭВМ. Каналы связи и модемы не вносят дополнительных погрешностей в ИК энергии и мощности, потому что передаче подлежит только цифровая информация и протоколы обмена имеют защиту от искажения помехами. В случае сбоя при передаче данных запрос повторяется, что делает процесс измерений устойчивым к сбоям. При повреждении каналов связи роль ЭВМ может выполнять переносной компьютер.

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 идет 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.

Точность измерений электрической мощности по одному каналу и по группе каналов характеризуется:

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

Поскольку все компоненты системы, участвующие в измерении и вносящие погрешность, должны быть метрологически годны согласно действующим свидетельствам о поверке, погрешность ИК оценивается расчетным методом. Исключение составляют погрешность и рассогласование по времени, так как они зависят от состояния каналов связи.

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.

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 не хуже 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

Допускается проведение поверки с применением рабочих эталонов и вспомогательных средств поверки, не указанных в таблице 2.2, но обеспечивающих

определение и контроль метрологических характеристик с требуемой точностью.

Таблица 2.2

Средства проведения поверки

№	Наименование эталонов и вспомогательных средств	Тип	Характеристики	Цель использования
1	Термогигрометр	ИВА-6Н	Диапазон измерений температуры (0...+ 60) °С; диапазон измерений относительной влажности (0...98) %.	Контроль температуры окружающей среды, контроль влажности
2	Барометр - анероид	БАММ	Диапазон измерений (630-800) мм. рт. ст., относ. погрешность $\pm 5\%$	Контроль атмосферного давления
3	Мультиметр (2 шт.)	Ресурс – ПЭ-5	Диапазон измерений: - напряжения (0,015 – 300) В; относ. погрешность $\pm 0,2\%$ - тока (0,002 – 1,5) Аном; относ. погрешность $\pm 0,5\%$ - угла сдвига фаз $\pm 180^\circ$, абс. погрешность $\pm 0,5^\circ$ - частоты (49 – 51) Аном; абс. погрешность $\pm 0,02$ Гц	Измерение напряжения, тока, частоты, угла сдвига фаз между напряжением и током, падения напряжения, нагрузки ТТ и ТН, показателей качества электроэнергии
4	Миллитесламетр портативный универсальный	ТП-2У	Диапазон измерений (0,1-1999 мТл) относ. погрешность $\pm 2,5\%$	Измерение напряженности магнитного поля
5	Радиочасы	РЧ-011/2	Чувствительность 1 мкВ, абс. погрешность не более ± 100 мс за сутки	Использование сигнала точного времени
6	Секундомер	СОСпр-1	0-30 мин., ЦД 0,1 с	При определении погрешности хода системных часов
7	Оптический преобразователь	АЕ-1		Для связи счетчиков серии АЛЬФА через оптический порт с компьютером (интерфейс USB2.0)
8	Переносной компьютер		Операционная система не хуже Windows XP	Для непосредственного считывания информации со счетчиков

3. ТРЕБОВАНИЯ К КВАЛИФИКАЦИИ ПОВЕРИТЕЛЕЙ

К проведению поверки допускаются лица не моложе 18 лет, имеющие группу по электробезопасности не ниже III; удостоверение на право работы на электроустановках выше 1000 В и прошедшие инструктаж по технике безопасности на рабочем месте и аттестованные в качестве поверителей в порядке, установленном Росстандартом России.

При проведении испытаний должны соблюдаться требования безопасности, установленные ГОСТ 12.2.007.0-75, ГОСТ 12.2.007.3-75, «Правилами технической эксплуатации электроустановок потребителей», «Правилами техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей», требования разделов «Указания мер безопасности» инструкций по эксплуатации применяемых средств для испытаний, а также требования раздела «Меры безопасности» руководства по эксплуатации на АИИС КУЭ.

4. ТРЕБОВАНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ

При проведении поверки должны быть соблюдены требования безопасности, установленные действующими «Правилами технической эксплуатации электроустановок потребителей» и действующими «Правилами техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей».

5. УСЛОВИЯ ПОВЕРКИ И ПОДГОТОВКИ К НЕЙ

При проведении поверки должны быть соблюдены следующие условия:

- 1) температура окружающего воздуха (20 ± 5) °С при
- 2) относительная влажность 30-80 %;
- 3) напряжение питающей сети $220 \text{ В} \pm 10 \%$,
- 4) частота 50 ± 1 Гц;
- 5) атмосферное давление от 86 до 106,7 кПа.

Допускается проводить поверку в рабочих условиях эксплуатации ИК, если при этом соблюдаются условия эксплуатации рабочих эталонов.

6. ПОДГОТОВКА К ПОВЕРКЕ

Перед проведением поверки решается комплекс организационных вопросов, связанных с процессом поверки в соответствии с порядком, принятым на предприятии. С персоналом участвующим в поверке проводится инструктаж по технике безопасности.

Средства поверки и вспомогательные технические средства следует применять в соответствии с требованиями эксплуатационной документации на них.

Проводится ознакомление со структурой и работой ИК согласно эксплуатационной документации.

7. ПРОВЕДЕНИЕ ПОВЕРКИ

7.1. Внешний осмотр.

При внешнем осмотре устанавливается комплектность АИИС КУЭ КСЗР г. Курска филиала ОАО «КВАДРА» - «КРГ». На корпусах технических средств АИИС КУЭ КСЗР г. Курска филиала ОАО «КВАДРА» - «КРГ» не допускается наличие механических повреждений. Заводские номера технических средств системы, указанные на их шильдиках, должны совпадать с номерами, указанными в эксплуатационных документах.

Средства измерений, входящие в состав АИИС КУЭ КСЗР г. Курска филиала ОАО «КВАДРА» - «КРГ», должны быть зарегистрированы в Государственном реестре и иметь действующие свидетельства о поверке и (или) опломбированы навесными пломбами с оттиском клейма поверителя.

Все каналы, по которым передается измерительная информация, должны быть опломбированы в точках, где возможно несанкционированное воздействие на результаты измерений. В случае отсутствия пломбировки поверка прекращается.

7.2. Опробование.

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

7.2.1. Проверка функционирования счетчиков.

Проверить правильность подключения счетчиков к цепям тока и напряжения (соответствие схем подключения схемам, приведенным в паспорте на счетчик).

Счетчики считаются работоспособными, если работают индикаторы, отсутствуют коды ошибок или предупреждений об ошибках, время и дата внутренних часов соответствует системному, работает оптический порт счетчика (при его наличии).

7.2.2. Опробование линий связи.

При опробовании линий связи проверяется:

1) наличие сигнализации о включении в сеть технических средств АИИС КУЭ КСЗР г. Курск филиала ОАО «КВАДРА» - «КРГ»;

2) отсутствие обрывов в линиях связи или сигнализация об их обрыве;

3) поступление информации по линиям связи;

4) до проведения опробования ИК должна быть проверена правильность соединений разъемов цифровых интерфейсов счетчиков с кабелями, ведущими к УСПД. Правильность соединений проверяется по приведенным в документации схемам на счетчики и УСПД.

7.2.3. Опробование центрального компьютера и УСПД.

При опробовании центрального компьютера проверяется:

1) соответствие «запрограммированных» коэффициентов трансформации тем значениям, которые указаны на шильдиках или в документации на измерительные трансформаторы;

2) работа таймера и сохранение результатов измерений;

3) возможность вызова на дисплей центрального компьютера предусмотренных параметров учета электроэнергии;

4) возможность построения и вывода на печать графиков и форм отчетности, характеризующих параметры выработки, приема и отдачи электроэнергии и мощности;

5) сигнализация неисправностей (при их имитации), сохранность в памяти информации о неисправностях и событиях с привязкой даты и времени.

7.2.4. Проверка функционирования вспомогательных технических компонентов системы.

Проверка функционирования 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 центрального компьютера и соответствующего программного обеспечения осуществляется связь с удаленным объектом (объектами). После установления успешного соединения между модемами производится опрос счетчиков.

Вспомогательные технические средства считаются исправно функционирующими в составе системы, если по установленному соединению успешно прошел опрос счетчиков. В случае не опрашивания счетчиков по каким-либо причинам поверка прекращается.

7.2.5. Опробование системы в целом.

Опробование системы в целом проводится с центрального компьютера с помощью программного обеспечения «АльфаЦЕНТР АС_РЕ_2». Для проведения опробования системы все технические средства, входящие в ее состав, должны быть «прописаны» в программном обеспечении центрального компьютера и должна быть задана конфигурация испытываемой системы. Сбор данных со всех счетчиков, входящих в состав системы, осуществляется с помощью программы сбора данных, установленной на центральном компьютере.

Опробование системы считается успешным, если по завершении опроса всех счетчиков в отчетах, представленных в программе, присутствуют показания по учету

электроэнергии с указанием текущей даты и времени, соответствующие действительности. В случае отсутствия показаний по учету электроэнергии (при наличии таковых) в отчетах поверка прекращается.

7.3. Определение метрологических характеристик.

7.3.1. Экспериментальные исследования.

7.3.1.1 Определение дополнительной абсолютной погрешности по электроэнергии, получаемой за счет математической обработки измерительной информации, поступающей от счетчиков и УСПД в центральный компьютер.

Определение метрологических характеристик измерительных каналов может осуществляться двумя методами.

Метод 1. Определение метрологических характеристик измерительных каналов при отсутствии нагрузки на счетчиках:

- снять показания текущих коммерческих данных (показания по энергии и мощности) с индикаторов счетчиков, которые опрашиваются по цифровому интерфейсу, при отсутствии нагрузки, то есть когда счетчик не увеличивает показания;

- с помощью программного обеспечения «АльфаЦЕНТР АС_РЕ_2», установленного на центральном компьютере, провести опрос всех счетчиков, которые опрашиваются по цифровому интерфейсу, при отсутствии нагрузки на счетчиках и получить распечатку результатов опроса (показания по энергии и мощности);

- сравнивают показания, зафиксированные на индикаторе каждого счетчика, которые опрашиваются по цифровому интерфейсу, а также показания, зафиксированные на индикаторе УСПД, с показаниями по тем же счетчикам и УСПД, хранимыми в центральном компьютере.

Если разность показаний индикатора счетчика (индикатора УСПД) и данных центрального компьютера не превышает двух единиц младшего (последнего) разряда, считают, что данный измерительный канал прошел проверку успешно.

Метод 2. Определение метрологических характеристик измерительных каналов при наличии нагрузки на счетчиках.

- Снять показания по энергии и мощности за предыдущий период учета с помощью переносного компьютера или непосредственно с индикаторов счетчиков, которые опрашиваются по цифровому интерфейсу;

- С помощью программного обеспечения «АльфаЦЕНТР АС_РЕ_2», установленного на центральном компьютере, провести опрос всех счетчиков, которые опрашиваются по цифровому интерфейсу, и получить распечатку результатов опроса по показаниям по энергии и мощности за предыдущий период.

- Сравнить показания за предыдущий период, зафиксированные на индикаторе каждого счетчика, которые опрашиваются по цифровому интерфейсу, с показаниями, хранимыми в центральном компьютере.

Если разность показаний индикатора счетчика и УСПД или переносного компьютера и в центральном компьютере не превышает двух единиц младшего (последнего) разряда, считают, что данный измерительный канал прошел проверку успешно.

7.3.1.2. Проверка точности измерений времени.

7.3.1.2.1. Корректировка времени.

С помощью программного обеспечения, установленного на центральном компьютере, выполнить задачу корректировки времени счетчиков и других компонентов системы.

Считается, что система выдержала операцию определения и корректировки хода часов, если после корректировки разность текущего времени всех компонентов системы и времени центрального компьютера составляет не более ± 5 с.

7.3.1.2.2. Для определения среднесуточной погрешности по времени центрального

компьютера используются радиоприемник и секундомер.

Включается питание и запускается тестирующая программа центрального компьютера в режиме индикации текущего значения системного времени.

Включают радиочасы РЧ-011/2, принимающие эталонный сигнал времени, передаваемый радиостанцией РБУ на частоте 66,6 кГц, и с помощью переносного компьютера и установленного на нем программного обеспечения TimeSync сверяют показания радиочасов с показаниями часов сервера ИВК с подключенным к нему GPS-приёмником.

Через сутки повторить измерения в конце того же часа и определить разницу показаний:

$$\Delta_{\text{суточная}} = \Delta t_2 - \Delta t_1 .$$

где Δt_1 и Δt_2 - погрешности системного времени, определенные в начале и конце суток.

Система считается выдержавшей испытание, если погрешность системного времени центрального компьютера за сутки не превышает ± 5 с.

7.3.1.2.3. Определение максимального рассогласования по времени устройств системы.

На пульт оператора вызывается и распечатывается журнал технического состояния для каждого технического устройства системы, по которому определяются частота и время коррекции таймеров.

Результаты испытаний считаются положительными, если погрешность времени счетчиков, УСПД, сумматоров по отношению к системному времени центрального компьютера не превышает ± 5 с.

7.3.2. Расчет метрологических характеристик ИК.

7.3.2.1. Общие положения.

7.3.2.1.1. Для определения метрологических характеристик (далее - МХ) ИК системы 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.

При наличии на объекте УСПД, оснащенного средствами отображения информации в именованных величинах энергии и мощности и отчета астрономического времени, определение метрологических характеристик АИИС КУЭ КСЗР г. Курск филиала ОАО «КВАДРА» - «КРГ» проводят только для ИК, включающего измерительные трансформаторы, счетчики, линии связи от счетчиков до УСПД. Линии передачи данных от УСПД по модему не влияют на погрешность измерений в силу цифрового характера передачи данных. В этом случае на ЭВМ должен проверяться запрет несанкционированного доступа к измерительной информации и точность хода часов в ЭВМ, которая влияет на погрешность измерений времени в ИК. Если ЭВМ присоединена к ИК, работает только в режиме индикации и не участвует в процессе измерений, то эту ЭВМ не включают в состав измерительно-вычислительных каналов системы.

Погрешность измерений астрономического времени определяется погрешностью таймера, центрального компьютера и погрешностью, обусловленной запаздыванием в линии передачи данных сигналов корректировки, поступающих от центрального компьютера 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 ± 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) температура окружающей среды - 20 °С.

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.

Погрешности измерений электрической энергии и электрической мощности определяются для тока, составляющего 1 % (2 %) (для электронных счетчиков по ГОСТ Р 52323-2005 и ГОСТ Р 52425-2005, работающих совместно с трансформаторами тока, у которых погрешность нормируется с 1 % нагрузки) или для других счетчиков, работающих с трансформаторами тока, у которых погрешность нормируется с 5 % нагрузки), 20 %, 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
100	1 (2) или 5
100	20
100	100
100	Максимально допустимый

Примечания:

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

** 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:

$$\delta_{ИКИ}^2 = k^2 (\sigma_{ИП}^2 + \sigma_{Эсч}^2 + \sigma_{Л}^2),$$

где k - коэффициент, зависящий от доверительной вероятности $k=2$ при $P_{л} = 0,95$;

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

$\sigma_{Эсч}$ — среднеквадратическая погрешность электросчетчика, определяемая по формуле:

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

где $\delta_{\text{эсч}}(m)$ - предел допускаемой относительной погрешности электросчетчика для нагрузки m в рабочих условиях применения, рассчитывается по Приложению 1 и задается в процентах согласно табл. 7.1;

k - коэффициент, зависящий от доверительной вероятности $k=2$ при $P_{\text{л}} = 0,95$;

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

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

где $\delta_{\text{л}}$ - предел допускаемой погрешности из-за потери напряжения в линии присоединения счетчика к трансформатору напряжения. В случае, когда $\delta_{\text{л}}^2 < \delta_{\text{эсч}}^2 / 4$, принимаем $\delta_{\text{л}} = 0$.

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

$$\sigma_{\text{ип}}^2 = \sigma_{\text{ипА}}^2 + \sigma_{\text{ип}\varphi}^2,$$

и в случае симметричной трехфазной четырехпроводной схемы по формуле:

$$\sigma_{\text{ип}}^2 = (\sigma_{\text{ипА}}^2 + \sigma_{\text{ип}\varphi}^2) / 3,$$

где $\sigma_{\text{ипА}}$ - сумма среднеквадратических основных амплитудных погрешностей измерительных преобразователей (трансформаторов), %;

$\sigma_{\text{ип}\varphi}$ - 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 трехпроводной схемы по формуле:

$$\sigma_{\text{ипА}}^2 = \frac{3 \cdot (\delta_{\text{тн}}^2 + \delta_{\text{тт}}^2) + 0,0291^2 (\delta\varphi_{\text{тн}}^2 + \delta\varphi_{\text{тт}}^2)}{6k^2}$$

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

$$\sigma_{\text{ипА}}^2 = \frac{\delta_{\text{тн}}^2 + \delta_{\text{тт}}^2}{k^2}$$

где $\delta_{\text{тн}}$ - предел допускаемой амплитудной погрешности трансформатора напряжения согласно ГОСТ 1983-2001 или эксплуатационной документации, %;

$\delta_{\text{тт}}$ - предел допускаемой амплитудной относительной погрешности трансформатора тока на нагрузках согласно табл. 7.1 по ГОСТ 7746-2001 или согласно

эксплуатационной документации на трансформатор, %;

$\delta\varphi_{ТН}$ и $\delta\varphi_{ТТ}$ - пределы допускаемой угловой (φ) погрешности соответственно трансформаторов тока и напряжения, мин;

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

7.3.2.2.5. Сумма среднеквадратических относительных погрешностей при измерениях энергии и средней мощности, возникающих от угловых погрешностей измерительных преобразователей, определяется следующим способом: в случае трехфазной трехпроводной схемы по формуле:

$$\sigma_{ИП\varphi}^2 = \frac{3 \cdot 0,0291^2 (\delta\varphi_{ТН}^2 + \delta\varphi_{ТТ}^2) + \delta_{ТН}^2 + \delta_{ТТ}^2}{6k^2} \cdot \frac{3(\operatorname{tg}\varphi_{\max} + \operatorname{tg}\varphi_{\min})^2 + (\operatorname{tg}\varphi_{\max} - \operatorname{tg}\varphi_{\min})^2}{12},$$

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

$$\sigma_{ИП\varphi}^2 = \frac{0,0291^2 (\sigma\varphi_{ТН}^2 + \sigma\varphi_{ТТ}^2) [3(\operatorname{tg}\varphi_{\max} + \operatorname{tg}\varphi_{\min})^2 + (\operatorname{tg}\varphi_{\max} - \operatorname{tg}\varphi_{\min})^2]}{12}$$

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

$$\sigma\varphi_{ТТ}^2 = \delta\varphi_{ТТ}^2 / k^2,$$

$$\sigma\varphi_{ТН}^2 = \delta\varphi_{ТН}^2 / k^2$$

$\delta\varphi_{ТТ}$ и $\delta\varphi_{ТН}$ - пределы допускаемой угловой (φ) погрешности соответственно трансформаторов тока и напряжения, мин;

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

7.3.2.2.6. В случае если в эксплуатационной документации на измерительные трансформаторы тока и напряжения указаны зависимости пределов допускаемых погрешностей от влияющих факторов: входных сигналов, мощности нагрузки, коэффициента мощности нагрузки, частоты, температуры в диапазоне их рабочих значений, то сначала определяется предел допускаемой погрешности в рабочих условиях аналогично расчету погрешности для электросчетчиков, приведенному в Приложении 1, 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 при измерении энергии за фиксированный интервал времени (или средней получасовой мощности – профиль нагрузки храниться в счетчике в виде количества импульсов) в счётчиках А1800 рассчитывается по формуле:

$$\sigma_c^2 = (K_u \cdot K_i \cdot K_E \cdot 100\%)^2 / (6 \cdot E^2),$$

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

K_E - внутренняя постоянная счетчика, кВт·ч (внутренняя константа).

Если $E / (K_u \cdot K_i \cdot K_E) \geq 150 / K_n$, то принимаем $\sigma_c = 0$;

K_n - класс точности счетчика.

7.3.2.3.3. Согласно варианту построения ИК, среднеквадратическая относительная методическая погрешность измерений электрической энергии за период T равна:

$$\sigma_{ИКМЕ}^2 = \sigma_c^2.$$

7.3.2.4. Расчет суммарной погрешности ИК электрической энергии.

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

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

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

$$\sigma_{ГКЕ}^2 = 1/9 \cdot \left\{ 2 \cdot \sqrt{\sum_{i=1}^n \mu_i^2 \sigma_{ИКЕ}^2} + \sum_{i=1}^n |\mu_i| \sigma_{ИКЕ} \right\}^2,$$

где μ_i - доля электроэнергии E_i i -го ИК в суммарной электроэнергии по группе каналов, причем E_i может быть меньше 0 при обратном направлении энергии. В этом случае может быть $|\mu_i| > 1$ и при этом среднеквадратическая суммарная погрешность по группе измерительных каналов $\sigma_{ГКЕ}$ может значительно превышать среднеквадратическую погрешность i -го канала $\sigma_{ИКЕi}$;

$$\mu_i = \frac{E_i}{\sum_{i=1}^n E_i}$$

где n - число каналов в группе, $|\mu_i|$ - абсолютное значение (модуль) числа μ_i .

7.3.2.4.3. Пределы допускаемых относительных погрешностей для отдельных ИК и группы измерительных каналов электрической энергии за интервал времени T определяются соответственно по формулам:

$$\delta_{ИКЕ} = 2\sigma_{ИКЕ};$$

$$\delta_{ГКЕ} = 2\sigma_{ГКЕ};$$

7.3.2.4.4. Границы доверительного интервала абсолютной погрешности ИК электрической энергии находятся для одного канала по формуле:

$$\Delta_{ИКЕ} = 2\sigma_{ИКЕ} E / 100\%,$$

а для группы каналов по формуле:

$$\Delta_{ГКЕ} = 2\sigma_{ГКЕ} E / 100\%.$$

7.3.2.5. Аналитическое представление суммарной погрешности ИК электрической

мощности.

7.3.2.5.1. При использовании в ИК электронных счетчиков с цифровым выходом предел допускаемой относительной методической погрешности при измерениях средней мощности рассчитывается на основании данных профиля нагрузки (профиль нагрузки в счётчиках А1800 храниться в виде количества импульсов):

$$\delta_{ИКМВ} = \{K_E \cdot 100\% / (W t_{ум})\} + D_{eo} \cdot 100\% / W,$$

где K_E - внутренняя постоянная счетчика, кВт·ч;

$t_{ум}$ - интервал усреднения мощности, ч;

W - значение измеренной средней мощности, кВт;

D_{eo} - единица младшего разряда измеренной средней мощности, кВт.

$$\sigma_{ИКМВ}^2 = 0,25 \delta_{ИКМВ}^2$$

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

$$\delta_{ИКВкорр}^2 = 100\% \Delta t / 3600 T,$$

где Δt - произведенная корректировка значения текущего времени, с;

T - интервал усреднения мощности, ч.

7.3.2.5.3. Определяем погрешность ИК при измерениях средней мощности так же, как и при измерениях энергии с учетом методических погрешностей и погрешности от корректировки времени. Среднеквадратическая относительная погрешность измерительных каналов средней электрической мощности за интервал времени T равна:

$$\sigma_{ИКВ}^2 = \sigma_{ИКИ}^2 + \sigma_{ИКМВ}^2 + \sigma_{ИКВкорр}^2,$$

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

$$\sigma_{ИКВкорр}^2 = 0,25 \delta_{ИКВкорр}^2.$$

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

$$\sigma_{ГКВ}^2 = 1/9 \cdot [2 \cdot \sqrt{\sum_{i=1}^n \mu_i^2 \sigma_{ИКWi}^2} + \sum_{i=1}^n |\mu_i| \sigma_{ИКWi}]^2,$$

где μ_i - доля средней электрической мощности W i -го ИК в суммарной мощности, причем W_i может быть меньше 0 при обратном направлении энергии. В этом случае может быть $|\mu_i| > 1$ и при этом среднеквадратическая суммарная погрешность по группе измерительных каналов $\sigma_{ГКВ}$ может значительно превышать среднеквадратическую погрешность i -го канала $\sigma_{ИКWi}$,

$$\mu_i = \frac{W_i}{\sum_{i=1}^n W_i}$$

где n - число каналов в группе, $|\mu_i|$ - абсолютное значение (модуль) числа μ_i .

7.3.2.5.5. Границы доверительного интервала абсолютной погрешности ИК средней мощности W за интервал времени T находятся для одного канала по формуле:

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

а для группы каналов по формуле:

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

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

7.3.2.5.6. Пределы допускаемых относительных погрешностей для отдельных ИК и группы измерительных каналов средней электрической мощности за интервал времени T определяются соответственно по формулам:

$$\delta_{ИКВ} = 2\sigma_{ИКВ};$$

$$\delta_{ГКВ} = 2\sigma_{ГКВ};$$

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.

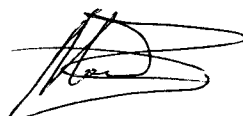
8. ОФОРМЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ПОВЕРКИ

8.1. Результаты поверки оформляются записью в протоколе поверки произвольной формы.

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.

Ведущий инженер
ЗАО «Электроцентроавтоматизация»



Д.М. Мошенин

Инженер по метрологии
ФГУ «Курский ЦСМ»



Ю.В. Кашеев

Обозначение и наименование 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;

$\sigma_{ЭПл}$ - сумма среднеквадратических относительных амплитудных погрешностей измерительных преобразователей (трансформаторов);

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

$\delta_{ТН}$ - предел допускаемой амплитудной относительной погрешности трансформатора напряжения;

$\delta_{ТТ}$ - предел допускаемой амплитудной относительной погрешности трансформатора тока;

$\delta\varphi_{ТН}$ и $\delta\varphi_{ТТ}$ - 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;

$\sigma_{ИКМЕ}$ - 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 -го ИК в суммарной электроэнергии по группе каналов;
 $\Delta_{ИКЕ}$ - границы доверительного интервала абсолютной погрешности измерительного 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 ;
 $K_{ТТ}$ и $K_{ТН}$ - коэффициенты трансформации измерительных преобразователей;
 $\sigma_{ИКМВ}$ - среднеквадратическая относительная методическая погрешность ИК средней электрической мощности, вычисляемой путем деления электрической энергии, полученной (отпущенной) за интервал времени T , на этот интервал;
 $\sigma_{ИКВ}$ - среднеквадратическая относительная погрешность ИК средней электрической мощности за интервал времени T ;
 $\sigma_{ГКВ}$ - среднеквадратическая относительная погрешность для группы измерительных каналов средней электрической мощности за интервал времени T ;
 $\delta_{ИКВ}$ - предел допускаемой относительной погрешности для ИК средней электрической мощности за интервал времени T ;
 $\delta_{ГКВ}$ - предел допускаемой относительной погрешности для группы измерительных каналов средней электрической мощности за интервал времени T ;
 $\Delta_{ИКВ}$ - границы доверительного интервала абсолютной погрешности измерительного канала средней за интервал времени T электрической мощности для одного ИК;
 $\Delta_{ГКВ}$ - границы доверительного интервала абсолютной погрешности ИК средней за интервал времени T электрической мощности для группы каналов;
 $\delta_{сч}(m)$ - допускаемая относительная погрешность счетчика для нагрузки m в рабочих условиях применения;
 $\delta_{счО}$ - предел допускаемой основной относительной погрешности счетчика;
 $\delta_{счД}$ - предел допускаемой суммарной дополнительной погрешности счетчика;
 σ_{A_i} - среднеквадратическое значение i -й влияющей величины;
 A_i - i -я влияющая величина;
 A_i - предел допускаемого значения i -й функции влияния на погрешность электросчетчика; класс точности счетчика;
 $\delta_{ИКВкорр}$ - предел допускаемой дополнительной погрешности при измерениях средней мощности на интервале усреднения T , на котором производилась корректировка времени;
 $\sigma_{ИКВкорр}$ - среднеквадратическая относительная погрешность измерительных каналов средней электрической мощности на интервале усреднения T , на котором производилась корректировка времени;
 $D_{с0}$ - единица младшего разряда измеренной средней мощности.