РОССИЙСКОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО ЭНЕРГЕТИКИ
И ЭЛЕКТРИФИКАЦИИ "ЕЭС РОССИИ"

РЕКОМЕНДАЦИИ.

АВТОМАТИЗИРОВАННЫЕ СИСТЕМЫ КОНТРОЛЯ И УЧЕТА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ И МОЩНОСТИ. ТИПОВАЯ МЕТОДИКА ВЫПОЛНЕНИЯ ИЗМЕРЕНИЙ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ И МОЩНОСТИ

РД 153-34.0-11.209-99

Москва 1999

gost.e-ecolog.ru

РАЗРАБОТАНО Акционерным обществом "Научно-исследовательский институт электроэнергетики" (АО ВНИИЭ)

ИСПОЛНИТЕЛИ Я.Г. Загорский, Ю.Е. Иванова

УТВЕРЖДЕНО РАО "ЕЭС России" 21.07.99.
Первый заместитель председателя Правления
РАО "ЕЭС России" О.В.Бритвин

СОГЛАСОВАНО Департамент стратегии развития и научно-технической политики РАО "ЕЭС России" 15.07.99.
Первый заместитель начальника А.П. Берсенев

Департамент электрических сетей РАО "ЕЭС России" 30.06.99.
Заместитель начальника В.В.Стан

ЦДУ ЕЭС России 28.06.99.
Главный инженер А.А.Скин

Главгосэнергонадзор Минтопэнерго РФ 15.04.99.
Заместитель начальника В.В.Тубинис

Российский центр испытаний и сертификации
РОСТЕСТ-Москва 2.04.99.
Генеральный директор Б.С.Мигачев

МВИ аттестована АО ВНИИЭ 19 июля 1999 г.

РОССИЙСКОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО ЭНЕРГЕТИКИ
И ЭЛЕКТРИФИКАЦИИ "ЕЭС РОССИИ"

СОГЛАСОВАНО
Начальник Департамента
стратегии развития и
научно-технической политики
РАО "ЕЭС России"
Ю.Н.Кучеров
15 07 1999 г.

УТВЕРЖДАЮ
Заместитель председателя
Правления РАО "ЕЭС России"
О.В.Бритвин
21 07 1999 г.

СОГЛАСОВАНО
Зам. начальника
Департамента электри-
ческих сетей
РАО "ЕЭС России"
В.В.Стан
30 06 1999 г.

СОГЛАСОВАНО
Главный инженер
ЦДУ ЕЭС России
А.А.Окин
1999 г.

СОГЛАСОВАНО
Начальник Главгос-
энергонадзора
В.П.Варнавский
1999 г.

РЕКОМЕНДАЦИИ.

АВТОМАТИЗИРОВАННЫЕ СИСТЕМЫ КОНТРОЛЯ И УЧЕТА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ И МОЩНОСТИ. ТИПОВАЯ МЕТОДИКА ВЫПОЛНЕНИЯ ИЗМЕРЕНИЙ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ И МОЩНОСТИ

РД 153-34.0-11.209-99

СОГЛАСОВАНО
Генеральный директор
Российского центра испытаний
и сертификации РОСТЕСТ-Москва
Мигачев Б.С.
1999 г.

РАЗРАБОТАНО
Генеральный директор
АО ВНИИЭ
Д.С.Савваитов
01 1999 г.

Москва 1999

УДК 621.311.(083.96)

УЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ И МОЩНОСТИ НА ЭНЕРГООБЪЕКТАХ

Рекомендации. Автоматизированные системы контроля и учета электроэнергии и мощности. Типовая методика выполнения измерений электроэнергии и мощности

РД 153-34.0-11.209-99

Введено в действие с 01.12.99

Настоящий документ распространяется на разрабатываемые и пересматриваемые методики выполнения измерений (далее - МВИ) электроэнергии и мощности, проводимые с использованием действующих или вновь сооружаемых и реконструируемых на электростанциях и подстанциях РАО "ЕЭС России" и АО-энерго (далее - энергообъекты) автоматизированных измерительных систем (далее - АСКУЭ), предназначенных для:

контроля и учета электроэнергии и мощности;

расчетного (коммерческого) и технического (контрольного) учета электроэнергии и мощности;

контроля и управления потреблением и сбытом электроэнергии; в том числе с использованием АСКУЭ, с помощью которых полученные результаты измерений учитывают для проведения торговых операций и взаимных расчетов между продавцом (энергоснабжающей организацией) и покупателем (абонентом) электроэнергии и мощности в соответствии со ст. 13 Закона РФ об обеспечении единства измерений.

Настоящая Типовая МВИ устанавливает общие положения и требования к построению, содержанию и изложению документов, регламентирующих МВИ активной и реактивной электроэнергии и мощности на энергообъектах. Настоящая Типовая МВИ учитывает требования и основные положения ГОСТ Р 8.563-96.

Настоящая Типовая МВИ рекомендуется для персонала энергообъектов, проектных организаций и потребителей.

Настоящая Типовая МВИ не распространяется на АСКУЭ, для которых не нормируют метрологические характеристики в известных рабо-

чих условиях применения в стационарном режиме работы оборудования.

На основании настоящих рекомендаций на энергообъектах должны быть разработаны МВИ, учитывающие конкретные условия и структуру системы учета электроэнергии и мощности на энергообъекте и утвержденные руководством энергообъекта.

I. ТРЕБОВАНИЯ К ПОГРЕШНОСТИ ИЗМЕРЕНИЙ

I.I За погрешность измерений в точке учета электроэнергии и/или мощности в настоящей МВИ принимают согласно РД 34.II.II4-9с предел допускаемой относительной погрешности измерительного канала в предусмотренных рабочих условиях применения АСКУЭ на энергообъектах и при доверительной вероятности, равной 0,95.

I.2 Согласно РД 34.II.II4-98 при суммировании результатов измерений нескольких измерительных каналов характеристики погрешности АСКУЭ дополняют суммарной погрешностью группы (групп) измерительных каналов в виде предела допускаемой относительной погрешности группы измерительных каналов.

I.3 Погрешности измерительных каналов у вновь сооружаемых и реконструируемых АСКУЭ должны соответствовать нормам, указанным в РД 34.II.32I-96 и Приложении I.

I.4 Погрешности действующих на энергообъекте измерительных каналов АСКУЭ, а также вновь вводимых в эксплуатацию и реконструируемых измерительных каналов, в которых используют действующие на энергообъекте средства измерений и вспомогательные устройства, должны соответствовать приписанным значениям погрешностей.

I.5 Требования к погрешности группы (групп) измерительных каналов АСКУЭ в МВИ энергообъекта могут не предъявляться.

I.6 В МВИ энергообъекта настоящий раздел может содержать числовые значения требуемых по РД 34.II.32I-96 или приписанных характеристик погрешности измерений, устанавливаемые с учетом анализа всех ее составляющих (методической, инструментальной и других по ГОСТ Р 8.563-96 и РД 34.II.II4-98) и полученные при соблюдении требований и правил МВИ энергообъекта.

2. СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ. ВСПОМОГАТЕЛЬНЫЕ УСТРОЙСТВА

2.1 При выполнении измерений по данной МВИ в соответствии с РД 34.09.101-94 применяют АСКУЭ, в состав которых в общем случае в качестве технических средств, влияющих на результаты и погрешности измерений электроэнергии и мощности, могут входить:

трансформаторы тока (далее - ТТ);

трансформаторы напряжения (далее - ТН);

счетчики электроэнергии;

линии присоединения счетчиков к ТН;

устройства сбора данных или устройства сбора и передачи данных,

размещенные в разных точках энергообъекта и соединенные между собой линиями и/или каналами связи.

2.2 Типы средств измерений (далее - СИ) и схемы их подключения определяются числом фаз, уровнем напряжения и тока контролируемой сети в точке учета и должны соответствовать требованиям действующей нормативной и технической документации на энергообъект.

2.3 СИ должны быть из числа внесенных в Госреестр СИ, допущенных к применению в Российской Федерации, и иметь действующие свидетельства о поверке (калибровке).

2.4 Классы точности счетчиков и измерительных трансформаторов, а также значения потери напряжения в линиях присоединения счетчиков к ТН при условии включения всех устройств защит и измерительных приборов должны соответствовать требованиям ПУЭ и быть не хуже указанных в табл. 1.

2.4.1 В соответствии с ПУЭ при учете с применением измерительных трансформаторов допускается использование:

ТН класса точности 1,0 для включения расчетных счетчиков класса точности 2,0;

ТН класса точности ниже 1,0 для присоединения счетчиков технического учета;

ТТ класса точности 1,0, а также встроенных ТТ класса точности ниже 1,0 для присоединения счетчиков технического учета, если для получения класса точности 1,0 требуется установка дополнительных комплектов ТТ.

2.4.2 В соответствии с РД 34.09.101-94 для межсистемных линий электропередачи напряжением 500 кВ и выше рекомендуют счетчики активной электроэнергии класса точности 0,2.

Таблица I

Допускаемые классы точности СИ и допускаемые значения потерь напряжения в линиях присоединения счетчиков к ТН

Объекты учета	Расчетный учет					Технический учет				
	Классы точности				$\delta_л$, % не более	Классы точности				$\delta_л$, % не более
	СА	СР	ТТ	ТН		СА	СР	ТТ	ТН	
I. Генераторы мощностью более 50 МВт, межсистемные линии электропередачи напряжением 220 кВ и выше, трансформаторы мощностью 63 МВА и более	0,5	I,0	0,5	0,5	0,25	I,0	I,5 (2,0)	I,0	I,0	I,5
2. Генераторы мощностью I2-50 МВт, межсистемные линии электропередачи напряжением II0-I50 кВ, трансформаторы мощностью I0-40МВА	I,0	I,5 (2,0)	0,5	0,5	0,25	2,0	3,0	I,0	I,0	I,5
3. Прочие объекты учета	2,0	3,0	0,5	0,5 (I,0)*	0,25 (0,5)*	2,0	3,0	I,0	I,0	I,5

В табл. I: СА – счетчики активной электроэнергии;

СР – счетчики реактивной электроэнергии;

$\delta_л$ – относительные потери напряжения в линиях присоединения счетчиков к ТН, в процентах от номинального напряжения;

* – для включения расчетных счетчиков класса точности 2,0.

Сопоставимыми с пределами погрешности счетчиков классов точности 0,2 и 0,2S являются ТТ классов точности 0,2 и 0,2S и ТН класса точности не хуже 0,5.

2.5 Технические параметры и метрологические характеристики ТТ должны отвечать требованиям ГОСТ 7746, ТН - ГОСТ 1983, электронных счетчиков - ГОСТ 26035, ГОСТ 30206 и ГОСТ 30207, индукционных счетчиков - ГОСТ 6570, а условия эксплуатации СИ должны отвечать условиям применения, указанных в эксплуатационной документации СИ.

2.6 При разработке МВИ энергообъекта выбор СИ производят в соответствии с настоящей МВИ и МИ 1967-89.

Необходимым условием при выборе СИ является удовлетворение требований к погрешности измерений по разд. 1 настоящей МВИ с учетом основных и дополнительных погрешностей СИ в рабочих условиях применения АСКУЭ на энергообъекте.

2.7 В МВИ энергообъекта первый пункт раздела "Средства измерений. Вспомогательные устройства" должен иметь следующую формулировку: "При выполнении измерений по данной МВИ применяют СИ и другие технические средства, приведенные в табл. ...". Рекомендуемая форма таблицы соответствует табл. 2

Таблица 2

Канал учета		Средство измерений		Наименование измеряемой величины
номер ИК	наименование объекта учета (по документации энергообъекта)	номер по схеме (по документации энергообъекта), вид СИ	обозначение, тип, стандарт, технические условия либо метрологические характеристики	
1	2	3	4	5

В табл. 2 указывают СИ и технические средства, входящие в состав измерительных каналов АСКУЭ по п. 2.1, СИ влияющих величин и параметров контролируемых присоединений (термометры, амперметры, вольтметры, частотомеры, фазометры и др.), метрологические характеристики СИ (класс точности, пределы измерений и др.). В отдельных случаях в табл. 2 может быть введена графа "Примечание", в которой могут быть указаны назначение СИ, их погрешности, включая дополнительные в условиях эксплуатации СИ за учетный период.

3. МЕТОДЫ ИЗМЕРЕНИЙ

3.1 Метод измерений электроэнергии основан на интегрировании по времени электрической мощности контролируемой сети при помощи технического средства с нормированными метрологическими характеристиками, автоматически вырабатывающего сигналы измерительной информации, которые используют в АСКУЭ для автоматизированного сбора, накопления, обработки, хранения и отображения данных об электроэнергии.

3.2 Метод измерений мощности основан на вычислении средней мощности по интервальному значению расхода электроэнергии, измеренного по п. 3.1, при помощи технического средства с нормированными метрологическими характеристиками, автоматически вырабатывающего сигналы измерительной информации, которые используют в АСКУ для автоматизированного сбора, накопления, обработки, хранения и отображения данных о средней мощности.

4. ТРЕБОВАНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ

4.1 При выполнении измерений по данной МВИ требования безопасности соблюдают в соответствии с ГОСТ 12.3.019-80, ГОСТ 12.2.007.0-75, "Правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей", "Правилами эксплуатации электроустановок потребителей", "Правилами техники безопасности при эксплуатации электроустановок" и "Правилами техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей".

4.2 Требования безопасности ТТ и ТН должны соответствовать ГОСТ 12.2.007.3-75 и ГОСТ 12.2.007.0-75. Вторичные обмотки ТТ и ТН должны быть заземлены.

4.3 Требования безопасности счетчиков электроэнергии должны соответствовать ГОСТ 22261-94, ГОСТ 12.1.038-82 и ГОСТ 26104-89. По способу защиты человека от поражения электрическим током счетчики должны соответствовать требованиям ГОСТ 12.2.007.0-75.

4.4 Металлический цоколь счетчика должен быть заземлен. Требования к зажимам заземления должны соответствовать эксплуатационной документации счетчика.

4.5 Все зажимы, находящиеся в зажимной коробке счетчика, должны закрываться крышкой, приспособленной для опломбирования. Крышка должна закрывать нижние винты крепления счетчика к щиту, а также подводимые к счетчику провода не менее чем на 25 мм.

4.6 Требования безопасности устройств сбора и передачи данн

и других аналогичных им устройств должны соответствовать требованиям ГОСТ I2.2.003-74 и ГОСТ I2.2.007.0-75. Технические требования в части безопасности должны соответствовать ГОСТ 26I04-89 классу защиты не ниже I.

4.7 Корпуса устройств (блоков), входящих в устройства сбора и передачи данных, должны быть заземлены. Требования к зажимам заземления должны соответствовать эксплуатационной документации устройств (блоков).

4.8 Вычислительные средства, входящие в состав АСКУЭ, должны по безопасности соответствовать требованиям, предъявляемым к ЭВМ.

5. ТРЕБОВАНИЯ К КВАЛИФИКАЦИИ ОПЕРАТОРОВ

5.I К выполнению измерений по данной МВИ допускаются лица, подготовленные в соответствии с "Правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей", "Правилами эксплуатации электроустановок потребителей", "Правилами техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей" и "Правилами техники безопасности при эксплуатации электроустановок", имеющие квалификационную группу по безопасности не ниже Ш и обученные проведению измерений электроэнергии и мощности с использованием АСКУЭ.

6. УСЛОВИЯ ИЗМЕРЕНИЙ

6.I При выполнении измерений параметры контролируемых присоединений (ток, напряжение, коэффициент мощности) и условия применения СИ должны находиться в допускаемых границах, указанных в табл. 3 и нормативных документах по п. 2.5.

6.2 Потери напряжения в линиях присоединения счетчиков к ТН не должны превышать значений, указанных в табл. I.

6.3 В МВИ энергообъекта указывают измеряемую величину, перечень контролируемых присоединений (каналов учета), СИ и влияющих величин (в том числе перечень параметров контролируемых присоединений), нормальные (номинальные) значения и предельные отклонения влияющих величин в реальных условиях энергообъекта.

6.4 В МВИ энергообъекта дополняют табл. 3 данными о других влияющих величинах (коэффициент гармоник тока, несимметрия по току, напряжению и углу сдвига фаз трехфазной сети и т.п.) в соответствии с результатами анализа составляющих погрешности измерений по п. I.6.

6.5 В МВИ энергообъекта первый пункт раздела "Условия изме-

Таблица 3

Наименования параметров контролируемых присоединений и влияющих величин	Допускаемые границы параметров контролируемых присоединений и рабочих условий применения СИ для состава измерительного канала					
	счетчик электронный	счетчик электронный и ТТ	счетчик электронный, ТТ и ТН	счетчик индукционный	счетчик индукционный и ТТ	счетчик индукционный, ТТ и ТН
Ток, % от $I_{ном}$	$\frac{I_{мин}-I_{макс}}{85-110}$	$\frac{I_{мин}-I20}{85-110}$	$\frac{I_{мин}-I20}{85-110}$	$\frac{I_{мин}-I_{макс}}{90-110}$	$\frac{I_{мин}-I20}{90-110}$	$\frac{I_{мин}-I20}{90-110}$
Напряжение, % от $U_{ном}$						
Коэффициент мощности ($\cos\varphi$)	0,5 инд.-I,0-0,5 емк.			0,5 инд.-I,0-0,8 емк.		
Частота, % от $f_{ном}$	95-I05	99-I0I	99-I0I	95-I05	99-I0I	99-I0
Температура окружающего воздуха, °С	По паспортам СИ					
Индукция внешнего магнитного поля для счетчиков, мТл	Не более 0,5					
Угол отклонения от вертикали, град.	-	-	-	Не более 3 (0,5*)		
Вторичная нагрузка ТТ, % от номинальной (при $\cos\varphi_2$)	-	25-I00 (0,8инд.)	25-I00 (0,8инд.)	-	25-I00 (0,8инд.)	25-I00 (0,8инд.
Вторичная нагрузка ТН, % от номинальной (при $\cos\varphi_2$)	-	-	25-I00 (0,8инд.)	-	-	25-I00 (0,8инд.

Примечания: I. Значения токов $I_{мин}$ и $I_{макс}$ определяются по паспортам счетчиков и ТТ. Значение тока $I_{мин}$ обычно находится в диапазоне (I-I0) % от $I_{ном}$.

2. * - для индукционных счетчиков класса точности 0,5.

рений" излагают следующим образом: "При выполнении измерений соблюдают условия, приведенные в табл. ..." (см. Приложение 3).

6.6 Фактические предельные отклонения влияющих величин определяют по показаниям СИ (п. 2.7) с учетом пределов допускаемых погрешностей. При этом к показаниям СИ добавляют значение поправки, равное пределу абсолютной погрешности СИ, взятое с неблагоприятным знаком.

6.7 При невозможности обеспечения требуемых в разд. 6 условий измерения электроэнергии и мощности проводят по МВИ энергообъекта, которую разрабатывают применительно к реальным условиям выполнения измерений на энергообъекте по п. 6.3.

7. ПОДГОТОВКА К ВЫПОЛНЕНИЮ ИЗМЕРЕНИЙ

7.1 При подготовке к выполнению измерений с использованием ранее установленной действующей АСКУЭ (регулярные измерения) проводят следующие работы.

7.1.1 Проверяют целостность корпусов счетчиков электроэнерги

7.1.2 Проверяют целостность пломб Госстандарта России на креплении кожухов и пломб энергоснабжающей организации, на крышках колодок зажимов расчетных счетчиков, маркировку расчетных счетчиков специальными знаками, а также целостность пломб с клеймом калибровочной лаборатории на креплении кожухов и крышках колодок зажимов счетчиков технического учета.

7.1.3 Проверяют наличие записи на съемном щитке каждого универсального счетчика трансформаторного включения коэффициентов трансформации ТТ и ТН, подключаемым к счетчикам, а также записи множителя счетчика, равного произведению этих коэффициентов.

7.1.4 Проверяют наличие записи коэффициента вида "М.10^{m}" на съемном щитке каждого счетчика трансформаторного включения.

7.1.5 Проверяют реальные условия применения СИ измерительных каналов на соответствие требованиям, указанным в МВИ энергообъек

7.1.6 Определяют потери напряжения в линиях присоединения счетчиков к ТН в соответствии с "Инструкцией по проверке ТН и их вторичных цепей" (1979 г.) или местными инструкциями энергообъек

7.1.7 При превышении допускаемых границ отклонения параметров контролируемых присоединений, рабочих условий применения СИ по п. 6.1 и допускаемых потерь напряжения в линиях присоединения счетчиков к ТН по п. 6.2 проводят необходимые мероприятия по обеспечению требуемых условий выполнения измерений.

7.I.8 Документируют фактические значения и диапазоны изменечий параметров контролируемых присоединений, влияющих величин, значения потерь напряжения в линиях присоединения счетчиков к ТЧ.

7.2 При подготовке к выполнению измерений на вновь вводимой в эксплуатацию АСКУЭ проводят следующие работы.

7.2.I Проверяют правильность размещения и номенклатуру СИ для расчетного и технического учета электроэнергии и мощности на соответствие с утвержденной для энергообъекта схемой размещения.

Заводские номера и классы точности СИ должны совпадать с указанными в эксплуатационной документации.

7.2.2 Проверяют наличие технического паспорта-протокола по форме, регламентированной РД 34.09.IOI-94, для каждого измерительного канала, входящего в состав АСКУЭ.

7.2.3 Проверяют укомплектованность СИ в соответствии с их паспортами.

7.2.4 Проверяют наличие действующих свидетельств о поверке (калибровке) СИ.

7.2.5 Проверяют целостность предохранителей на стороне высокого напряжения ТН, входящих в состав измерительных каналов.

7.2.6 Проверяют все электрические соединения в схеме измерительных каналов при обесточенной питающей сети. Проверку проводят по методикам энергообъектов с целью установления правильности соединений и уточнения полярности обмоток трансформаторов.

7.2.7 Выполняют работы по пп. 7.I.I-7.I.8 настоящей МВИ.

7.2.8 Проводят опробование измерительных каналов и АСКУЭ в целом в соответствии с эксплуатационной документацией АСКУЭ.

7.3 После ремонта измерительного канала с заменой трансформаторов, а также после внесения изменений в схемы вторичных цепей ТТ и ТН проводят операции по пп. 7.2.3-7.2.6, 7.I.5-7.I.8 и 7.2.8

7.4 После замены счетчика в измерительном канале проверяют правильность его подключения, совместимость нового счетчика с метрологическими характеристиками измерительного канала, выполняют операции по пп. 7.2.3, 7.2.4, 7.I.I-7.I.8 и 7.2.8.

7.5 После выполнения операций по пп. 7.3 и 7.4 вносят необходимые записи об изменениях в технический паспорт-протокол измерительного канала и техническую документацию АСКУЭ.

7.6 В МВИ энергообъекта могут быть отражены дополнения и уточнения операций при подготовке к выполнению измерений, конкретизирующие отдельные положения пп. 7.I-7.5 применительно к струк-

туре учета электроэнергии и мощности на энергообъекте, в том числе устанавливающие периодичность действительности свидетельств о поверке (калибровке) СИ.

8. ВЫПОЛНЕНИЕ ИЗМЕРЕНИЙ

8.I При выполнении измерений электроэнергии и мощности производят следующие операции.

8.I.I Автоматически с помощью устройства сбора и передачи данных и центрального вычислительного устройства фиксируют сигналы измерительной информации на выходах измерительных каналов АСКУЭ

8.2 В процессе выполнения измерений автоматически фиксируют:

I) календарную дату выполнения измерений;

2) наименование (обозначение) канала учета;

3) номер измерительного канала;

4) номер наблюдения на контролируемом присоединении;

5) астрономическое время выполнения измерений;

6) учетный период и/или интервальное значение времени измерений.

8.3 В МВИ энергообъекта операции по п. 8.I.I и фиксируемые показатели по п. 8.2 могут уточняться. В частности, могут быть указаны:

последовательность опроса счетчиков;

периодичность опроса счетчиков;

требования к периодичности и форме регистрации параметров контролируемых присоединений и влияющих величин.

9. ОБРАБОТКА (ВЫЧИСЛЕНИЕ) РЕЗУЛЬТАТОВ ИЗМЕРЕНИЙ

9.I Обработку (вычисление) результатов измерений электроэнергии выполняют следующим образом.

9.I.I Значение электроэнергии за учетный период времени вычисляют автоматически по разности показаний на выходе измерительного канала.

9.I.2 Предел допускаемой относительной погрешности измерительного канала при измерении электроэнергии δ_W вычисляют по формулам, приведенным в табл. 4.

В табл. 4 в соответствии с РД 34.II.II4-98:

δ_I - токовая погрешность ТТ, %;

δ_U - погрешность напряжения ТН, %;

δ_Θ - погрешность трансформаторной схемы подключения счет-

Таблица 4

Состав измерительного канала АСКУЭ	Формула для расчета	
	погрешности измерительного канала, %	составляющих погрешности, %
1. Счетчик совместно с ТТ, ТН, линией присоединения счетчика к ТН, УСД и/или УСПД	$\delta_W = \pm 1{,}1\sqrt{\delta_I^2 + \delta_U^2 + \delta_\theta^2 + \delta_\Delta^2 + \delta_{c0}^2 + \sum_{j=1}^{\ell}\delta_{cj}^2 + \delta_{yc}^2}$	$\delta_\theta = 0{,}029\sqrt{\theta_I^2 + \theta_U^2}\sqrt{1-\cos^2\varphi}/\cos\varphi$ – для активной энергии; $\delta_\theta = 0{,}029\sqrt{\theta_I^2 + \theta_U^2}\cos\varphi/\sqrt{1-\cos^2\varphi}$ – для реактивной энергии; $\delta_{cj} = K_j \Delta\sum_j$
2. Счетчик совместно с ТТ и УСД и/или УСПД	$\delta_W = \pm 1{,}1\sqrt{\delta_I^2 + \delta_\theta^2 + \delta_{cp}^2 + \sum_{j=1}^{\ell}\delta_{cj}^2 + \delta_{yc}^2}$	$\delta_\theta = 0{,}029\theta_I\sqrt{1-\cos^2\varphi}/\cos\varphi$ – для активной энергии; $\delta_\theta = 0{,}029\theta_I\cos\varphi/\sqrt{1-\cos^2\varphi}$ – для реактивной энергии; $\delta_{cj} = K_j \Delta\sum_j$
3. Счетчик непосредственного включения совместно с УСД и/или УСПД	$\delta_W = \pm 1{,}1\sqrt{\delta_{cp}^2 + \sum_{j=1}^{\ell}\delta_{cj}^2 + \delta_{yc}^2}$	$\delta_{cj} = K_j \Delta\sum_j$

чика за счет угловых погрешностей ТТ θ_I и ТН θ_U, %;

$\delta_л$ - погрешность из-за потери напряжения в линии присоединения счетчика к ТН, %;

$\delta_{со}$ - основная относительная погрешность счетчика, %;

$\delta_{сj}$ - дополнительная погрешность счетчика от j-й влияющей величины, %;

l - число влияющих величин;

θ_I - угловая погрешность ТТ, мин.;

θ_U - угловая погрешность ТН, мин.;

K_j - функция влияния j-й величины, % на единицу влияющей величины или %/%;

$\Delta\xi_j$ - отклонение j-й влияющей величины от ее нормального значения, ед. или %;

$\cos\varphi$ - коэффициент мощности контролируемого присоединения, усредненный за учетный период;

$\delta_{у.с}$ - суммарная погрешность, вносимая устройством сбора и передачи данных.

Примечания:

1. В соответствии с ГОСТ 7746-89 и ГОСТ 1983-89 погрешности измерительных трансформаторов δ_I, θ_I, δ_U и θ_U указывают для нормированных рабочих условий применения без разделения их на основные и дополнительные погрешности.

2. Если в эксплуатационной документации ТТ и ТН указаны зависимости погрешностей от первичного тока, напряжения, вторичной нагрузки, частоты, коэффициента мощности нагрузки, температуры окружающего воздуха и т.п., при расчете погрешности измерительного канала $\delta_к$ учитывают основные и дополнительные погрешности ТТ и ТН аналогично погрешностям счетчика (табл. 4).

3. В случаях измерений реактивной электроэнергии в трех- и четырехпроводных и активной электроэнергии в трехпроводных цепях в формулах (табл. 4) должны быть учтены методические погрешности от несимметрии нагрузки по цепям и другие факторы.

9.I.3 Предел допускаемой относительной погрешности измерений группы измерительных каналов по п. I.2 вычисляют по формуле

$$\delta_{W\Sigma} = \pm 1{,}1\sqrt{\sum_{i=1}^{n}\delta_{W_i}^2 d_{W_i}^2}, \qquad (9.I)$$

где δ_{W_i} - относительная погрешность i-го измерительного канала, вычисляемая по формулам (табл. 4);

n - число измерительных каналов в группе;

d_{W_i} – доля электроэнергии, измеренная i-м измерительным каналом за учетный период, вычисляемая по формуле

$$d_{W_i} = \frac{W_i}{W_\Sigma} , \qquad (9.2)$$

где W_i – значение электроэнергии, измеренной i-м измерительным каналом;

$W_\Sigma = \sum_{i=1}^{n} W_i$ – суммарное значение электроэнергии, измеренное группой, состоящей из n измерительных каналов.

9.I.4 Гарантируемая точность измерений в известных рабочих условиях применения СИ (пп. 7.I.5 и 7.I.6) определяется пределом допускаемой относительной погрешности измерительного канала, при расчете которого по формулам (табл. 4) принимают:

δ_I, θ_I, δ_U, θ_U и $\delta_{\cos\varphi}$ – пределы допускаемых значений погрешностей по паспортным данным СИ (для ТТ – при минимальном рабочем токе, для счетчика – при минимальном рабочем токе и усредненном за учетный период значении $\cos\varphi$. Указанные погрешности, нормируемые по ГОСТ 7746-89, ГОСТ 26035-83, ГОСТ 30206-94, ГОСТ 30207- и ГОСТ 6570-75, а также погрешности ТН, нормируемые по ГОСТ 1983- приведены в Приложении 2);

δ_{I1} и $\cos\varphi$ – по результатам измерений на энергообъекте;

δ_{θ} – по результатам расчета по формулам (табл. 4) при усредненном за учетный период значении $\cos\varphi$;

K_I – по паспортным данным СИ;

$\Delta\xi_d$ – по результатам определения фактических диапазонов изменений влияющих величин на энергообъекте в пределах рабочих условий применения, установленных в нормативных документах на СИ;

δ_{C_I} – по результатам расчета по формулам (табл. 4);

$\delta_{у.с}$ – по паспортным данным устройства сбора и передачи данны

9.I.5 Подготовку исходных данных для расчета предела допускаемой относительной погрешности измерительного канала проводят в следующей последовательности.

9.I.5.I По результатам измерений параметров контролируемых присоединений (ток, напряжение, коэффициент мощности, частота) определяют их предельные отклонения (границы изменений) за учетный период.

Отмечают минимальное значение рабочего тока и предельные отклонения напряжения и частоты от номинальных значений для каждого присоединения.

Определяют результат измерений коэффициента мощности за учетный период как среднее арифметическое результатов наблюдений по формуле

$$\cos\varphi_{ср} = \frac{1}{K}\sum_{i=1}^{n}\cos\varphi_i \quad , \qquad (9.3)$$

где $\cos\varphi_i$ - i-й результат наблюдения на каждом присоединении;

K - число результатов наблюдений за учетный период.

Предельные отклонения напряжения U от номинального $U_{ном}$ и частоты f от номинальной $f_{ном}$ определяют по формулам

$$\delta U_{B(H)} = \left|\frac{U_{B(H)}}{U_{ном}} - 1\right| 100\% \qquad (9.4)$$

и

$$\delta f_{B(H)} = \left|\frac{f_{B(H)}}{f_{ном}} - 1\right| 100\% \quad , \qquad (9.5)$$

где $U_{B(H)}$, $f_{B(H)}$ - верхние (нижние) значения напряжения и частоты за учетный период;

$f_{ном}$ = 50 Гц.

При этом отмечают наибольшие значения $\delta U_{макс}$ и $\delta f_{макс}$, полученные по формулам (9.4) и (9.5).

9.I.5.2 По электрической схеме энергообъекта, отражающей расстановку и типы СИ, входящих в состав АСКУЭ, определяют классы точности СИ в измерительных каналах для каждого контролируемого присоединения. При этом указывают в табл. 2 вид счетчика, вид измеряемой величины, а также трехфазные счетчики, нагруженные только в одной или двух фазах.

9.I.5.3 Реальные условия применения каждого счетчика определяют по результатам измерений влияющих величин (температура окружающего воздуха, индукция внешнего магнитного поля и другие влияющие величины в соответствии с РД 34.II.II4-98).

Для электронных счетчиков определяют предельное отклонение температуры окружающего воздуха Δt за учетный период от ее нормального значения по формуле

$$\Delta t = \left|t_{B(H)} - t_{норм}\right| \quad , \qquad (9.6)$$

где $t_{норм}$ - нормальное значение температуры, равное 20 °С;

$t_{B(H)}$ - верхнее (нижнее) значение температуры за учетный период.

Из двух значений Δt, полученных по формуле (9.6), отмечают большее значение $\Delta t_{макс}$.

9.I.5.4 Определение составляющих погрешности $\tilde{\delta}_У$, $\tilde{\delta}_{СП}$ и $\tilde{\delta}_Т$ (табл. 4) при минимальном рабочем токе контролируемого присоединения производят по данным ГОСТ 7746-89, ГОСТ 26035-83, ГОСТ 6570-75 ГОСТ 30206-94 и ГОСТ 30207-94 (приведены в Приложении 2) или по паспортным данным СИ.

9.2 Обработку (вычисление) результатов измерений средней мощности выполняют следующим образом.

9.2.I Значение средней мощности за промежуток времени вычисляют в АСКУЭ автоматически с учетом результатов измерений электроэнергии за указанный промежуток времени.

9.2.2 Предел допускаемой относительной погрешности измерительного канала при измерении средней мощности $\delta_Р$ вычисляют по формуле

$$\delta_Р = \pm 1{,}1\sqrt{\left(\frac{\tilde{\delta}_W}{1{,}1}\right)^2 + \tilde{\delta}_Т^2 + \tilde{\delta}_{СП}^2} \quad , \qquad (9.7)$$

где $\tilde{\delta}_W$ – предел допускаемой относительной погрешности измерительного канала при измерении электроэнергии, определяемый по п. 9.I.2, табл. 4 и пп. 9.I.4-9.I.5, %;

$\tilde{\delta}_Т$ – погрешность СИ времени, предназначенного для измерений в составе АСКУЭ промежутка времени (временного интервала) по п. 9.2.I, %;

$\tilde{\delta}_{СП}$ – погрешность измерений значения интервального расхода электроэнергии, обусловленная дискретность передаточного числа счетчика, вычисляемая по формуле, %,

$$\tilde{\delta}_{СП} = \frac{6000}{R\,P\,T_{УСР}} \quad , \qquad (9.8)$$

где R – передаточное число счетчика, имп/кВт.ч;

P – среднее значение мощности на временном интервале $T_{УСР}$, кВт;

$T_{УСР}$ – интервал времени усреднения мощности, мин.

Примечание. По РД 34.II.32I-96 погрешности измерений мощности нормируют на интервалах, равных 3, 5, I5, 30 мин. (см. Приложение I). В зависимости от условий измерений средней мощности на энергообъекте интервал времени усреднения $T_{УСР}$ может отличаться от нормируемого по РД 34.II.32I-96 (например, указанный ряд интервалов может быть дополнен значениями I, 60 мин. или другими).

9.2.3 В случае суммирования результатов непрерывно-последовательных измерений мощности на m отрезках времени относительную погрешность измерений мощности измерительным каналом вычисляют по формуле

$$\tilde{\delta}_P = \pm \sum_{j=1}^{m} \left(\tilde{\delta}_{Pj} d_{Pj} \right) , \qquad (9.8)$$

$\tilde{\delta}_{Pj}$ - относительная погрешность измерений мощности на j-м отрезке времени, вычисляемая по формуле (9.7);

d_{Pj} - доля мощности, измеренной на j-м отрезке времени, вычисляемая по формуле

$$d_{Pj} = \frac{P_j}{P_\Sigma} , \qquad (9.9)$$

где P_j - значение мощности, измеренной на j-м отрезке времени;

$P_\Sigma = \sum_{j=1}^{m} P_j$ - суммарное значение результатов последовательных измерений мощности на m отрезках времени.

9.2.4 Предел допускаемой относительной погрешности измерений мощности группой измерительных каналов по п. I.2 вычисляют по формуле

$$\tilde{\delta}_{P\Sigma} = \pm 1{,}1 \sqrt{\sum_{i=1}^{n} \tilde{\delta}_{Pi}^2 d_{Pi}^2} , \qquad (9.10)$$

где $\tilde{\delta}_{Pi}$ - относительная погрешность i-го измерительного канала, вычисляемая по формуле (9.7);

n - число измерительных каналов в группе;

d_{Pi} - доля мощности, измеренная i-м измерительным каналом, вычисляемая по формуле

$$d_{Pi} = \frac{P_i}{P_\Sigma} , \qquad (9.11)$$

где P_i - значение мощности, измеренной i-м измерительным каналом;

$P_\Sigma = \sum_{i=1}^{n} P_i$ - суммарное значение мощности, измеренной группой состоящей из n измерительных каналов.

9.3 Погрешности измерительных каналов $\tilde{\delta}_W$ и $\tilde{\delta}_P$ выражают числом, содержащим не более двух значащих цифр.

Округления производят лишь в окончательных результатах расче

та, а все предварительные вычисления можно проводить с одним-двумя лишними знаками.

9.4 В соответствии с МИ 1317-86 и РД 34.11.325-90 результаты измерений представляют в форме:

$W \pm \Delta_W$ при доверительной вероятности 0,95

и $P \pm \Delta_P$ при доверительной вероятности 0,95 .

9.5 В МВИ энергообъекта в разделе "Обработка (вычисление) результатов измерений указывают:

формулы для расчета погрешностей измерительных каналов, составляющие погрешности каждого измерительного канала;

порядок определения составляющих погрешностей измерительных каналов;

результаты оценки значимости каждой из составляющей погрешности измерительных каналов с учетом условий выполнения измерений (параметры контролируемых присоединений, влияющие величины и др.),

промежуточные и конечные результаты расчета составляющих погрешностей измерительных каналов и погрешностей измерительных каналов в целом.

9.6 Пример МВИ электроэнергии и мощности с использованием АСКУЭ на энергообъекте приведен в Приложении 3.

10. ОФОРМЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ИЗМЕРЕНИЙ

10.1 Результаты измерений оформляют записями в журнале.

10.2 В МВИ энергообъекта указывают требование о необходимости выдачи документа о результатах измерений и приводят форму документа.

10.3 Результаты измерений, оформленные документально по п. 10.2, удостоверяет лицо, проводившее измерения, а при необходимости - административно ответственное лицо (например, руководитель, главный инженер, главный метролог предприятия, начальник цеха, участка или другое лицо) и заверяют печатью предприятия.

11. КОНТРОЛЬ ТОЧНОСТИ РЕЗУЛЬТАТОВ ИЗМЕРЕНИЙ

11.1 Основной целью контроля точности результатов измерений (далее - контроль точности) является проверка правильности выполнения операций и соблюдения правил измерений, регламентированных МВИ, а также проверка удовлетворения требований к погрешностям измерений по разделу 1 настоящей МВИ или МВИ энергообъекта.

II.2 Контроль точности может быть оперативным и/или периодическим.

II.3 Оперативный контроль точности проводят:

если фактический небаланс электроэнергии, определенный в соответствии с РД 34.09.101-94 по результатам измерений, больше допустимого небаланса, рассчитанного с учетом относительных погрешностей измерительных каналов и/или погрешностей групп измерительных каналов;

при расхождении результатов измерений по показаниям дублирующих счетчиков, установленных на границах раздела сети (по балансовой принадлежности);

при выходе параметров контролируемого присоединения за допускаемые пределы;

при отклонении рабочих условий применения СИ за установленные границы;

при потерях напряжения в линиях присоединения счетчиков к ТН более установленных значений;

при изменении заданной последовательности опроса счетчиков (маршрута опроса, временного режима опроса и др.);

после изменения схемы вторичных цепей трансформаторов,

после замены СИ в измерительном канале или после замены его составных частей;

после поверки (калибровки) СИ, входящих в измерительный канал.

II.4 Периодический контроль точности проводят через установленные интервалы времени.

II.5 При контроле точности по пп. II.3 и II.4 проверяют правильность

применения СИ и вспомогательных устройств (пп. 7.1.1-7 1.5 и 7.2.4);

соблюдения условий измерений (пп. 6, 7.1 6-7.1.8);

выполнения измерений (п. 8);

обработки (вычисления) результатов измерений и их оформления (пп. 9 и 10).

Основным результатом контроля точности должен являться вывод о соответствии погрешности измерений принятым нормам погрешности или приписанным характеристикам погрешности измерений.

II.6 В МВИ энергообъекта указывают:

цель и задачи контроля точности;

методы и средства проведения оперативного и периодического контроля точности;

регулярность периодического контроля точности

и другое.

II.7 Если в результате контроля точности будут установлены нарушения по п. II.5, существенно влияющие на результаты и погрешность измерений, должны быть проведены организационно-технические мероприятия для выполнения операций и правил, регламентированных МВИ энергообъекта, обеспечивающие получение результатов измерений с заданной в МВИ погрешностью.

II.8 Если была произведена замена СИ в измерительном канале (ТТ, ТН, счетчика или УСПД) на менее (более) точные СИ, должно быть проверено соответствие погрешности измерений принятым в МВИ энергообъекта нормам точности или приписанным характеристикам погрешности (см. раздел I).

По результатам данной проверки в МВИ энергообъекта могут быть при необходимости изменены требования к погрешности измерений, а также внесены изменения в другие разделы МВИ, касающиеся данного измерительного канала. При этом поверка (калибровка) измерительного канала, а также переоформление МВИ в целом не требуются.

Изменения, внесенные в МВИ энергообъекта, должны быть зарегистрированы в листе регистрации изменений, форма которого приведена в Приложении 4.

Приложение I
(справочное)
Таблица П.I.I

Нормы погрешности измерений электроэнергии для технического и коммерческого учета и расчета технико-экономических показателей (ТЭП) (по РД 34.II.32I-96 для вновь сооружаемых и реконструируемых объектов)

Наименование измеряемой величины	Нормируемая относительная погрешность измерений, %, для:				Примечание
	коммерческого учета и расчета ТЭП		технического учета		
	активной энергии	реактивной энергии	активной энергии	реактивной энергии	
I	2	3	4	5	6
Электроэнергия, вырабатываемая генераторами:					Для расчетного учета должны устанавливаться ТТ и ТН класса точности не ниже 0,5, для технического учета - класса точности не ниже I,0
мощностью 50 МВт и более	±0,8	-	-	±2,0	
мощностью до 50 МВт	±I,4	-	-	±2,8	
Расход электроэнергии на резервные возбудители генераторов:					
мощностью 50 МВт и более	±I,0	-	-	-	
мощностью до 50 МВт	±I,4	-	-	-	
Расход электроэнергии на собственные и хозяйственные нужды через трансформаторы мощностью:					
63 МВ.А и более	±I,0	-	-	±2,0	
до 63 МВ.А	±I,4	-	-	±2,8	

I	2	3	4	5	6
Расход электроэнергии через автотрансформаторы на границах балансовой принадлежности сетей	±I,0	-	-	±2,0	Возможен в двух направлениях прием и отдача
Расход электроэнергии по линиям присоединения к шинам основного напряжения собственных нужд	±2,6	-	-	±3,7	То же
Расход электроэнергии по межсистемным линиям электропередачи:					Под межсистемными линиями подразумевают линии, отходящие от шин станции: в сети других государств, в сети РАО ЕЭС, в сети других АО-энерго и ОЭС; к шинам АЭС и блок-станций; в сети АО-энерго, если станция не входит в РАО ЕЭС и АО-энерго
напряжением 500 кВ и более	±0,5	±0,8*	-	±2,0	
напряжением 220 кВ и более	±I,0	±I,4*	-	±2,0	
напряжением до 220 кВ	±I,4	±2,6*	-	±2,8	
Расход электроэнергии по линиям, принадлежащим потребителям и присоединенным непосредственно к линиям электростанции					* - При расчетах за реактивную электроэнергию
напряжением II0 кВ и более	±I,4	±2,6*	-	±2,6	
напряжением менее II0 кВ	±2,6	±2,6*		±3,7	
Расход электроэнергии через обходные (шиносоединительные) выключатели	В соответствии с требованиями присоединения				Для присоединений, имеющих расчетный учет. Расход измеряется в двух направлениях

I	2	3	4	5	6
Расход электроэнергии по линиям, отходящим от шин станций в сети АО-энерго.					
напряжением 220 кВ и более	-	-	±2,0	±2,8	Для станций, входящих в состав АО-энерго. Возможен в двух направлениях. прием и отдача
напряжением менее 220 кВ	-	-	±2,8	±3,7	
Расход электроэнергии на питание отдельных элементов собственных нужд электростанции	-	-	±2,8	±3,7	

Таблица П.I.2

Нормы погрешности измерений электрической мощности для коммерческого и технического учета и расчета технико-экономических показателей (ТЭП) (по РД 34.II.32I-96 для вновь сооружаемых и реконструируемых объектов)

Электрическая мощность	Нормируемая относительная погрешность измерений, %, для:				Примечание
	коммерческого учета и расчета ТЭП		технического учета		
	активной мощности	реактивной мощности	активной мощности	реактивной мощности	
I	2	3	4	5	6
Вырабатываемая генераторами:					Вычисляется с помощью информационно-измерительных систем по интервальным значениям расхода электроэнергии (возможные интервалы: 3, 5, I5, 30 мин.) к - При расчетах за реактивную мощность жж - При расчетах с потребителями за компенсацию реактивной мощности
мощностью 50 МВт и более	±0,8	-	-	-	
мощностью до 50 МВт	±I,4	-	-	-	
Передаваемая (получаемая) по межсистемным линиям электропередачи:					
напряжением 220 кВ и выше	±I,0	±I,4*	-	-	
напряжением до 220 кВ	±I,4	±2,6*	-	-	
Передаваемая по линиям, принадлежащим потребителям и присоединенным непосредственно к шинам электростанции:					
напряжением II0 кВ и выше	±I,4	±2,6**			
напряжением менее II0 кВ	±2,6	±2,6**			

Примечание. Определение межсистемной линии см. в табл. П.I.I.

Таблица П.I.3

Нормы погрешности измерений электрической мощности для оперативного контроля, АСУ и расчета технико-экономических показателей (ТЭП) (по РД 34.II.32I-96 для вновь сооружаемых и реконструируемых объектов)

Электрическая мощность	Нормируемая относительная погрешность измерений, %, для:				Примечание
	оперативного контроля		АСУ и ТЭП		
	активной мощности	реактивной мощности	активной мощности	реактивной мощности	
I	2	3	4	5	6
В цепи генератора:					Для расчетного учета должны устанавливаться приборы класса точности не ниже 0,5, для оперативного контроля - не ниже I,0
мощностью I00 МВт и более	±I,8	±2,0	±I,2	±I,6	
мощностью до I00 МВт	±2,0	±2,0	±I,6	±I,6	
Электростанции мощностью 200 МВт и более	±I,8	-	±I,2	-	
В цепях трансформаторов и линий, питающих собственные нужды напряжением 6 кВ и выше	±2,0	-	±I,6	-	
В цепях повышающих трансформаторов	±2,0	±2,0	±I,6	±I,6	
В цепях понижающих трансформаторов:					
напряжением 220 кВ и выше	±I,8	±2,0	±I,2	±I,6	
напряжением II0-I50 кВ	±2,0	-	±I,6	-	

Таблица П.I.3
(продолжение)

I	2	3	4	5	6
В цепях линий напряжением IIO кВ и выше с двусторонним питанием, отходящих от шин станции, и в цепях обходных выключателей	±I,8	±2,0	±I,2	±I,6	

Приложение 2
(справочное)

Пределы допускаемых погрешностей трансформаторов тока и счетчиков электроэнергии в зависимости от тока. Погрешности трансформаторов напряжения

П.2.I. Трансформаторы тока

Согласно ГОСТ 7746-89 пределы допускаемых токовой $\tilde{\delta}_I$ и угловой δ_I погрешностей ТТ, а также пределы вторичной нагрузки ТТ для измерений в рабочих условиях применения при установившемся режиме соответствуют указанным в табл. П.2.I.

Таблица П.2.I

Класс точности ТТ	Первичный ток I_1, % от $I_{1ном}$	Предел допускаемой погрешности			Предел вторичной нагрузки при $\cos\varphi_2 \geq 0,8$ инд. % от номинальной
		токовой δ_I, %	угловой δ_I		
			мин.	срад	
0,I	5 20 I00-I20	+0,4 ∓0,2 ∓0,I	+I5 ∓8 ∓5	+0,45 ∓0,24 ∓0,I5	25-I00
0,2	5 20 I00-I20	+0,75 ∓0,35 ∓0,2	+30 ∓I5 ∓I0	+0,9 ∓0,45 ∓0,3	25-I00
0,2S	I 5 20 I00 I20	+0,75 ∓0,35 ∓0,2 ∓0,2 ∓0,2	+30 ∓I5 ∓I0 ∓I0 ∓I0	+0,9 ∓0,45 ∓0,3 ∓0,3 ∓0,3	25-I00
0,5	5 20 I00-I20	+I,5 ∓0,75 ∓0,5	+90 ∓45 ∓30	+2,7 ∓I,35 ∓0,9	25-I00
0,5S	I 5 20 I00 I20	+I,5 ∓0,75 ∓0,5 ∓0,5 ∓0,5	+90 ∓45 ∓30 ∓30 ∓30	+2,7 ∓I,35 ∓0,9 ∓0,9 ∓0,9	25-I00
I	5 20 I00-I20	+3,0 ∓I,5 ∓I,0	+I80 +90 ∓60	+5,4 ∓2,7 ∓I,8	25-I00
3	50-I20	+3,0	не нормируют		50-I00
5	50-I20	+5,0	не нормируют		50-I00
I0	50-I20	+I0,0	не нормируют		50-I00

Предель допускаемых погрешностей ТТ ε_I и θ_I в зависимости от первичного тока I_1 (табл. П.2.I) можно представить в виде графиков. При этом погрешности ТТ находятся во внутренней зоне, ограниченной ломаными линиями, состоящими из отрезков, проведенных через точки допускаемых погрешностей.

Предель допускаемых токовой ε_I и угловой θ_I погрешностей для ТТ классов точности 0,I; 0,2;0,5;I;0,2S и 0,5S в зависимости от первичного тока I_1 по ГОСТ 7746-89 приведены на рис. П.2. П.2.6.

Примечание. Классы точности 0,2S и 0,5S - только для ТТ с вторичным номинальным током $I_{2\,ном}$ = 5 А, предназначенных для коммерческого учета электроэнергии. Для ТТ указанных классов точности зависимости погрешностей ε_I и θ_I от первичного тока I_1 нормируют вплоть до I_1 = I % от номинального тока $I_{1ном}$. Для остальных ТТ нормируют зависимости ε_I и θ_I от тока I_1 лишь до значения I_1 = 5 % от номинального тока $I_{1\,ном}$

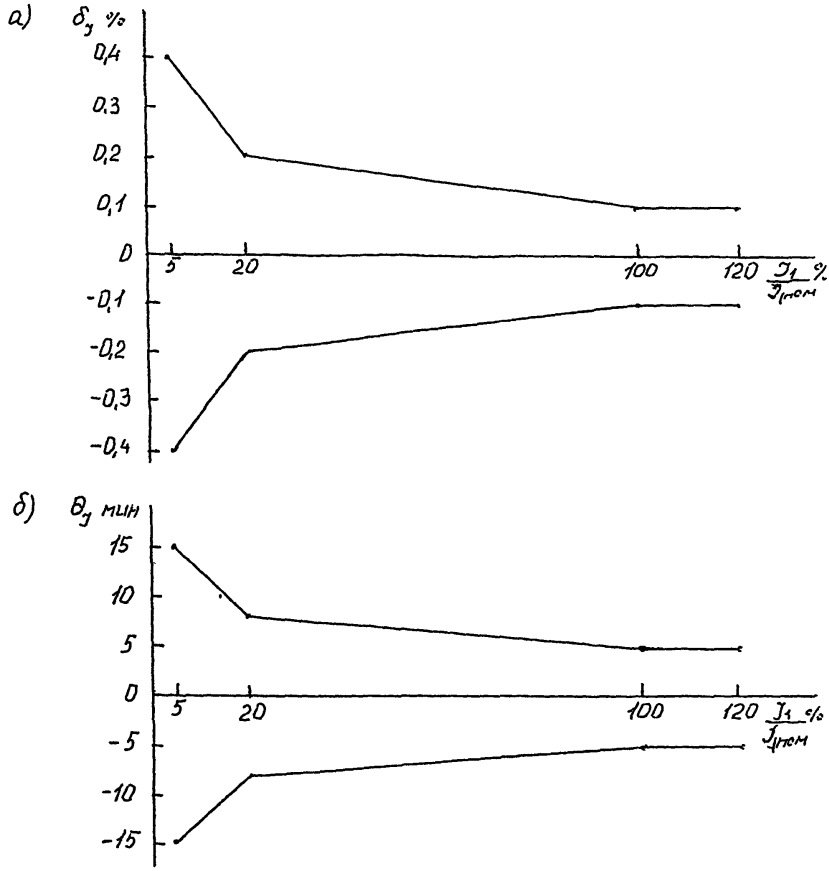

Рис. П.2 I. Пределы допускаемых погрешностей трансформаторов тока класса точности 0,I по ГОСТ 7746-89:
а) токовой;
б) угловой.

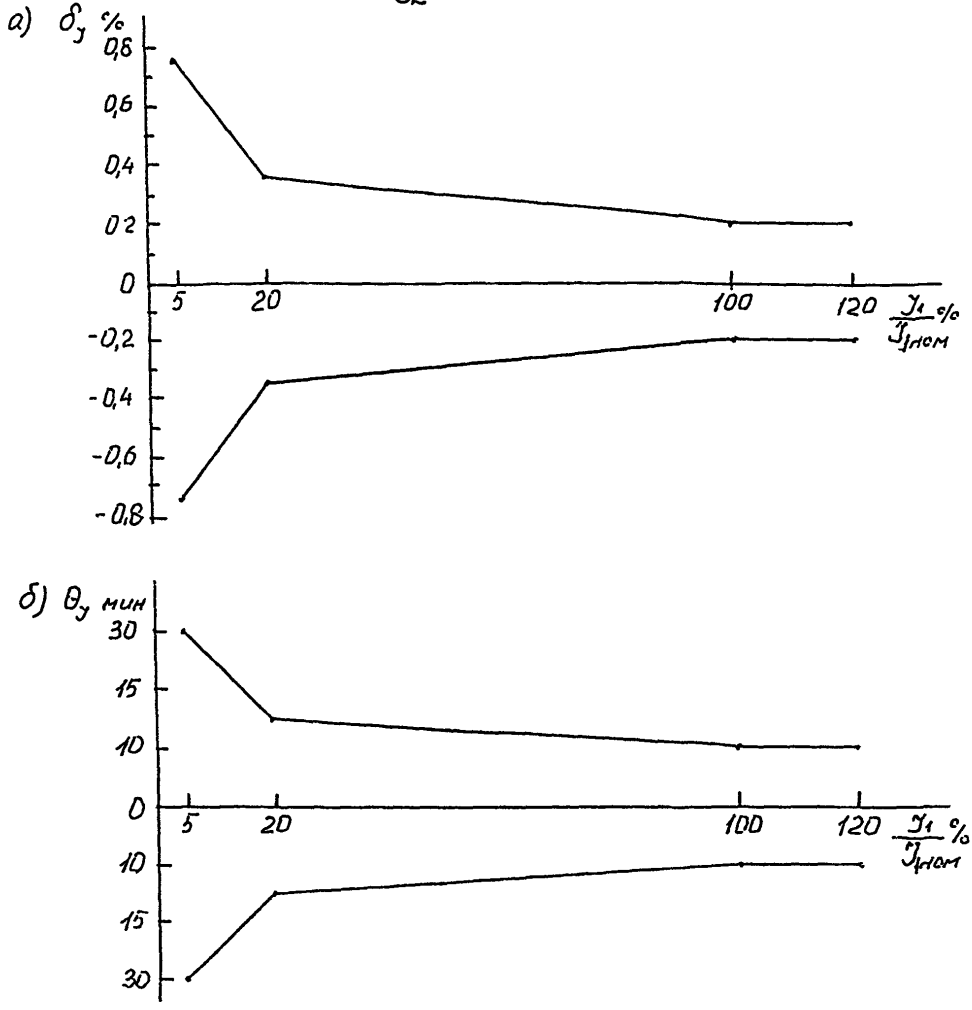

Рис. П.2.2 Пределы допускаемых погрешностей трансформаторов тока класса точности 0,2 по ГОСТ 7746-89:
а) токовой,
б) угловой.

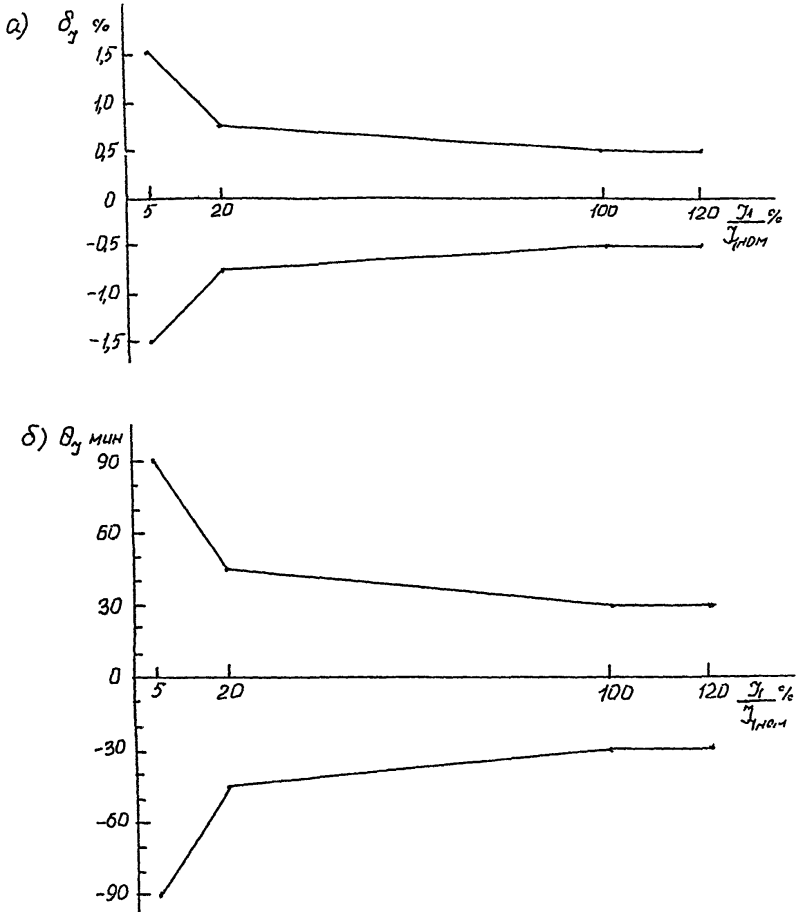

Рис. П.2 3 Пределы допускаемых погрешностей трансформаторов тока класса точности 0,5 по ГОСТ 7746-89:
а) токовой,
б) угловой.

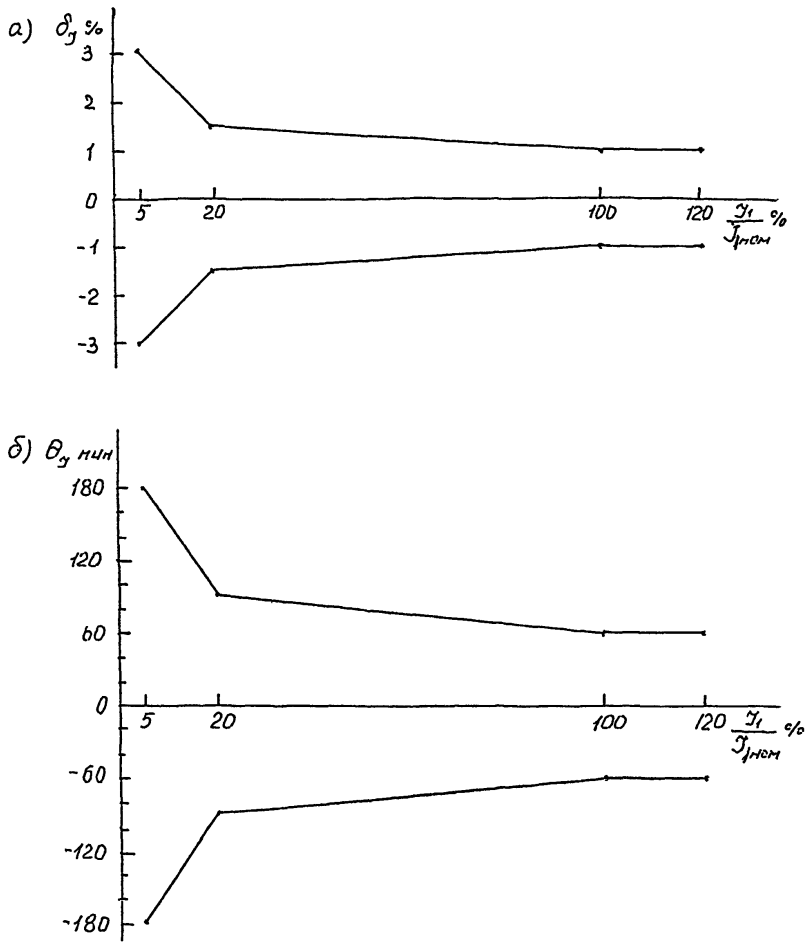

Рис. П 2.4 Пределы допускаемых погрешностей трансформаторов тока класса точности I,0 по ГОСТ 7746-89:

а) токовой;

б) угловой.

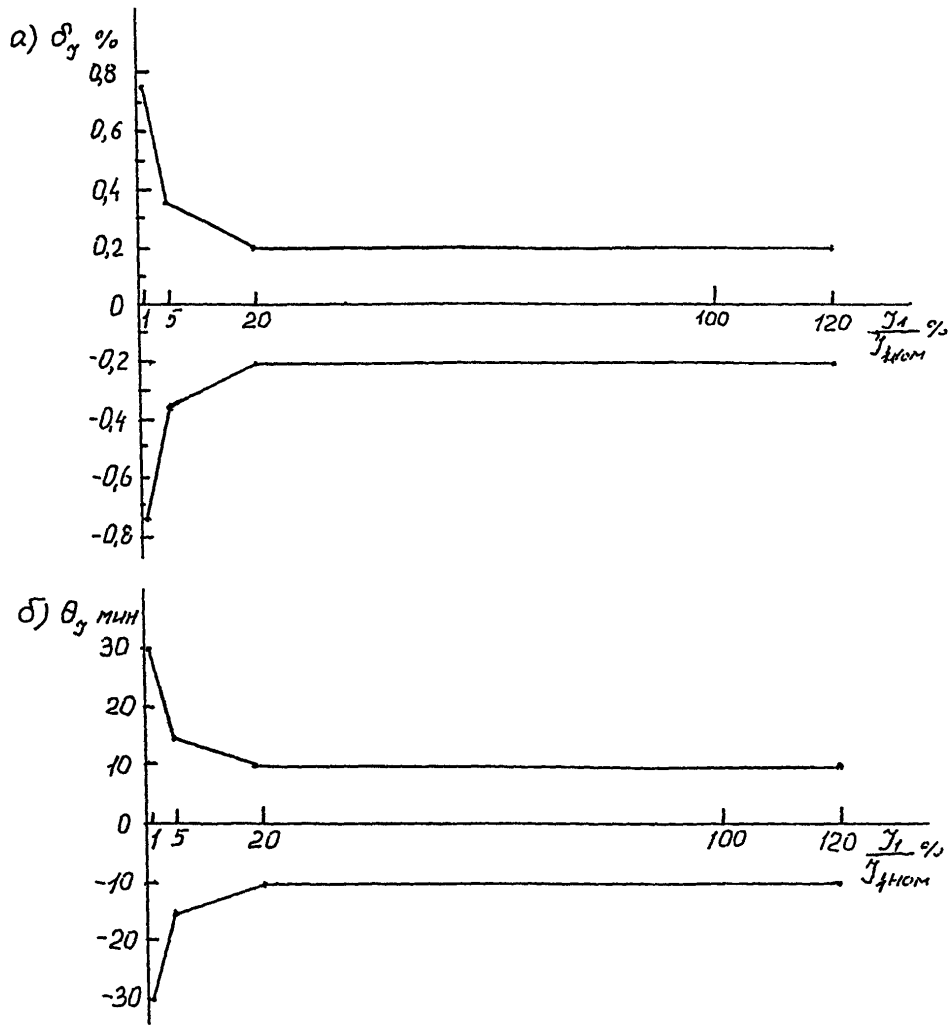

Рис. П.2.5 Пределы допускаемых погрешностей трансформаторов тока класса точности 0,2S по ГОСТ 7746-89.

а) токовой;

б) угловой.

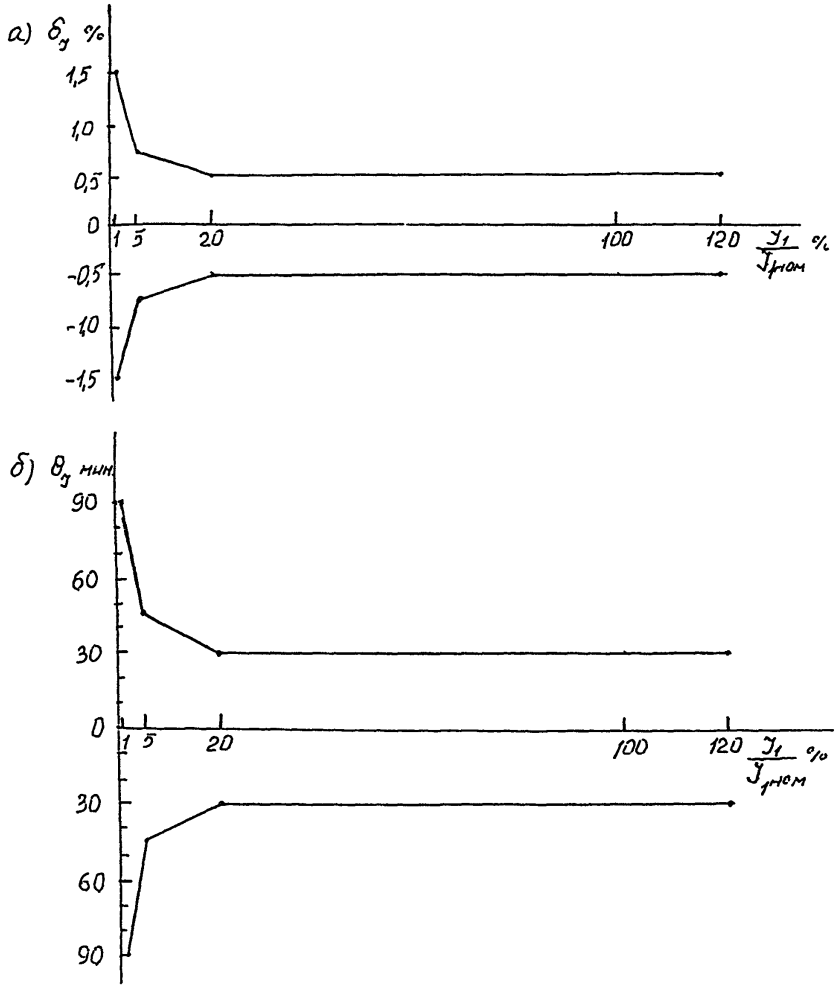

Рис П.2 6. Пределы допускаемых погрешностей трансформаторов тока класса точности 0,5S по ГОСТ 7746-89:

а) токовой;

б) угловой.

П.2.2. Трансформаторы напряжения

Согласно ГОСТ 1983-89 пределы допускаемых погрешности напряжения δ_U и угловой погрешности θ_U ТН, предназначенных для измерений в рабочих условиях применения при установившемся режиме работы, соответсуют указанным в табл. П.2.2.

Таблица П.2.2

Классы точности ТН	Пределы допускаемой погрешности		
	напряжения δ_U, %	угловой θ_U	
		мин.	срад
0,1	±0,1	±5	±0,15
0,2	±0,2	±10	±0,3
0,5	±0,5	±20	±0,6
1,0	±1,0	±40	±1,2
3,0	±3,0	не нормируют	

Стандартные рабочие условия применения ТН приведены в табл. П.2.3.

Таблица П.2.3

Влияющая величина	Рабочая область или номинальное значение
Частота переменного тока, Гц	50±0,5 или 60±0,5
Первичное напряжение U_1, % от номинального напряжения $U_{1ном}$	80-120
Мощность активно-индуктивной нагрузки, ВА	(0,25-1) $S_{ном}(U_1/U_{1ном})^2$
Коэффициент мощности нагрузки вторичной обмотки $\cos\varphi_2$	0,8 инд.

ТН может иметь несколько значений номинальной мощности $S_{ном}$, указанных на его щитке. При этом более высокий класс точности соответствует меньшему значению номинальной мощности.

Пример определения допустимой нагрузки ТН.

ТН имеет номинальную мощность: 150 ВА в классе точности 0,5; 250 ВА в классе точности 1 и 600 ВА в классе точности 3. Это означает, что класс точности 0,5 сохраняется при первичном напряжении, равном 0,8 номинального, в пределах нагрузки в диапазоне от $0,25 \cdot 0,8^2 \cdot 150 = 24$ ВА до $0,8^2 \cdot 150 = 96$ ВА, а при первичном напря-

жении, равном $1,2$ от номинального значения, - в пределах нагрузки от $0,25.1,2^2.150 = 54$ ВА до $1,2^2.150 = 216$ ВА в соответствии с требованиями ГОСТ 1983-89 (табл. П.2.3). Аналогично вычисленные пределы нагрузки данного ТН в классах точности 1 и 3 приведены в табл. П.2.4.

Таблица П.2.4

Класс точности ТН	Номинальная нагрузка, ВА	Первичное напряжение	Мощность нагрузки, ВА
0,5	150	0,8 1,0 1,2	24-96 37,5-250 54-216
1	250	0,8 1,0 1,2	40-160 62,5-250 90-360
3	600	0,8 1,0 1,2	96-384 150-600 216-864

П.2.3. Электронные счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S по ГОСТ 30206-94

Согласно ГОСТ 30206-94 погрешность электронных счетчиков активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S нормируют в диапазоне значений тока в измерительной цепи счетчика:

однофазного и многофазного счетчиков с симметричными нагрузками - от тока $I_{мин} = 1$ % номинального тока при $\cos\varphi = 1$ и от тока $I_{мин} = 2$ % номинального тока при $\cos\varphi = 0,5$ инд., 0,8 емк. до максимального $1,2 I_{ном}$ значения тока включительно. Кроме того, предусмотрено нормирование в диапазоне значений тока в измерительной цепи от 10 % номинального тока до максимального $1,2 I_{ном}$ значения тока включительно при $\cos\varphi = 0,25$ инд., 0,5 емк. - по особому требованию потребителя (табл. П.2.5);

многофазного с однофазной нагрузкой при симметрии многофазных напряжений, приложенных к цепям напряжения - от 1 % номинального тока при $\cos\varphi = 1$ и от 10 % номинального тока при $\cos\varphi = 0,5$ инд.

Таблица П.2.5

Пределы погрешности, выраженной в процентах (для однофазных и многофазных счетчиков с симметричными нагрузками)

Значение тока	Коэффициент мощности	Пределы погрешности, %, для счетчиков класса точности	
		0,2S	0,5S
От $0,01 I_{ном}$ до $0,05 I_{ном}$	1	±0,4	±1,0
От $0,05 I_{ном}$ до $1,2 I_{ном}$ включит.	1	±0,2	±0,5
От $0,02 I_{ном}$ до $0,1 I_{ном}$	0,5 инд.	±0,5	±1,0
	0,8 емк.		
От $0,1 I_{ном}$ до $1,2 I_{ном}$ включит.	0,5 инд.	±0,3	±0,6
	0,8 емк.		
По особому требованию потребителя: от $0,1 I_{ном}$ до $1,2 I_{ном}$ включит.	0,25 инд.	±0,5	±1,0
	0,5 емк.		

Таблица П.2.6

Пределы погрешности, выраженной в процентах (для многофазных счетчиков с однофазной нагрузкой при симметрии многофазных напряжений, приложенных к цепям напряжения)

Значение тока	Коэффициент мощности соответствующего элемента	Пределы погрешности, %, для счетчика класса точности	
		0,2S	0,5S
От $0,01 I_{ном}$ до $1,2 I_{ном}$ включит.	1	±0,3	±0,6
От $0,1 I_{ном}$ до $1,2 I_{ном}$ включит.	0,5 инд.	±0,4	±1,0

до максимального значения тока включительно (табл. П.2.6).

Зависимости пределов допускаемой относительной погрешности от тока в измерительной цепи счетчика (табл. П.2.5–П.2.6) в ряде случаев удобно рассматривать на графиках. При этом погрешности счетчиков находятся во внутренней зоне, ограниченной ломаными линиями, состоящими из отрезков, проведенных через точки допускаемых погрешностей.

Пределы допускаемой относительной погрешности $\delta_{c.o}$, определенных в ГОСТ 30206-94 для электронных счетчиков активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S в зависимости от тока в измерительной цепи, приведены на рис. П.2.7–П.2.8.

П.2.4. Электронные счетчики активной энергии классов точности I и 2 по ГОСТ 30207-94

Согласно ГОСТ 30207-94 погрешность электронных счетчиков активной энергии классов точности I и 2 нормируют в диапазоне значений тока в измерительной цепи счетчика:

однофазного и многофазного с симметричными нагрузками – от тока $I_{мин}$ = 5 % номинального тока при $\cos\varphi$ = I и от $I_{мин}$ = I0 % номинального тока при $\cos\varphi$ = 0,5 инд., 0,8 емк. до максимального $I_{макс}$ значения тока включительно. Кроме того, предусмотрено нормирование в диапазоне значений тока в измерительной цепи от 20 до I00 % номинального тока включительно при $\cos\varphi$ = 0,25 инд., 0,8 емк. – по особому требованию потребителя для счетчиков класса точности I (табл. П.2.7);

многофазного с однофазной нагрузкой при симметрии напряжения – от тока $I_{мин}$ = I0 % номинального тока при $\cos\varphi$ = I и от тока $I_{мин}$ = 20 % номинального тока при $\cos\varphi$ = 0,5 инд. до максимального значения тока включительно (табл. П.2.8).

Пределы допускаемой относительной погрешности электронного счетчика активной энергии $\delta_{c.o}$ в зависимости от тока в измерительной цепи (табл. П.2.7–П.2.8) в ряде случаев удобно рассматривать на графиках. При этом погрешности счетчиков находятся во внутренней зоне, ограниченной ломаными линиями, состоящими из отрезков, проведенных через точки допускаемых погрешностей.

Пределы допускаемой относительной погрешности $\delta_{c.o}$, определенных в ГОСТ 30207-94 для электронных счетчиков активной энергии классов точности I и 2 в зависимости от тока в измерительной цепи, приведены на рис. П.2.9–П.2.I0.

Таблица П.2.7

Пределы погрешности, выраженной в процентах (для однофазных и многофазных счетчиков с симметричными нагрузками)

Значение тока	Коэффициент мощности	Пределы погрешности, %, для счетчиков класса точности	
		I	2
0,05 $I_{ном}$	I	±I,5	±2,5
От 0,I $I_{ном}$ до $I_{макс}$ включит.	I	±I,0	±2,0
0,I $I_{ном}$	0,5 инд.	±I,5	±2,5
	0,8 емк.	±I,5	-
От 0,2 $I_{ном}$ до $I_{макс}$ включит.	0,5 инд.	±I,0	±2,0
	0,8 емк.	±I,0	-
По особому требованию потребителя: от 0,2 $I_{ном}$ до $I_{ном}$ включительно	0,25 инд.	±3,5	-
	0,8 емк.	±2,5	-

Таблица П.2.8

Пределы погрешности, выраженной в процентах (для многофазных счетчиков с однофазной нагрузкой при симметрии многофазных напряжений, приложенных к цепям напряжения)

Значение тока	Коэффициент мощности	Пределы погрешности, %, для счетчиков класса точности	
		I	2
От 0,I $I_{ном}$ до $I_{макс}$ включит.	I	±2,0	±3,0
От 0,2 $I_{ном}$ до $I_{макс}$ включит.	0,5 инд.		

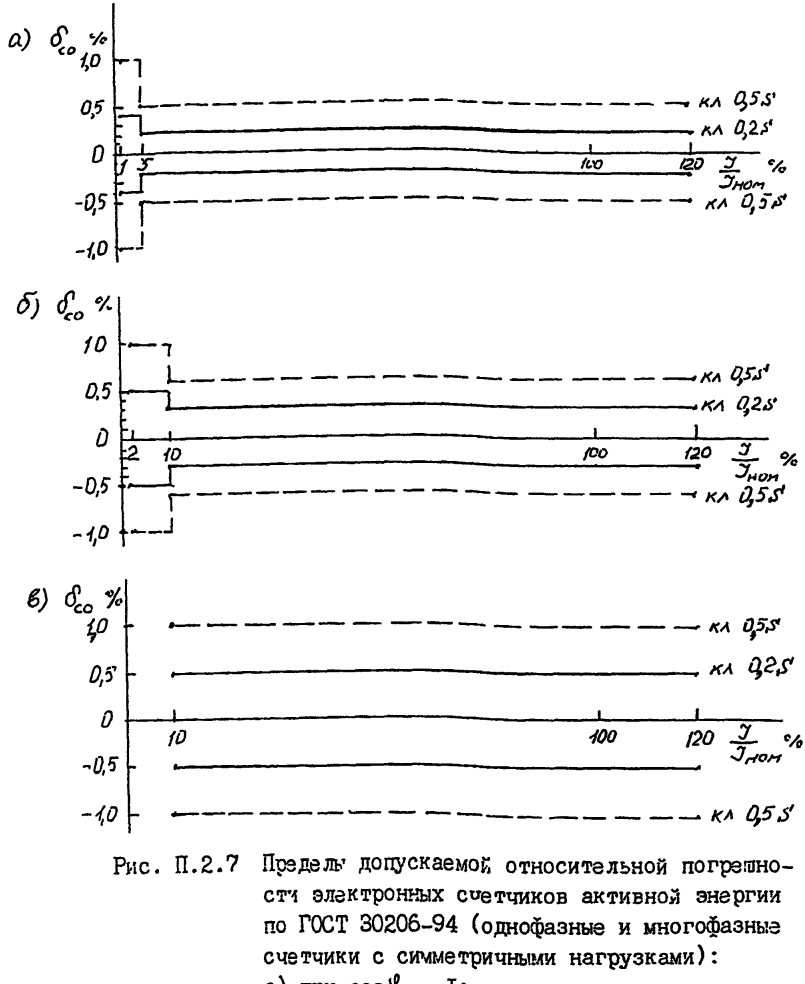

Рис. П.2.7 Предель допускаемой относительной погрешности электронных счетчиков активной энергии по ГОСТ 30206-94 (однофазные и многофазные счетчики с симметричными нагрузками):

а) при $\cos\varphi$ = I;

б) при $\cos\varphi$ = 0,5 инд., 0,8 емк.;

в) при $\cos\varphi$ = 0,25 инд., 0,5 емк. по особому требованию потребителя.

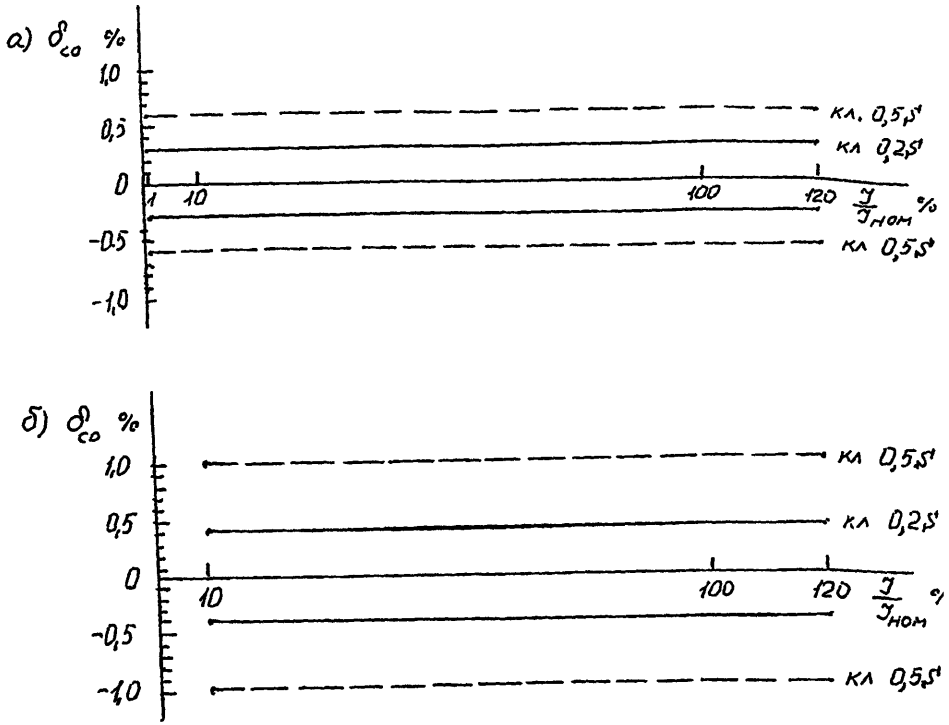

Рис. П.2.8. Пределы допускаемой относительной погрешности электронных счетчиков активной энергии по ГОСТ 30206-94 (многофазные счетчики с однофазной нагрузкой при симметрии многофазных напряжений, приложенных к цепям напряжения).

а) при $\cos\varphi = 1$;

б) при $\cos\varphi = 0{,}5$ инд.

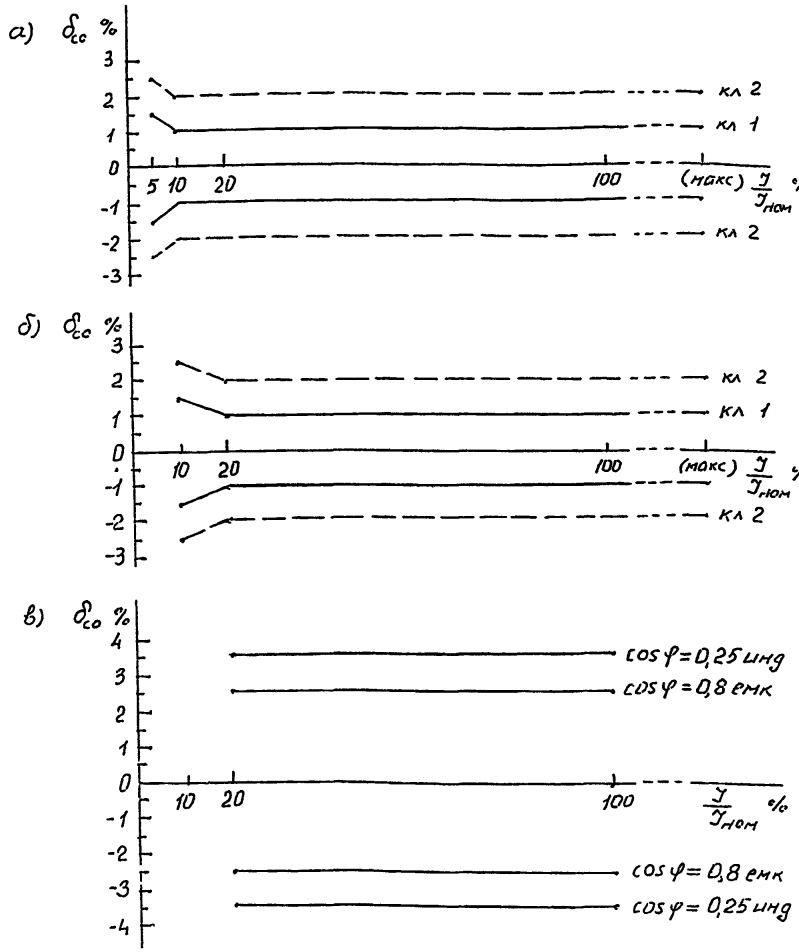

Рис. П.2.9. Пределы допускаемой относительной погрешности электронных счетчиков активной энергии по ГОСТ 30207-94 (однофазные и многофазные счетчики с симметричными нагрузками):

а) при $\cos\varphi = 1$;

б) при $\cos\varphi = 0{,}5$ инд., 0,8 емк.;

в) класс точности I по особому требованию потребителя.

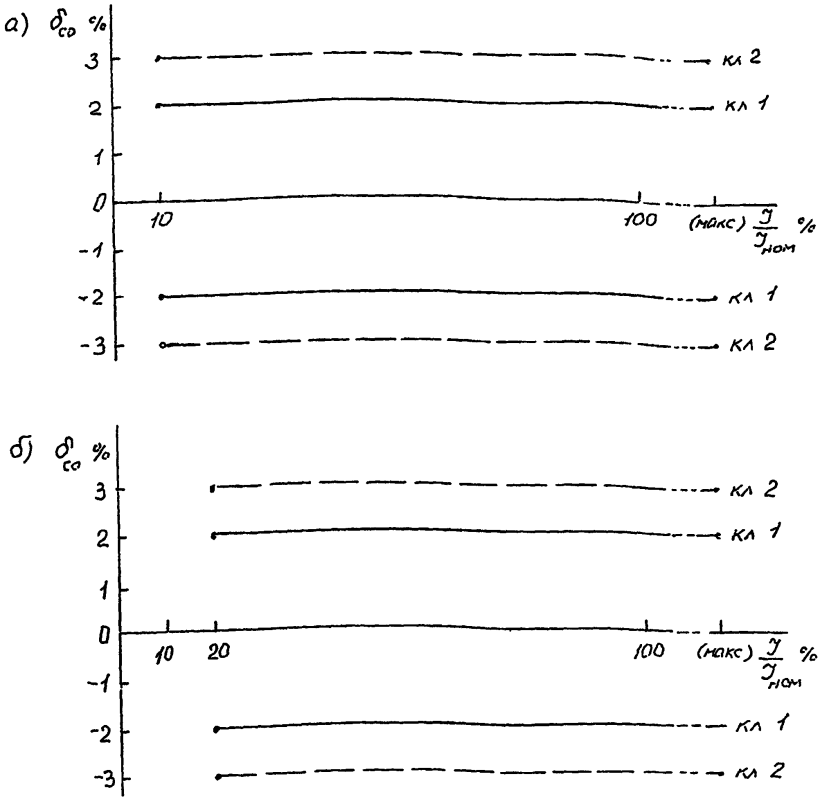

Рис. П.2.10. Пределы допускаемой относительной погрешности электронных счетчиков активной энергии по ГОСТ 30207-94 (многофазные счетчики с однофазной нагрузкой при симметрии многофазных напряжений, приложенным к цепям напряжения):

а) при $\cos\varphi$ = I;

б) при $\cos\varphi$ = 0,5 инд

П.2.5. Электронные счетчики активной и реактивной электроэнергии по ГОСТ 26035-83

Согласно ГОСТ 26035-83 предел допускаемой относительной погрешности электронного счетчика $\tilde{\delta}_{CD}$ определяется формулой

$$\tilde{\delta}_{CD} = \pm K\left(0{,}9 + \frac{0{,}02}{m}\right), \ \% \qquad (П.2.1)$$

при значении m от 0,01 до 0,2 или формулой

$$\tilde{\delta}_{CD} = \pm K \qquad (П.2.2)$$

при значении m от 0,2 включительно до значений, соответствующих максимальному току $I_{макс}$ в измерительной цепи счетчика.

В выражениях (П.2.1) и (П.2.2) коэффициент K = 0.2; 0,5; 1 и 2 - число, соответствующее классу точности счетчика;

$$m = \frac{U J \cos\varphi}{U_{ном} J_{ном}} \qquad (П.2.3)$$

- для счетчиков активной энергии;

$$m = \frac{U J \sin\varphi}{U_{ном} \cdot J_{ном}} \qquad (П.2.4)$$

- для счетчиков реактивной энергии,

где U - значение напряжения измерительной цепи;

J - значение силы тока;

$U_{ном}$, $J_{ном}$ - номинальные значения, соответственно, напряжения и силы тока.

Предел допускаемой основной относительной погрешности счетчика нормируют для следующих информативных параметров входного сигнала:

сила тока - от 0,01 номинального тока до $I_{макс}$;

напряжение - (0,85-1,1) $U_{ном}$;

коэффициент мощности $\cos\varphi$ (или $\sin\varphi$) = 0,5 инд. - 1,0 - 0,5 емк.

Вычисленные значения пределов допускаемой относительной погрешности электронных счетчиков (П.2.1)-(П.2.2) приведены в табл. П.2.9.

Графическая интерпретация зависимости пределов допускаемой относительной погрешности $\tilde{\delta}_{CD}$ от тока в измерительной цепи счетчика по ГОСТ 26035-83 приведена на рис. П.2.11.

Таблица П.2.9

Пределы погрешности, выраженной в процентах (для однофазных и многофазных счетчиков с симметричными нагрузками)

$\frac{U}{U_{ном}}$	$\cos\varphi$ ($\sin\varphi$)	$\frac{I}{I_{ном}}$	Пределы погрешности, %, для счетчиков класса точности			
			0,2	0,5	I,0	2,0
I,0	I,0	0,0I	0,58	I,45	2,9	5,8
		0,02	0,38	0,95	I,9	3,8
		0,05	0,26	0,65	I,3	2,6
		0,I	0,22	0,55	I,I	2,2
		0,2–$I_{макс}$	0,2	0,5	I,0	2,0
	0,5	0,0I	не нормируют			
		0,02	0,58	I,45	2,9	5,8
		0,05	0,34	0,85	I,7	3,4
		0,I	0,26	0,65	I,3	2,6
		0,2	0,22	0,55	I,I	2,2
		0,4–$I_{макс}$	0,2	0,5	I,0	2,0
0,85	I,0	0,0I	не нормируют			
		0,02	0,42	I,03	2,08	4,I6
		0,05	0,27	0,68	I,37	2,74
		0,I	0,22	0,57	I,I4	2,27
		0,2	0,2	0,5I	I,02	2,04
		0,25–$I_{макс}$	0,2	0,5	I,0	2,0
	0,5	0,0I	не нормируют			
		0,025	0,56	I,39	2,78	5,56
		0,05	0,38	0,95	I,9	3,8
		0,I	0,27	0,68	I,37	2,74
		0,2	0,22	0,57	I,I4	2,27
		0,4	0,2	0,5I	I,02	2,04
		0,5–$I_{макс}$	0,2	0,5	I,0	2,0
I,I	I,0	0,0I	0,54	I,36	2,72	5,44
		0,02	0,36	0,9	I,8I	3,62
		0,05	0,25	0,63	I,26	2,53
		0,I	0,22	0,53	I,08	2,I6
		0,2–$I_{макс}$	0,2	0,5	I,0	2,0
	0,5	0,0I	не нормируют			
		0,02	0,54	I,36	2,72	5,44
		0,05	0,32	0,8I	I,63	3,25
		0,I	0,25	0,63	I,26	2,52
		0,2	0,22	0,53	I,08	2,I6
		0,4–$I_{макс}$	0,2	0,5	I,0	2,0

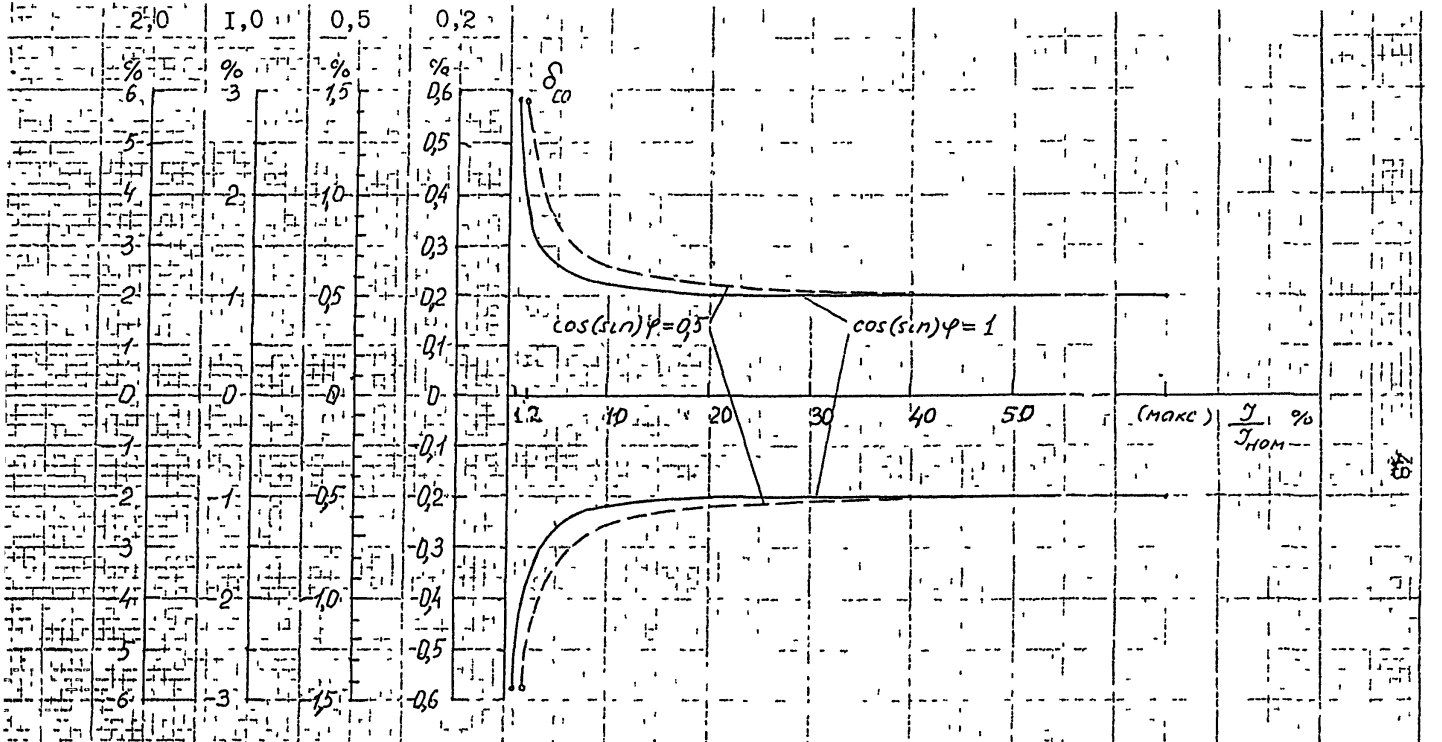

Рис. П.2.11 Пределы допускаемой относительной погрешности электронных счетчиков активной энергии по ГОСТ-26035-83.

П.2.6. Индукционные счетчики активной и реактивной электроэнергии по ГОСТ 6570-75

Согласно ГОСТ 6570-75 предел допускаемой относительной погрешности индукционных счетчиков нормируют в диапазоне значений тока в измерительной цепи счетчика:

активной электроэнергии - от $I_{мин}$ = 5 % номинального тока при $\cos\varphi$ = I,0 и от $I_{мин}$ = I0 % номинального тока при $\cos\varphi$ = 0,5 инд., 0,8 емк. до максимального $I_{макс}$ значения тока включительно (табл. П.2.I0);

реактивной электроэнергии - от $I_{мин}$ = I0 % номинального тока при $\sin\varphi$ = I,0 и от $I_{мин}$ = 20 % номинального тока при $\sin\varphi$ = 0,5 инд. (емк) до максимального $I_{макс}$ значения тока включительно (табл. П.2.II).

Пределы допускаемой относительной погрешности индукционного счетчика электроэнергии $\delta_{со}$ в зависимости от тока в измерительной цепи (табл. П.2.I0-П.2.II) можно представить в графическом виде. При этом погрешности индукционных счетчиков находятся во внутренней зоне, ограниченной ломаными линиями, состоящими из отрезков, проведенных через точки допускаемых погрешностей.

Пределы допускаемой относительной погрешности индукционных счетчиков активной электроэнергии классов точности 0,5;I,0 и 2,0 в зависимости от тока в измерительной цепи приведены на рис. П.2.

Пределы допускаемой относительной погрешности индукционных счетчиков реактивной электроэнергии классов точности I,5; 2,0 и 3,0 в зависимости от тока в измерительной цепи приведены на рис. П.2.I3.

Таблица П.2.10

Предель погрешности, выраженной в процентах (для однофазных и многофазных счетчиков с симметричными нагрузками и при симметричном трехфазном напряжении). Активная энергия

Значение тока	Коэффициент мощности	Пределы погрешности, %, для счетчиков класса точности		
		0,5	I,0	2,0
$0,05I_{ном}$	I	±I,0	±I,5	±2,5
От $0,1I_{ном}$ до $I_{макс}$ включит.	I	±0,5	±I,0	±2,0
$0,1I_{ном}$	0,5 инд.	±I,3	±I,5	±2,5
$0,1I_{ном}$	0,8 емк.	±I,3	±I,5	-
От $0,2I_{ном}$ до $I_{макс}$ включит.	0,5 инд.	±0,8	±I,0	±2,0
От $0,2I_{ном}$ до $I_{макс}$ включит.	0,8 емк.	±0,8	±I,0	-

Таблица П.2.11

Предель погрешности, выраженной в процентах (для однофазных и многофазных счетчиков с симметричными нагрузками и при симметричном трехфазном напряжении). Реактивная энергия

Значение тока	Коэффициент мощности	Пределы погрешности, %, для счетчиков класса точности		
		I,5	2,0	3,0
$0,1I_{ном}$	I	±2,5	±3,0	±4,0
От $0,2I_{ном}$ до $I_{макс}$ включит.	I	±I,5	±2,0	±3,0
От $0,2I_{ном}$ до $I_{макс}$ включит.	0,5 инд. (емк.)	±I,5	±2,0	±3,0

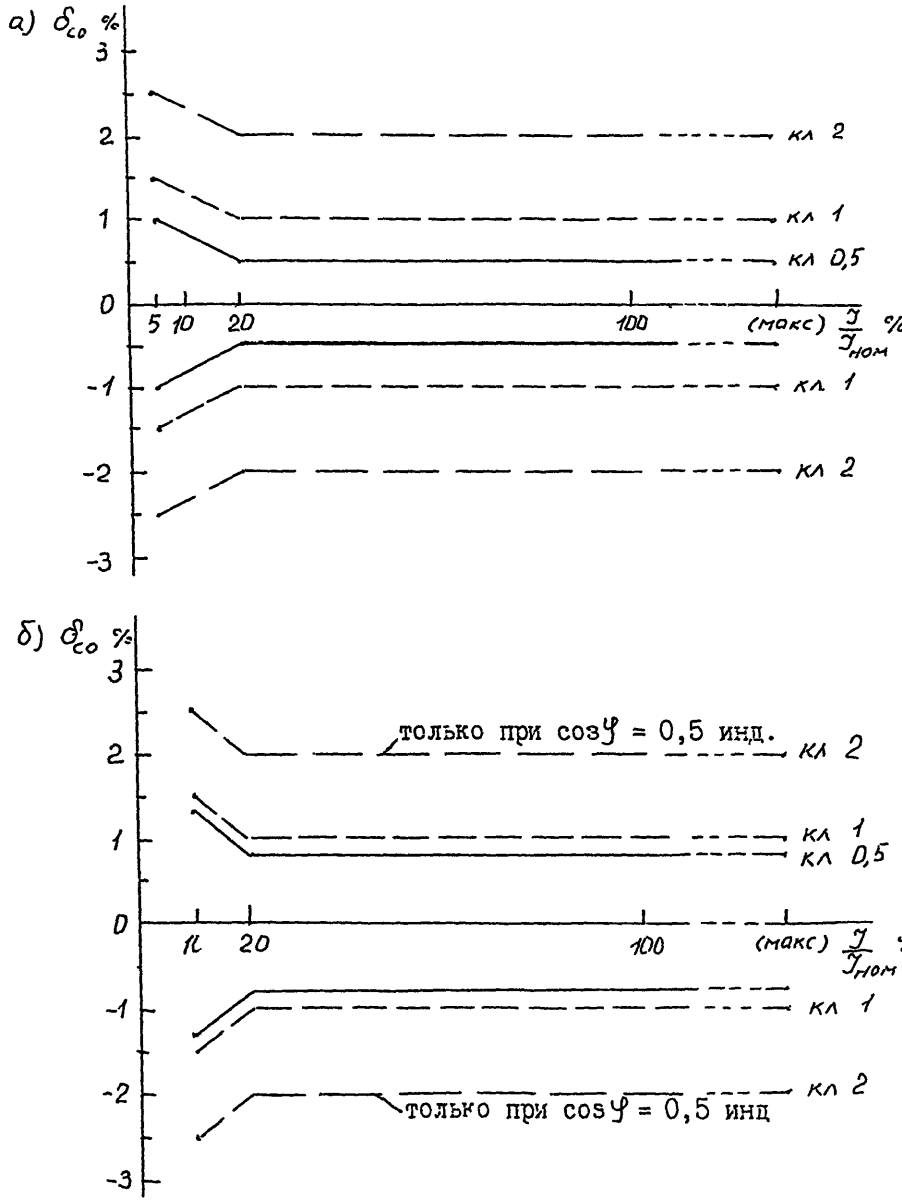

Рис. П.2.I2 Пределы допускаемой относительной погрешности индукционных счетчиков активной энергии по ГОСТ 6570-75

а) при cosφ = I;

б) при cosφ = 0,5 инд., 0,8 емк.

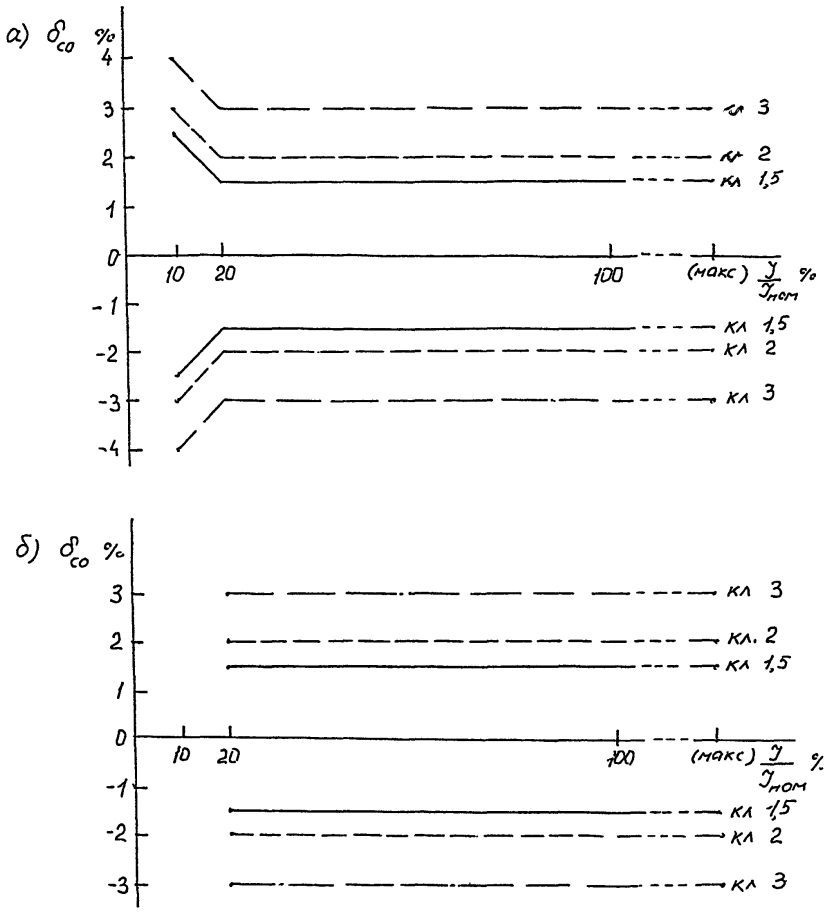

Рис П.2 I3. Пределы допускаемой относительной погрешности индукционных счетчиков реактивной энергии по ГОСТ 6570-75:

а) при $\sin\varphi = 1$;

б) при $\sin\varphi = 0{,}5$ инд. (емк.).

Приложение 3
(рекомендуемое)

ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО " .. -ЭНЕРГО"
(или энергопредприятие)

СОГЛАСОВАНО
(заполняется при необходимости согласования МВИ. Например:
СОГЛАСОВАНО
Главный инженер управления "Энергосбыт" ОАО-энерго

_____ _____
(подпись) (Ф.И.О.)

___ _____ ____)
(дата)

УТВЕРЖДАЮ
Главный инженер ОАО-энерго
(или главный инженер энергопредприятия)

_____ _____
(подпись) (Ф.И.О.)

___ _____ ____
(дата)

МЕТОДИКА ВЫПОЛНЕНИЯ ИЗМЕРЕНИЙ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ И МОЩНОСТИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ АСКУЭ НА _____

_____
(указывают наименование энергообъекта)

СОГЛАСОВАНО
(например:
Директор территориального органа Госстандарта России - ЦСМ

_____ _____
(подпись) (Ф.И.О.)

___ _____ ____)
(дата)

_____ _____
(место) (дата-год)

РАЗРАБОТАНО Базовой организацией метрологичечкой службы ОАО-энерго (или метрологической службой энергопредприятия)

ИСПОЛНИТЕЛИ _____
(указывают Ф.И.О. исполнителей)

УТВЕРЖДЕНО Главным инженером ОАО-энерго (или энергопредприятия) _____ ___ _____ ____
(Ф.И.О.) (дата)

СОГЛАСОВАНО _____ _____ ___ _____ ____
(должность) (Ф.И.О.) (дата)

МВИ аттестована АО "Научно-исследовательский институт электроэнергетики" (АО ВНИИЭ) ____ _____ _____ . Свидетельство об аттестации МВИ № ____. (дата)

Настоящий документ устанавливает методику выполнения измерений (далее - МВИ) активной и реактивной электроэнергии и мощности на энергопредприятии _____

(наименование энергопредприятия)

с использованием автоматизированной системы контроля и учета электроэнергии и мощности (далее - АСКУЭ).

Вновь вводимые в составе АСКУЭ измерительные каналы используют действующие в настоящее время на энергопредприятии методы и средства измерений, вспомогательные устройства и оборудование.

МВИ устанавливает совокупность операций и правил, выполнение которых обеспечивает получение результатов измерений с известной погрешностью при коммерческом учете электроэнергии и мощности.

МВИ обязательна к исполнению персоналом энергопредприятия.

I. ТРЕБОВАНИЯ К ПОГРЕШНОСТИ ИЗМЕРЕНИЙ

I.I Измерения электроэнергии и мощности осуществляют с погрешностью, обеспечиваемой как вновь вводимыми счетчиками электроэнергии и устройствами сбора и передачи данных, так и действующими в настоящее время на энергопредприятии измерительными трансформаторами и линиями присоединения счетчиков к ТН.

I.2 За погрешность измерений в точке учета электроэнергии и мощности принимают согласно РД 34.II.II4-98 предел допускаемой относительной погрешности измерительного канала (далее - ИК) в предусмотренных рабочих условиях применения АСКУЭ и при доверительной вероятности, равной 0,95.

I.3 Пределы допускаемых относительных погрешностей измерительных каналов АСКУЭ должны соответствовать данным, приведенным в табл. П.3.I.

I.4 Требования к суммарным погрешностям групп измерительных каналов АСКУЭ в настоящей МВИ не предъявляют.

2. СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ, ВСПОМОГАТЕЛЬНЫЕ УСТРОЙСТВА

2.I При проведении измерений по данной МВИ применяют средства измерений (далее - СИ) и другие технические средства, приведенные в табл. П.3.2-П.3.5.

Таблица П.3.I

Пределы допускаемых относительных погрешностей измерительных каналов АСКУЭ (приписанные погрешности)

Канал учета		Предел допускаемой относительной погрешности измерительного канала, %	
номер ИК	наименование объекта учета (контролируемого присоединения)	измерения активной электроэнергии и мощности	измерения реактивной электроэнергии и мощности
I	Ячейка №I	4,0	6,0
2	Ячейка №2	5,0	8,0
3	Ячейка №3	4;0	6,0
4	Ячейка №4	5,0	8,0
5	Ячейка №5	4,0	6,0
6	Ячейка №6	5,0	8,0
7	Ячейка №7	4,0	5,0
8	Ячейка №8	4,0	6,0
9	Ячейка №9	4,0	5,0
I0	Ячейка №I0	4,0	6,0
II	Ячейка №II	4,0	5,0
I2	Ячейка №I2	4,0	6,0

Таблица П.3.2

Трансформаторы тока и напряжения

Канал учета		Средство измерений		Наименование измеряемой величины
номер ИК	наименование объекта учета (по документации энергопредприятия)	номер по схеме (документ энергопредприятия), вид СИ	обозначение, тип, стандарт, технические условия либо метрологические характеристики	
I	2	3	4	5
I	Ячейка №I	2TH, трансформатор напряжения	НТМИ-I0 K_U = 60; класс точн. 0,5; зав. №3046	Электроэнергия активная и реактивная, средняя мощность активная и реактивная
		5TTa, трансформатор тока	ТШЛ-I0 2000/5 А; класс точн. 0,5; зав. №5332	
		5TTв, трансформатор тока	ТШЛ-I0 2000/5 А; класс точн. 0,5; зав. №5334	
		5TTc, трансформатор тока	ТШЛ-I0 2000/5 А; класс точн. 0,5; зав. №5364	
2	Ячейка №2	ITH, трансформатор напряжения	НТМИ-6-66 K_U = 60; класс точн. 0,5; зав. №3970	То же
		ITTa, трансформатор тока	ТЛЛ-I0 400/5 А; класс точн. 0,5; зав. №20657	
		ITTв, трансформатор тока	ТЛЛ-I0 400/5 А; класс точн. 0,5; зав. № №20644	

Таблица П.3.2
(окончание)

I	2	3	4	5
3, 5, 7, 9 и II	Ячейки №№3, 5, 7, 9 и II	Данные о ячейках №№3, 5, 7, 9 и II аналогичны данным о ячейке №I		
4, 6, 8, I0 и I2	Ячейки №№4, 6, 8, I0 и I2	Данные о ячейках №№4, 6, 8, I0 и I2 аналогичны данным о ячейке №2		

Таблица П.3.3

Счетчики электроэнергии

Канал учета		Средство измерений		Наименование измеряемой величины
номер ИК	наименование объекта учета (по документации энергопредприятия)	номер по схеме (документ энергопредприятия), вид СИ	обозначение, тип, стандарт, технические условия либо метрологические характеристики	
I-6	Ячейки №№I-6	Сч.№I-Сч.№6, счетчики электроэнергии электронные	ХИТОН Х3QU-3КМЕ-Т2-хх ТУ 4228-00I-2I490327-96 кл. точн. I,0 для активной энергии; кл. точн. 2,0 для реакт. энергии; $I_{ном}$ = 5 А; $I_{макс}$ = I50%$I_{ном}$	Электроэнергия активная и реактивная мощность средняя активная и реактивная
7-I2	Ячейки №№7-I2	Сч.№7-Сч.№I2, счетчики электроэнергии электронные	ХИТОН Х2QU-3КМЕ-Т2-хх ТУ - см. выше кл. точн. 0,5 для активной энергии; кл. точн. I,0 для реакт. энергии; $I_{ном}$ = 5 А; $I_{макс}$ = I50%$I_{ном}$	То же

Примечания:

1. Справочное для разработчика МВИ: счетчики типа ХИТОН являются многофункциональными. Предназначены для расчетного (коммерческого) и технического учета активной и реактивной энергии и мощности, а также для использования в составе АСКУЭ.

2. В табл. П.3.3 или в отдельной таблице указывают параметры вспомогательных устройств. Например, параметры линий присоединения счетчиков к ТН: марка (тип) кабеля (провода), его длину, сечение, материал, удельное сопротивление и другое. Для этой цели могут быть использованы данные, указанные в паспорте-протоколе измерительного канала (комплекса), заполняемого в соответствии с указаниями РД 34.09.101-94.

Таблица П.3.4

Устройства сбора и передачи данных

Канал учета		Средство измерений		Наименование измеряемой величины
номер ИК	наименование объекта учета (по документации энергопредприятия)	номер по схеме (документ энергопредприятия), вид СИ	обозначение, тип, стандарт, технические условия либо метрологические характеристики	
I-6	Ячейки №№I-6	К1	Концентратор $\delta_{пи} = 0$	Электроэнергия и мощность, выраженные в цифровом коде на выходе счетчиков типа ХИТОН
7-8	Ячейки №№7 и 8	К2	$\delta_{ни} = 0{,}01$ %	
9-10	Ячейки №№9 и 10	К3	$\delta_{т} = 0{,}0005$ %	
11-12	Ячейки №№11 и 12	К4	$\delta_{тр} = 0{,}001$ %	
			$\delta_{уд} = 0$	

где $\delta_{пи}$ – погрешность перевода числа импульсов в именованные величины;

$\delta_{ни}$ – погрешность накопления информации;

$\delta_{т}$ – среднесуточная погрешность измерений текущего астрономического времени;

$\delta_{тр}$ – погрешность рассинхронизации при измерении текущего астрономического времени;

$\delta_{уд}$ – дополнительные погрешности от влияния внешних величин.

Примечание (справочное для разработчика МВИ). Концентраторы К1-К4 входят в состав программно-аппаратного комплекса КОРОНА-1, предназначенного для многоуровневых АСКУЭ (ТУ 4228-003-21490327-98)

Таблица П.3.5

Средства измерений параметров контролируемых присоединений и влияющих величин

Канал учета		Средство измерений		Наименование измеряемой величины	Примечание
номер ИК	наименование объекта учета (по документации энергопредприятия)	номер по схеме	обозначение, тип, стандарт, ТУ либо метрологические характеристики		
I-I2	Ячейки №№I-I2		Амперметр... 0,05-I0 А; погр. ±I,5 %	Ток во вторичной обмотке ТТ и в измерительной цепи счетчика	Параметр контролируемого присоединения
			Вольтметр... 50-I20 В; погр. ±I,5 %	Напряжение на вторичной обмотке ТН	То же
			Фазометр... 0,5е-I-0,5и; погр. ±3 %	Коэффициент мощности	то же
			Частотомер... 40-60 Гц; погр. 0,02 %	Частота сети	Влияющая величина
			Термометр... от минус 20 до плюс 40 °С; погр. ±I °С	Температура окружающего воздуха	То же
			.....		

Примечание (справочное для разработчика МВИ). Для измерений тока, напряжения и коэффициента мощности может быть использован счетчик электроэнергии типа ХИТОН, обеспечивающий наряду с измерениями основных величин - электроэнергии и мощности - поочередное измерение вспомогательных величин - тока, напряжения и $\cos\varphi$. Результаты измерений передаются в цифровом коде по телеметрическому каналу на УСПД (табл. П.3.4).

3. МЕТОДЫ ИЗМЕРЕНИЙ

3.I Измерения электроэнергии выполняют интегрированием по времени мощности контролируемого присоединения (объекта учета) при помощи счетчика электроэнергии типа ХИТОН.

3.2 Измерения среднего значения мощности счетчиком типа ХИТОН выполняют умножением входных сигналов тока и напряжения при помощи элемента Холла.

3.3 Результаты измерений электроэнергии и мощности, получаемые в виде аналоговых сигналов, преобразуются счетчиком типа ХИТОН в частоту следования импульсов и передаются по линиям и/или каналам связи в цифровом двоичном коде на устройство сбора и передачи данных типа ПАК КОРОНА-I.

4. ТРЕБОВАНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ

4.I При выполнении измерений по данной МВИ должны соблюдаться требования безопасности, указанные в РД I53-34.0-II.209-99.

5. ТРЕБОВАНИЯ К КВАЛИФИКАЦИИ ОПЕРАТОРОВ

5.I При выполнении измерений по данной МВИ должны выполняться требования к квалификации операторов, указанные в РД I53-34.0-II.209-99.

6. УСЛОВИЯ ИЗМЕРЕНИЙ

6.I При выполнении измерений соблюдают условия, приведенные в табл. П.3.6.

6.2 Условия измерений измерительными каналами №№3, 5, 7, 9 и II аналогичны условиям измерений измерительным каналом №I (табл. П.3.6).

6.3 Условия измерений измерительными каналами №№4, 6, 8, I0 и I2 аналогичны условиям измерений измерительным каналом №2 (табл. П.3.6).

7. ПОДГОТОВКА К ВЫПОЛНЕНИЮ ИЗМЕРЕНИЙ

7.I При подготовке к выполнению измерений по данной МВИ проводят работы, указанные в п. 7.2 РД I53-34.0-II.209-99 и/или в документации на АСКУЭ.

Таблица П.3.6

Условия измерений электроэнергии и мощности

Канал учета		Влияющие факторы			
Номер ИК	Объект учета	Наименование параметров объекта учета, влияющих величин	Нормальные (номинальные) значения влияющих факторов	Предельные отклонения	
				допускаемые по ТС на СИ	фактические за расчетный период
I	Ячейка №I	Ток: ТТ	2000/5 А	(5-I20)% $I_{ном}$	(5-8С)% $I_{ном}$
		счетчик	5 А	(I-I50)% $I_{ном}$	(5-80)% $I_{ном}$
		Напряжение: ТН	I0 кВ/I00 В	(80-I20)% $U_{ном}$	(90-II0)% $U_{ном}$
		счетчик	3х57,7/I00 В	(70-I20)% $U_{ном}$	(90-II0)% $U_{ном}$
		Коэффициент мощности:			
		вторичной нагрузки ТТ и ТН	не менее 0,8 инд.	не менее 0,8 инг.	0,8 инд.
		измерительной цепи счетчика	не менее 0,5 инд.	не менее 0,5 инд.	0,8 инд.
		Потери напряжения	не более 0,25 %	0,25 % (по ПУЭ)	0,2 %
		Вторичная нагрузка ТТ и ТН при $\cos\varphi_2 = 0{,}8$ инд.	(25-I00)% от $S_{ном}$	(25-I00)% от $S_{ном}$	90% $S_{ном}$
		Частота: ТТ и ТН	50 Гц	(99-I0I)% от $f_{ном}$	(99-I00)% от $f_{ном}$
		счетчик	50 Гц	(90-I20)% от $f_{ном}$	(99-I00)% от $f_{ном}$
		УСПД	50 Гц	(90-I20)% от $f_{ном}$	(99-I00)% от $f_{ном}$
		Температура окруж. возд.: ТТ и ТН	20 °С	(-40...50) °С	(-20...35) °С
		счетчик	20 °С	(-I0...50) °С	(I0...35) °С
		УСПД	20 °С	(I0...40) °С	(I5...30) °С
2	Ячейка №2	То же Несимметрия напряжения счетчика	То же Симметрия 3-фазных напряжений	То же Одна или две фазы могут быть прерваны	То же Одна фаза 3-ной сети прервана

8. ВЫПОЛНЕНИЕ ИЗМЕРЕНИЙ

8.I При выполнении измерений по данной МВИ производят операции:

(указывают операции по п. 8.I.I РД I53-34.0-II.209-99 и/или в эксплуатационной документации на АСКУЭ).

8.2 В процессе выполнения измерений автоматически фиксируют:

(указывают подлежащие документированию сведения, приведенные в п. 8.2 РДI53-34.0-II.209-99, другие сведения, требуемые по техническим документам на АСКУЭ. Например:

I) при выполнении измерений опрос счетчиков производят в последовательности, соответствующей номерам измерительных каналов, т.е. с I-го по I2-й ИК;

2) учетный период времени измерений электроэнергии составляет I мес.;

3) измерения средней мощности производят в 30-минутном промежутке времени;

4) опрос счетчиков при измерении электроэнергии производят с периодичностью один раз в сутки в 24^{00} часа московского времени;

5) параметры контролируемых присоединений измеряют с периодичностью:

ток - ___ раз в сутки;
напряжение - ___ раз в сутки;
частота - ___ раз в сутки;
коэффициент мощности - ___ раз в сутки;

6) внешние влияющие величины измеряют с периодичностью:
температура окружающего воздуха - ___ раз в сутки;
и другие).

9. ОБРАБОТКА (ВЫЧИСЛЕНИЕ(РЕЗУЛЬТАТОВ ИЗМЕРЕНИЙ

9.I Обработку (вычисление) результатов измерений электроэнергии выполняют следующим образом.

9.I.I Значение электроэнергии за учетный период времени от момента t_i до момента t_{i+1} на каждом контролируемом присоединении вычисляют автоматически по разности ΔN количества импульсов N_{i+1} и N_i на выходе измерительного канала.

9.I.2 Предел допускаемой относительной погрешности измерительного канала при измерении электроэнергии (приписанную характеристику погрешности измерений) вычисляют по формуле

$$\tilde{\delta}_{ИК} = \pm 1{,}1\sqrt{\tilde{\delta}_У^2 + \tilde{\delta}_U^2 + \tilde{\delta}_\varphi^2 + \tilde{\delta}_Л^2 + \tilde{\delta}_{СО}^2 + \sum_{j=1}^{\ell} \tilde{c}_{ij}^2 + \tilde{c}_{УС}^2}, \quad (П.3.I)$$

где δ_I - токовая погрешность ТТ, %;
δ_U - погрешность напряжения ТН, %;
δ_Θ - погрешность трансформаторной схемы подключения счетчика за счет угловых погрешностей ТТ θ_I и ТН θ_U, %;
$\delta_л$ - погрешность из-за потери напряжения в линии присоединения счетчика к ТН, %;
δ_c - относительная погрешность счетчика, %;
δ_j - дополнительная погрешность счетчика от j-й влияющей величины, %;
k - число влияющих величин;
$\delta_{УС}$ - относительная погрешность устройства сбора и передачи данных, %;

При этом:

I) погрешность δ_Θ при измерении активной электроэнергии вычисляют по формуле

$$\delta_\Theta = 0{,}029\sqrt{\theta_I^2+\theta_U^2}\,\frac{\sqrt{1-\cos^2\varphi}}{\cos\varphi} \quad ; \quad (П.3.2)$$

погрешность δ_Θ при измерении реактивной энергии вычисляют по формуле

$$\delta_\Theta = 0{,}029\sqrt{\theta_I^2+\theta_U^2}\,\frac{\cos\varphi}{\sqrt{1-\cos^2\varphi}} \quad , \quad (П.3.3)$$

где θ_I - угловая погрешность ТТ, мин.;
θ_U - угловая погрешность ТН, мин.;
$\cos\varphi$ - коэффициент мощности контролируемого присоединения;

2) дополнительные погрешности счетчика вычисляют по формуле

$$\delta_{cj} = K_j\,\Delta x_j \quad , \quad (П.3.4)$$

где K_j - функция влияния j-й величины;
Δx_j - отклонение j-й величины от ее нормального значения;

3) относительную погрешность УСПД вычисляют по формуле

$$\delta_{УС} = \pm\sqrt{\delta_{пи}^2+\delta_{ни}^2+\delta_T^2+\delta_{т.р}^2+\delta_{ц.д}^2+\delta_{ал}^2}, \quad (П.3.5)$$

где $\delta_{п.и}$ - погрешность перевода числа импульсов в кВт.ч, %;
$\delta_{ни}$ - погрешность накопления информации, %;
δ_T - среднесуточная погрешность измерений текущего астрономического времени, %;

$\tilde{\delta}_{тр}$ - погрешность рассинхронизации при измерении текущего астрономического времени, %;

$\tilde{\delta}_{уд}$ - дополнительные погрешности УСПД от влияния внешних величин, %;

$\tilde{\delta}_{алг}$ - погрешность расчетов по алгоритмам АСКУЭ, %

Дополнительными погрешностями счетчика типа ХИТОН являются:

$\tilde{\delta}_{Ct}$ - температурная погрешность, %;

$\tilde{\delta}_{Cf}$ - погрешность от изменения частоты, %;

$\tilde{\delta}_{CHU}$ - погрешность от несимметрии напряжения (см. табл. П.3.6 для измерительных каналов №№2, 4, 6, 8, IC и I2).

9.2. Обработку (вычисление) результатов измерений мощности выполняют следующим образом.

9.2.I Предел допускаемой относительной погрешности измерительного канала при измерении мощности $\tilde{\delta}_P$ (приписанную характеристику погрешности измерений) вычисляют по формуле

$$\tilde{\delta}_P = \pm 1{,}1\sqrt{\left(\frac{\tilde{\delta}_W}{1{,}1}\right)^2 + \tilde{\delta}_T^2 + \tilde{\delta}_{0.п}^2} \quad , \qquad (П.3.6)$$

где $\tilde{\delta}_W$ - предел допускаемой относительной погрешности измерений электроэнергии, вычисляемый по формуле (П.3.I), %;

$\tilde{\delta}_T$ = 0,0005 % - погрешность измерений текущего времени (табл. П.3.4);

$\tilde{\delta}_{0.п}$ - погрешность измерений значения интервального расхода электроэнергии, обусловленная дискретностью передаточного числа счетчика, вычисляемая по формуле, %,

$$\tilde{\delta}_{0.п} = \frac{6000}{R\ P \cdot T_{уср}} \quad , \qquad (П.3.7)$$

где R - передаточное число счетчика типа ХИТОН, составляющее I6000 имп/кВт.ч;

P - среднее значение мощности на временном интервале $T_{уср}$, кВт;

$T_{уср}$ = 30 мин. - интервал времени усреднения мощности.

9.3 Для проведения расчетов определяем значения составляющих погрешностей $\tilde{\delta}_W$ и $\tilde{\delta}_P$ следующим образом.

9.3.I Измерительный канал №I, ячейка I.

9.3.I.I Трансформатор тока

Токовую погрешность ТТ $\tilde{\delta}_I$ определяем по графику, приведенному на рис. П.2.3 - для ТТ класса точности 0,5 при минимальном то-

ке, равном 5 % от номинального $I_{ном}$ (табл. П.3.6). Получаем: $\delta_I = \pm 1{,}5$ %.

Угловую погрешность ТТ θ_I определяем по графику, приведенному на рис. П.2.3 - для ТТ класса точности 0,5 при минимальном токе, равном 5 % от номинального $I_{ном}$ (табл. П.3.6). Получаем: $\theta_I = \pm 90$ мин.

9.3.I.2 Трансформатор напряжения

Погрешность напряжения ТН δ_U определяем по табл. П.2.2 для ТН класса точности 0,5. Получаем: $\delta_U = \pm 0{,}5$ %.

Угловую погрешность ТН θ_U определяем по табл. П.2.2 для ТН класса точности 0,5. Получаем: $\theta_U = \pm 20$ мин.

9.3.I.3 Погрешность трансформаторной схемы подключения счетчика

Погрешность трансформаторной схемы подключения счетчика δ_θ, возникающую за счет угловых погрешностей ТТ и ТН, определяем по формулам (П.3.2) и (П.3.3) с учетом значений угловых погрешностей θ_I, θ_U и значения $\cos\varphi = 0{,}8$ инд., полученного по результатам измерений на контролируемом присоединении за учетный период (табл. П.3.6). Получаем:

при измерениях активной электроэнергии $\delta_\theta = \pm 2{,}08$ %;

при измерениях реактивной электроэнергии $\delta_\theta = \pm 3{,}69$ %.

9.3.I.4 Погрешность из-за потери напряжения в линии присоединения счетчика к ТН

Погрешность $\delta_л$ определяем по результатам измерений на контролируемом присоединении. Получаем: $\delta_л = 0{,}2$ % (табл. П.3.6).

9.3.I.5 Счетчик электроэнергии

Погрешность счетчика $\delta_{с.о}$ при измерениях активной электроэнергии определяем по графику (рис. П.2.9) - для счетчика класса точности I,0 при $\cos\varphi = I$ и при минимальном токе, равном 5 % от номинального $I_{ном}$ (табл. П.3.6). Получаем: $\delta_{с.о} = \pm 1{,}5$ %.

Примечание. Погрешности счетчика $\delta_{с.о}$ при значении $\cos\varphi = 0{,}8$ инд. и при $\cos\varphi = I$ примерно равны друг другу.

Погрешность рассматриваемого счетчика класса точности I,0 $\delta_{с.о}$ при измерениях реактивной электроэнергии принимаем в соответствии с ГОСТ 30207-94 равной удвоенному значению погрешности $\delta_{с.г}$ при измерениях активной электроэнергии. Тогда для тех же значений минимального тока и $\cos\varphi$ получаем: $\delta_{с.о} = \pm 3{,}0$ %.

Дополнительную температурную погрешность счетчика в соответствии с формулой (П.3.4) вычисляем по формуле

$$\delta_{ct} = K_t \Delta t \quad , \qquad (П.3.8)$$

где K_t = 0,05 %/°С – температурный коэффициент (функция влияния при изменении температуры) счетчика, полученная по паспортным данным счетчика типа ХИТОН;

$\Delta t = |t_{в(н)} - t_{норм}|$ – отклонение температуры окружающего воздуха за учетный период от ее нормального $t_{норм}$ = 20 °С значения.

Из табл. П.3.6 "берем" верхнее $t_в$ = 35 °С и нижнее $t_н$ = 10°С значения температуры и находим два значения ее отклонения от нормальной: $|\Delta t_в|$ = 15 °С и $|\Delta t_н|$ = 10 °С, из которых в дальнейших расчетах учитываем большее по абсолютному значению, т.е. Δt = 15 °

Получаем согласно (П.3.8) значение дополнительной температурной погрешности счетчика: δ_{ct} = 0,05.15 = 0,75 %.

Дополнительную погрешность счетчика при изменении частоты определяем по формуле

$$\delta_{cf} = K_f \cdot \delta_f \quad , \qquad (П.3.9)$$

где K_f = 0,15 %/% – функция влияния при изменении частоты, полученная по паспортным данным счетчика типа ХИТОН;

$\delta_f = \left| \frac{f_{в(н)} - f_{ном}}{f_{ном}} \right| 100\%$ – отклонение частоты за учетный период от ее номинального значения $f_{ном}$ = 50 Гц.

Из табл. П.3.6 находим: δ_f = 1 %. Тогда получаем: δ_{cf} = 0,15

Примечание. Дополнительные погрешности счетчика типа ХИТОН согласно его паспортным данным: при изменении напряжения питающей сети δ_{cU}, от кратковременных перегрузок входным импульсным током $\delta_{c.имп}$, от самонагрева $\delta_{c.нгр}$, от внешнего постоянного $\delta_{c.м=}$ и переменного $\delta_{c.м\sim}$ и высокочастотных $\delta_{c.м.вч}$ магнитных полей и другие по РД 34.11.114-98, ГОСТ 26035-83 и ГОСТ 30207-94 пренебрежимо малы и учтены в основной относительной погрешности счетчика $\delta_{c.0}$.

9.3.1.6 Устройство сбора и передачи данных

Значения составляющих погрешности устройства сбора и передачи данных – программно-аппаратного комплекса типа КОРОНА-I приве-

дены в табл. П.3.4. Учитвая значения данных составляющих погрешности, вычисляем по формуле (П.3.5) погрешность УСПД: $\delta_{у.с}$ = 0,015 %.

9.3.2 Измерительный канал №2, ячейка №2.

Составляющие погрешности измерительного канала №2 являются такими же, что и составляющие погрешности измерительного канала №I (П.3.I). Однако, так как у счетчика измерительного канала №2 одна фаза трехфазной сети прервана (табл. П.3.6), в сумме дополнительных погрешностей счетчика $\sum_{i=1}^{5} \delta_{ci}$ (П.3.I) появляется составляющая погрешности $\delta_{с.нU}$ из-за несимметрии напряжения. Согласно ГОСТ 30207-94 предел данной составляющей погрешности принимают равным удвоенному значению основной относительной погрешности счетчика, т.е. $\delta_{с.нU} = 2\delta_{с.о}$.

Погрешность счетчика $\delta_{с.о}$ класса точности I,0 при минимальном токе, равном 5 % от номинального $I_{ном}$, и $\cos\varphi$ = I равна погрешности $\delta_{с.с}$ счетчика измерительного канала №I (см. п. 9.3.I.5), а именно:

при измерениях активной электроэнергии $\delta_{с.о}$ = ±I,5 %;

при измерениях реактивной электроэнергии $\delta_{с.о}$ = ±3,0 %.

Тогда составляющая погрешности $\delta_{с.нU}$ будет равна:

при измерениях активной электроэнергии $\delta_{с.нU}$ = ±3 %;

при измерениях реактивной электроэнергии $\delta_{с.нU}$ = ±6 %.

9.3.3 Измерительные канала №№3 и 5, ячейки №№3 и 5

Значения составляющих погрешности измерительных каналов №№3 и 5 являются такими же, что и для измерительного канала №I.

9.3.4 Измерительные каналы №№4 и 6, ячейки №№4 и 6

Значения составляющих погрешности измерительных каналов №№4 и 6 являются такими же, что и для измерительного канала №2.

9.3.5 Измерительные каналы №№7, 9 и II, ячейки №№7, 9 и II

Значения составляющих погрешности измерительных каналов №№7, 9 и II, кроме погрешности счетчика $\delta_{с.о}$, являются такими же, что и для измерительного канала №I.

Погрешность счетчика класса точности 0,5 $\delta_{с.о}$ при измерениях реактивной электроэнергии принимаем согласно ГОСТ 30206-94 равной удвоенному значению погрешности $\delta_{с.о}$ при измерениях активной электроэнергии, т.е. принимаем равной I %.

9.3.6 Измерительные каналы №№8, I0 и I2, ячейки №№8, I0 и I2

Значения составляющих погрешности измерительных каналов №№8, I0 и I2 являются такими же, что и составляющие погрешности измерительного канала №7 (см. п. 9.3.5).

Однако, так как у счетчиков измерительных каналов №8, I0 и I2 одна фаза трехфазной сети прервана (табл. П.3.6), в сумме дополнительных погрешностей счетчиков $\sum_{j=1} \delta c_j$ (П.3.I) появляется составляющая погрешности $\delta c.нU$ из-за несимметрии напряжения.

Согласно ГОСТ 30206-94 предел дополнительной погрешности из-за несимметрии напряжения принимают равным удвоенному значению основной относительной погрешности счетчика, т.е. $\delta c.нU = 2\delta c\,o$.

Тогда для измерительных каналов №8, I0 и I2 получаем:

при измерениях активной электроэнергии $\delta c.нU = \pm I$ %;

при измерениях реактивной электроэнергии $\delta c.нU = \pm 2$ %.

9.3.7 При измерениях средней мощности на интервалах усреднения $T_{уср}$ = 30 мин. при передаточном числе счетчика типа ХИТОН R = I6000 имп/кВт.ч и минимальном значении мощности P (минимальном первичном токе ТТ, равном 5 % от номинального $I_{1ном}$) согласно формуле (П.3.7) находим составляющую погрешности $\delta o.п = \pm 0{,}28$ %.

9.3.8 Полученные промежуточные результаты расчетов по пп. 9.3.I-9.3.7 позволяют рассчитать пределы допускаемых относительных погрешностей измерительных каналов №I-I2 при измерениях активной и реактивной электроэнергии и мощности.

Промежуточные и конечные результаты расчетов приведены в табл. П.3.7.

Таблица П.3.7

Промежуточные и конечные результаты расчета пределов допускаемых относительных погрешностей измерительных каналов при измерениях активной и реактивной электроэнергии и мощности

Канал учета		Составляющие погрешности ИК													Погрешность ИК	
Номер ИК	Наименование объекта учета (контролируемого присоединения)	δ_J, %	θ_J, мин.	δ_U, %	θ_U, мин	δ_θ, %		$\delta_л$, %	δ_{i0}, %		δ_{cr}, %	δ_{cf}, %	$\delta_{i,nU}$, %		$\delta_W = \delta_P$, %	
						акт.	реакт.		акт	реакт.			акт.	реакт.	акт.	реакт.
I	Ячейка №I	I,5	90	0,5	20	2,08	3,69	0,2	I,5	3,0	0,75	0,I5	-	-	±3,4	±5,6
2	Ячейка №2	I,5	90	0,5	20	2,08	3,69	0,2	I,5	3,0	0,75	0,I5	3,0	6,0	±4,7	±7,4
3	Ячейка №3	I,5	90	0,5	20	2,08	3,69	0,2	I,5	3,0	0,75	0,I5	-	-	±3,4	±5,6
4	Ячейка №4	I,5	90	0,5	20	2,08	3,69	0,2	I,5	3,0	0,75	0,I5	3,0	6,0	±4,7	±7,4
5	Ячейка №5	I,5	90	0,5	20	2,08	3,69	0,2	I,5	3,0	0,75	0,I5	-	-	±3,4	±5,6
6	Ячейка №6	I,5	90	0,5	20	2,08	3,69	0,2	I,5	3,0	0,75	0,I5	3,0	6,0	±4,7	±7,4
7	Ячейка №7	I,5	90	0,5	20	2,08	3,69	0,2	0,5	I,0	0,75	0,I5	-	-	±3,I	±4,6
8	Ячейка №8	I,5	90	0,5	20	2,08	3,69	0,2	0,5	I,0	0,75	0,I5	I,0	2,0	±3,3	±5,1
9	Ячейка №9	I,5	90	0,5	20	2,08	3,69	0,2	0,5	I,0	0,75	0,I5	-	-	±3,I	±4,6
I0	Ячейка №I0	I,5	90	0,5	20	2,08	3,69	0,2	0,5	I,0	0,75	0,I5	I,0	2,0	±3,3	±5,I
II	Ячейка №II	I,5	90	0,5	20	2,08	3,69	0,2	0,5	I,0	0,75	0,I5	-	-	±3,I	±4,6
I2	Ячейка №I2	I,5	90	0,5	20	2,08	3,69	0,2	0,5	I,0	0,75	0,I5	I,0	2,0	±3,3	±5,I

Примечание. При расчетах погрешности измерительных каналов δ_P учитывалась также составляющая погрешности $\delta_{0.n}$ (П.3.7). Однако ввиду ее малой значимости в конечных результатах расчетов (табл. П.3.7) принято $\delta_W = \delta_P$.

I0. ОФОРМЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ИЗМЕРЕНИЙ

I0.I Результаты измерений оформляют в виде документов (протоколов) по форме, установленной на энергообъекте.

I0.2 Документы по п. I0.I могут быть исполнены на твердом и/или бумажном носителях.

Примечание. При оформлении результатов измерений учитывают рекомендации п. I0 РД I53-34.0-II.209-99.

II. КОНТРОЛЬ ТОЧНОСТИ РЕЗУЛЬТАТОВ ИЗМЕРЕНИЙ

II.I Целью контроля точности результатов измерений является проверка правильности выполнения операций и соблюдения правил измерений, регламентированных настоящей МВИ, о также проверка удовлетворения требований к приписанным значениям погрешностей измерительных каналов АСКУЭ по разделу I настоящей МВИ.

II.2 Задачами контроля точности являются проверки:

наличия действующего свидетельства о поверке АСКУЭ;

наличия действующих свидетельств о поверке СИ, входящих в измерительные каналы АСКУЭ;

отсутствия несанкционированных изменений схем вторичных цепей ТТ и ТН;

отсутствия несанкционированных замен СИ в составе АСКУЭ;

соблюдения условий применения СИ (табл. П.3.6);

соблюдения требований к параметрам контролируемых присоединений (табл. П.3.6);

погрешности из-за потерь напряжения в линиях присоединения счетчиков к ТН;

регламентированного алгоритма работы АСКУЭ (п. 8);

правильности обработки (вычисления) результатов измерений (п.

II.3 Периодический контроль проводят один раз в пять лет

II.4. Оперативный контроль проводят в случаях, предусмотренных в РД I53-34.0-II.209-99, или в случаях, предусмотренных спецификой системы учета электроэнергии и/или мощности на энергообъект

II.5 Выявленные при контроле точности нарушения требований настоящей МВИ должны быть устранены в соответствии с п. II.7 РД I53-34.0-II.209-99.

II.6 После замены СИ в измерительном канале должны быть выполнены работы, предусмотренные в п. II.8 РД I53-34.0-II.209-99. При этом поверка (калибровка) измерительного канала, а также пере оформление настоящей МВИ в целом не требуются.

Приложение П.3.I

Список
документов, на которые даны ссылки в МВИ

Обозначение	Наименование	Номер пункта МВИ
РД 34.II.II4-98	Автоматизированные системы контроля и учета электроэнергии и мощности. Основные метрологические характеристики. Общие требования. - М.: РАО "ЕЭС России", I998.	I.2; 9.3.I.5
РД 34.09.I0I-94	Типовая инструкция по учету электроэнергии при ее производстве передаче и распределении. - М.: РАО "ЕЭС России", СПО ОРГРЭС, I995.	2.I
ТУ 4228-00I-2I490327-96	Счетчик многофункциональный электронный электрической энергии типа ХИТОН. Технические условия	2.I; 9.3.I.5
ТУ 4228-003-2I490327-98	Программно-аппаратный комплекс многоуровневых автоматизированных систем контроля и учета электроэнергии и мощности КОРОНА-I. Технические условия	2.I
ГОСТ 26035-83	Счетчики электрической энергии переменного тока электронные. Общие технические условия	2.I; 9.3.I.5
ГОСТ 30206-94	Статические счетчики ватт-часов активной энергии переменного тока (классы точности 0,2S и 0,5S)	2.I; 9.3.I.5
ГОСТ 30207-94	Статические счетчики ватт-часов активной энергии переменного тока (классы точности I и 2)	2.I; 9.3.I.5
РД I53-34.0-II.209-99	Автоматизированные системы контроля и учета электроэнергии и мощности. Типовая методика выполнения измерений электроэнергии и мощности	4.I; 5.I; 7.I; 8.I; 8.2; I0.2, II.4-II.6

ОГЛАВЛЕНИЕ

лист

I. Требования к погрешности измерений .....
2. Средства измерений, вспомогательные устройства .....
3. Методы измерений .....
4. Требования безопасности .....
5. Требования к квалификации операторов .....
6. Условия измерений .....
7. Подготовка к выполнению измерений .....
8. Выполнение измерений .....
9. Обработка (вычисление) результатов измерений .....
I0. Оформление результатов измерений .....
II. Контроль точности результатов измерений .....

Приложение 4
(обязательное)

Лист регистрации изменений

Номер изменения	Номера листов, страниц				Всего листов (страниц) в МВИ	Подпись	Дата
	измененных	замененных	новых	аннулированных			
I	2	3	4	5	6	7	8

Примечание. Изменение, внесенное в МВИ, удостоверяет своей подписью лицо, утвердившее МВИ энергообъекта.

Приложение 5

Список
документов, на которые даны ссылки в МВИ

Обозначение	Наименование	Номер пункта МВИ
I	2	3
	Закон РФ об обеспечении единства измерений	Вводная часть
ГОСТ Р 8.563-96	ГСИ. Методики выполнения измерений	Вводная часть; I.6
РД 34.II.II4-98	Автоматизированные системы контроля и учета электроэнергии и мощности. Основные метрологические характеристики. Общие требования. - М.: РАО "ЕЭС России", I998	I.I; I.2; I.6; 9.I.2, 9.I.5.3; Приложение 3
РД 34.II.32I-96	Нормы погрешности измерений технологических параметров тепловых электростанций и подстанций. - М.: ВТИ, I997	I.3; I.6; 9.2.2 Приложение I
	Правила устройства электроустановок. - 6-е изд., перераб. и доп. - М.: Энергоатомиздат, I985	2.4; 2.4.I
РД 34.II.I0I-94	Типовая инструкция по учету электроэнергии при ее производстве, передаче и распределении. - М.: СПО ОРГРЭС, I995	2.I; 2.4.2; 7.2.2; II.3, Приложение 3
ГОСТ [illegible]-89	Трансформаторы тока. Общие технические условия	2.5; 9.I.2; 9.I.4; 9.I.5.4 Приложение 2
ГОСТ I883-89	Трансформаторы напряжения. Общие технические условия	2.5; 9.I.2; 9.I.4, 9.I.5.4 Приложение 2
ГОСТ 6570-75	Счетчики электрические активной и реактивной энергии индукционные. Общие технические условия	2.5; 9.I.4; 9.I.5.4, Приложение 2

I	2	3
ГОСТ 26035-83	Счетчики электрической энергии переменного тока электронные. Общие технические условия	2.5; 9.I.4; 9.I.5 4, Приложение 2, Приложение 3
ГОСТ 30206-94 (МЭК 687-92)	Статические счетчики ватт-часов активной энергии переменного тока (классы точности 0,2S и 0,5S)	2.5, 9.I.4; 9.I.5.4; Приложение 2, Приложение 3
ГОСТ 30207-94 МЭК I036-90)	Статические счетчики ватт-часов активной энергии переменного тока (классы точности I и 2)	2.5; 9.I.4; 9.I.5.4; Приложение 2; Приложение 3
МИ I967-89	ГСИ. Выбор методов и средств измерений при разработке методик выполнения измерений. Общие положения	2.6
ГОСТ I2.3.0I9-80	Испытания и измерения электрические. Общие требования безопасности	4.I
ГОСТ I2.2.007.0-75	Изделия электротехнические. Общие требования безопасности	4.I; 4.2; 4.3 4.6
	Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей РФ. - М.: СПО ОРГРЭС, I996	4.I; 5.I
	Правила эксплуатации электроустановок потребителей. - М.: Энергоатомиздат, I992	4.I; 5.I
	Правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей. - М.: Энергоатомиздат, I989	4.I; 5.I
	Правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок. - М.: Энергоатомиздат, I987	4.I; 5.I
ГОСТ I2.2.007.3-75	ССБТ.Электротехнические устройства на напряжение свыше I000 В. Требования безопасности	4.2

I	2	3
ГОСТ 22261-94	Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия	4.3
ГОСТ 12.1.038-82	ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов	4.3
ГОСТ 26104-89	Средства измерений электронные. Технические требования в части безопасности. Методы испытаний	4.3; 4.6
ГОСТ 12.2.003-74	Оборудование производственное. Общие требования безопасности	4.6
	Инструкция по проверке трансформаторов напряжения и их вторичных цепей. - М.: СПО Союзтехэнерго, 1979	7.1.6
РД 34.11.325-90	Методические указания по определению погрешности измерений активной электроэнергии при ее производстве и распределении. - М.: СПО ОРГРЭС, 1991	9.4
МИ 1317-86	ГСИ. Методические указания. Результаты и характеристики погрешности измерений. Формы представления. Способы использования при испытаниях образцов продукции и контроле их параметров	9.4

ОГЛАВЛЕНИЕ

I. Требования к погрешности измерений 4
2. Средства измерений, вспомогательные устройства 5
3. Методы измерений 8
4. Требования безопасности 8
5. Требования к квалификации операторов 9
6. Условия измерений 9
7. Подготовка к выполнению измерений I
8. Выполнение измерений I
9. Обработка (вычисление) результатов измерений I
I0. Оформление результатов измерений 2
II. Контроль точности результатов измерений 2
Приложение I. Нормы погрешности измерений электроэнергии и электрической мощности (по РД 34.II.32I-96)..
Приложение 2. Пределы допускаемых погрешностей трансформаторов тока и счетчиков электроэнергии в зависимости от тока. Погрешности трансформаторов напряжения 2
Приложение 3. Методика выполнения измерений электроэнергии и мощности с использованием АСКУЭ на энергообъекте 5
Приложение 4. Лист регистрации изменений 7
Приложение 5. Список документов, на которые даны ссылки в МВИ 7

gost.e-ecolog.ru