РОССИЙСКОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО ЭНЕРГЕТИКИ
И ЭЛЕКТРИФИКАЦИИ "ЕЭС РОССИИ"

СОГЛАСОВАНО
Начальник Департамента
науки и техники
РАО "ЕЭС России"
А.П.Берсенев
28.1.04 1997 г.

СОГЛАСОВАНО
Директор Дирекции по
внедрению автоматизированных
измерительно-расчетных систем
РАО "ЕЭС России"
В.В.Стан
1997 г.

УТВЕРЖДАЮ
Вице-президент
РАО "ЕЭС России"
О.А.Кичитин
1997

ТИПОВАЯ МЕТОДИКА ВЫПОЛНЕНИЯ ИЗМЕРЕНИЙ КОЛИЧЕСТВА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ

РД 34.11.333-97

РАЗРАБОТАНО
Генеральный директор
АО ВНИИЭ
Д.С.Савваитов
27 02 1997 г.

Директор ВНИИМС
Н.И.Асташенков
1997 г.

г.Москва - 1997

gost.e-ecolog.ru

РОССИЙСКОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО ЭНЕРГЕТИКИ
И ЭЛЕКТРИФИКАЦИИ "ЕЭС РОССИИ"

ТИПОВАЯ МЕТОДИКА ВЫПОЛНЕНИЯ ИЗМЕРЕНИЙ КОЛИЧЕСТВА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ

РД 34.11.333-97

Москва 1997

РАЗРАБОТАНО Акционерным обществом "Научно-исследовательский институт электроэнергетики" (АО ВНИИЭ); Всероссийским научно-исследовательским институтом метрологической службы (ВНИИМС)

ИСПОЛНИТЕЛИ Я.Т.Загорский, Ю.Е.Жданова (АО ВНИИЭ), В.В.Новиков (ВНИИМС)

УТВЕРЖДЕНО РАО "ЕЭС России" 15.05.97
Вице-президент О.А.Никитин

СОГЛАСОВАНО Департамент науки и техники РАО "ЕЭС России" 28.04.97
Начальник А.П.*Берсенев*
Дирекция по внедрению автоматизированных измерительно-расчетных систем РАО "ЕЭС России" 28.02.97
Директор В.В.Стан

ИВИ аттестована АО ВНИИЭ 18 апреля 1997 г.

УДК 621.311.(083.96)

УЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ И МОЩНОСТИ НА ЭНЕРГООБЪЕКТАХ

Типовая методика выполнения измерений количества электрической энергии

РД 34.11.333-97

Введено в действие с 1.06.97

Настоящий документ устанавливает Типовую методику выполнения измерений (далее - МВИ) количества активной и реактивной электрической энергии (далее - электроэнергия) при ее производстве, передаче и распределении на электростанциях, подстанциях, линиях электропередачи и других энергообъектах РАО "ЕЭС России" и АО-энерго.

МВИ распространяется на измерения электроэнергии с использованием счетчиков активной или реактивной электроэнергии, установленных на энергообъектах в соответствии с требованиями "Правил устройства электроустановок" (ПУЭ) и "Типовой инструкции по учету электроэнергии при ее производстве, передаче и распределении" РД 34.09.101-94.

МВИ не распространяется на измерения, проводимые с использованием автоматизированных систем контроля и учета электроэнергии.

МВИ предназначена для персонала энергообъектов РАО "ЕЭС России" и АО-энерго.

При внедрении настоящей МВИ могут быть разработаны МВИ энергообъектов или МВИ для группы энергообъектов (далее - МВИ энергообъекта), содержащие совокупность операций и правил, выполнение которых обеспечивает получение результатов измерений с известной (или требуемой) погрешностью. МВИ энергообъекта могут конкретизировать отдельные положения настоящей МВИ применительно к условиям и структуре системы учета электроэнергии на энергообъекте. При коммерческом учете электроэнергии МВИ энергообъекта подлежит аттестации в соответствии с ГОСТ Р 8.563-96.

I. ТРЕБОВАНИЯ К ПОГРЕШНОСТИ ИЗМЕРЕНИЙ

I.I. За погрешность измерений в точке учета электроэнергии в настоящей МВИ принимают относительную погрешность измерительного комплекса (инструментальную погрешность).

I.2. Погрешность измерений электроэнергии должна соответствовать нормам, указанным в РД 34.II.32I-96 и Приложении I.

I.3. В МВИ энергообъекта настоящий раздел может содержать числовые значения требуемых или приписанных характеристик погрешности измерений, устанавливаемые с учетом анализа всех ее составляющих (методической, инструментальной и др. по ГОСТ Р 8.563-96) и полученные при соблюдений требований и правил МВИ энергообъекта.

2. СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ, ВСПОМОГАТЕЛЬНЫЕ УСТРОЙСТВА

2.I. При выполнении измерений электроэнергии в соответствии с РД 34.09.IOI-94 применяют измерительные комплексы, в состав которых в общем случае в качестве технических средств могут входить:

измерительные трансформаторы тока (далее - ТТ);

измерительные трансформаторы напряжения (далее - ТН);

счетчики электроэнергии индукционные и/или электронные;

линии присоединения счетчиков к ТН.

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 технической документации на энергообъект, требованиям Главгосэнергонадзора РФ и ведомственной технической документации.

СИ должны быть из числа внесенных в Государственный Реестр средств измерений, допущенных к применению в Российской Федерации, и иметь действующие свидетельства о поверке (калибровке).

2.3. При выполнении измерений в цепях с реверсивным режимом работы применяют электронные счетчики электроэнергии двух направлений потока или два индукционных счетчика со стопорами против обратного хода.

2.4. Классы точности счетчиков и измерительных трансформаторов, а также потери напряжения в линиях присоединения счетчиков к ТН должны соответствовать требованиям ПУЭ и быть не более указанных в табл. I.

2.4.I. В соответствии с ПУЭ допускается:

Таблица I

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

Объекты учета	Расчетный учет					Технический учет				
	Классы точности				δ_λ, % от ном., не более	Классы точности				δ_λ, % от ном., 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 (I,5)	0,5	0,5	0,25	I,0	I,0 (I,5)	I,0	I,0	I,5
2. Генераторы мощностью I2-50 МВт, межсистемные линии электропередачи напряжением II0-I50 кВ, трансформаторы мощностью I0-40 МВА	I,0	I,5	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;

δ_λ - относительные потери напряжения в линиях присоединения счетчиков к ТН, % от номинального значения

подключение расчетных счетчиков класса точности 2,0 к ТН класса точности I,0;

подключение счетчиков технического учета к встроенным ТТ класса точности ниже I,0, если для получения класса точности I,0 требуется установка дополнительных комплектов ТТ;

подключение счетчиков технического учета класса точности 2,0 к ТН класса точности ниже I,0.

2.4.2. В соответствии с РД 34.09.I0I-94 для межсистемных линий электропередачи напряжением 500 кВ и выше рекомендуются счетчики активной электроэнергии класса точности 0,2, подключаемые к измерительным трансформаторам класса точности выше 0,5.

2.5. Технические параметры, а также метрологические параметры и характеристики ТТ должны отвечать требованиям ГОСТ 7746-89, ТН - ГОСТ I983-89, индукционных счетчиков - ГОСТ 6570-75, электронных счетчиков - ГОСТ 26035-83, ГОСТ 30206-94 и ГОСТ 30207-94, а также паспортным данным СИ, применяемым при выполнении измерений.

2.6. При разработке МВИ энергообъекта выбор СИ электроэнергии производят в соответствии с настоящей МВИ и МИ I967-89.

Необходимым условием при выборе СИ является удовлетворение требований к точности измерений по разд. I настоящей МВИ с учетом рабочих условий применения СИ на энергообъекте.

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

Таблица 2

Наименование объекта учета (контролируемого присоединения)	Порядковый номер и наименование средства измерений, технического средства	Обозначение стандарта, ТУ и типа либо метрологические характеристики	Наименование измеряемой величины	Примечания
I	2	3	4	5

В табл. 2 указывают СИ и технические средства, входящие в измерительный комплекс учета электроэнергии по п. 2.I, СИ влияющих величин (термометры, амперметры, вольтметры и др.), метрологические характеристики СИ (класс точности, пределы измерений и т.д.) и другое.

В графе "Примечания" могут быть указаны пределы допускаемых погрешностей СИ, включая дополнительные погрешности в условиях эксплуатации СИ за учетный период.

3. МЕТОД ИЗМЕРЕНИЙ

3.1. Измерения электроэнергии выполняют методом интегрирования по времени электрической мощности контролируемой сети при помощи индукционного или электронного счетчика электроэнергии и периодического считывания непрерывно нарастающих показаний счетчика. Значение электроэнергии за учетный период определяют по разности показаний счетчика в конце и начале этого периода.

4. ТРЕБОВАНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ

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

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

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

4.4. 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.

4.5. 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.

5. ТРЕБОВАНИЯ К КВАЛИФИКАЦИИ ОПЕРАТОРОВ

5.1. К выполнению измерений электроэнергии 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 не ниже III и обученные проведению измерений при учете электроэнергии.

5.2. К обработке результатов измерений допускаются лица с образованием не ниже среднего специального.

6. УСЛОВИЯ ИЗМЕРЕНИЙ

6.1. При выполнении измерений параметры контролируемых присоединений (ток, напряжение и $\cos\varphi$) 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, СИ и влияющих величин (в том числе перечень параметров контролируемого присоединения), 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, несимметрии по току, напряжению и углу сдвига фаз трехфазной сети и т.п.) в соответствии с результатами анализа составляющих погрешности измерений по п. I:3.

6.5. В МВИ энергообъекта первый пункт раздела "Условия измерений" излагают следующим образом: "При выполнении измерений соблюдают условия, приведенные в табл. ...". Рекомендуемая форма таблицы соответствует табл. 4.

6.6. Фактические предельные отклонения влияющих величин (табл. 4) определяют по показаниям СИ (п. 2.8) с учетом их пределов допускаемых погрешностей; при этом к показанию СИ добавляют значение предела его абсолютной погрешности, взятое с неблагоприятным знаком.

6.7. При невозможности обеспечения требуемых в разд. 6 условий измерения проводят по МВИ энергообъекта, которые разраба

Таблица 3

Наименования параметров контролируемых присоединений и влияющих величин	Допускаемые границы параметров контролируемых присоединений и рабочих условий применения СИ для состава измерительного комплекса:					
	счетчик индукц.	счетчик индукц. и ТТ	счетчик индукц., ТТ и ТН	счетчик электр.	счетчик электр. и ТТ	счетчик электр., ТТ и ТН
Ток, % от $I_{ном}$	$I_{мин}^{*)}$-$I_{макс}^{*)}$	$I_{мин}$-I20	$I_{мин}$-I20	$I_{мин}$-$I_{макс}$	$I_{мин}$-I20	$I_{мин}$-I20
Напряжение, % от $U_{ном}$	90-II0	90-II0	90-II0	85-II0	85-II0	85-II0
$\cos\varphi$ сети	0,5 инд.-I,0-0,8 емк.			0,5 инд.-I,0-0,5 емк.		
Частота, % от $f_{ном}$	95-I05	99-I0I	99-I0I	95-I05	99-I0I	99-I0I
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	25-I00	-	25-I00	25-I00
	-	0,8 инд.	0,8 инд.	-	0,8 инд.	0,8 инд.
Вторичная нагрузка ТН, % от номинальной при $\cos\varphi_2$	-	-	25-I00	-	-	25-I00
	-	-	0,8 инд.	-	-	0,8 инд.

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

**) Для счетчиков класса точности 0,5.

Таблица 4

Наименования присоединений, измеряемой величины и средств измерений	Наименования влияющих величин (в т.ч. параметров присоединений)	Нормальные (номинальные) значения влияющих величин	Предельные отклонения влияющих величин	
			допускаемые по НД на СИ	фактические за учетный период
1	2	3	4	5

тывают применительно к реальным условиям выполнения измерений на энергообъекте по п. 6.3.

7. ПОДГОТОВКА К ВЫПОЛНЕНИЮ ИЗМЕРЕНИЙ

7.1. При подготовке к выполнению регулярных измерений проводят следующие работы.

7.1.1. Проверяют целостность корпусов счетчиков электроэнергии

7.1.2. Проверяют целостность пломб Госстандарта РФ на креплении кожухов и пломб энергоснабжающей организации на крышках колодок зажимов расчетных счетчиков, 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 трансформаторного универсального счетчика коэффициентов трансформации ТТ и ТН, к которым подключен счетчик, а также записи множителя счетчика, равного произведению этих коэффициентов.

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

7.1.5. Проверяют реальные условия применения СИ измерительных комплексов на соответствие требованиям, указанным в нормативных документах по п. 2.5 и табл. 3 или в МВИ энергообъекта.

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

7.1.7. Определяют минимальную разность показаний счетчика за учетный период, которую можно допустить для каждого контролируемого присоединения без преувеличения погрешности измерений (см. Приложение 2).

7.1.8. 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 мероприятия по обеспечению требуемых условий выполнения измерений.

7.1.9. Записывают в журнал фактические значения и диапазоны изменений параметров контролируемых присоединений, влияющих величин, значения потерь напряжения в линиях присоединения счетчиков к ТН, а также минимальную разность показаний счетчика, допускаемую для каждого контролируемого присоединения за учетный период.

7.2. При подготовке к выполнению измерений на вновь вводимой в эксплуатацию системе учета электроэнергии проводят следующие работы.

7.2.1. Проверяют правильность размещения и номенклатуру СИ для расчетного и технического учета электроэнергии 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 34.09.101-94 для каждого измерительного комплекса, входящего в систему учета электроэнергии на энергообъекте.

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, используемых при учете электроэнергии.

7.2.6. Проверяют все электрические соединения в схеме измерительного комплекса при обесточенной питающей сети. Проверку проводят по методикам, приведенным в инструкциях энергообъекта, с целью установления правильности всех электрических соединений и уточнения полярности обмоток измерительных трансформаторов.

7.2.7. Выполняют работы, указанные в пп. 7.1.1-7.1.9 настоящей МВИ.

7.2.8. Проводят опробование каждого измерительного комплекса в соответствии с инструкциями по эксплуатации измерительного комплекса и (или) СИ, входящих в его состав.

7.3. После ремонта измерительного комплекса с заменой измерительных трансформаторов, а также после внесения изменений в схемы их вторичных цепей производят проверку по пп. 7.2.3-7.2.6, 7.1.5-7.1.9 и 7.2.8.

7.4. После замены счетчика проверяют правильность схемы его подключения и выполняют операции по пп. 7.2.3, 7.2.4, 7.1.1-7.1.9 и 7.2.8. применительно к вновь установленному счетчику.

7.5. После выполнения операций по пп. 7.3 и 7.4 вносят необходимые записи об изменениях в паспорт-протокол измерительного комплекса.

7.6. В МВИ энергообъекта при необходимости могут быть отражены дополнения и уточнения операций при подготовке к выполнению измерений, конкретизирующие отдельные положения пп. 7.I-7.5 применительно к структуре учета электроэнергии на энергообъекте, в том числе устанавливающие периодичность проверки действительности свидетельств о поверке (калибровке) СИ.

8. ВЫПОЛНЕНИЕ ИЗМЕРЕНИЙ

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

8.I.I. Снимают показания счетчика N_i - число, зафиксированное отсчетным устройством счетчика в заданный момент времени.

8.I.2. Выполняют операцию по п. 8.I.I на всех контролируемых присоединениях (объектах учета).

8.2. При наблюдении в процессе измерений записывают:

календарную дату выполнения измерений;

наименование (обозначение) объекта учета электроэнергии;

астрономическое время выполнения измерений (моменты времени отсчитывания показаний счетчика);

номер счетчика;

коэффициент счетчика, указанный на его щитке;

показания счетчика по всем разрядам отсчетного устройства.

8.3. В МВИ энергообъекта также указывают:

последовательность обхода счетчиков при выполнении измерений;

периодичность обхода счетчиков при выполнении измерений;

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

9. ОБРАБОТКА (ВЫЧИСЛЕНИЕ) РЕЗУЛЬТАТОВ ИЗМЕРЕНИЙ

9.I. Обработку (вычисление) результатов измерений выполняют следующим способом.

9.I.I. Значение электроэнергии за учетный период времени от момента t_1 до момента t_2 вычисляют по разности ΔN показаний счетчика N_2 и N_1 в указанные моменты времени по формуле

$$W = K(N_2 - N_1) = K\Delta N \quad , \text{кВт.ч или квар.ч} \quad . \quad (9.I)$$

9.I.2. Для счетчика непосредственного включения или трансформаторного счетчика, на щитке которого указан множитель вида "M.I0^{m} ", принимается коэффициент K = M.I0^{m} ; при отсутствии множителя коэффициент K = I.

9.I.3. Для трансформаторного универсального счетчика коэффициент K вычисляется по формуле

$$K = K_{тр} = \frac{U_1}{U_2} \cdot \frac{J_1}{J_2} \quad , \qquad (9.2)$$

где $\frac{U_1}{U_2}$ и $\frac{J_1}{J_2}$ – коэффициенты трансформации измерительных трансформаторов напряжения и тока соответственно, указанные на съемном щитке счетчика.

При наличии множителя вида "M.I0^{m} " коэффициент K вычисляется по формуле

$$K = \frac{U_1}{U_2} \frac{J_1}{J_2} M \cdot 10^{m} \quad . \qquad (9.3)$$

9.I.4. Относительную погрешность измерительного комплекса δ_w (приписанную характеристику погрешности измерений) вычисляют по методике РД 34.II.325-90 по формулам, приведенным в табл. 5.

В табл. 5:

δ_J – токовая погрешность ТТ, %;

δ_U – погрешность напряжения ТН, %;

δ_θ – погрешность трансформаторной схемы подключения счетчика за счет угловых погрешностей ТТ и ТН, %;

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

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

$\delta_{оп}$ – погрешность определения разности показаний счетчика, %;

δ_j – дополнительная погрешность счетчика от j-й влияющей величины, %;

l – число влияющих величин;

θ_J – угловая погрешность ТТ, мин.;

θ_U – угловая погрешность ТН, мин.;

$\Delta_{оп}$ – абсолютная погрешность отсчитывания показаний счетчика, ед.;

ΔN – разность показаний счетчика за учетный период, ед.;

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.

Таблица 5

Состав измерительного комплекса	Формулы для расчета	
	погрешности измерительного комплекса, %	составляющих погрешности, %
1. Счетчик совместно с ТТ, ТН и линией присоединения счетчика к ТН	$\delta_{изм} = \pm 1{,}1\sqrt{\delta_y^2 + \delta_u^2 + \delta_\vartheta^2 + \delta_\lambda^2 + \delta_{co}^2 + \delta_{on}^2 + \sum_{j=1}^{k}\delta_j^2}$	$\delta_\vartheta = 0{,}029\sqrt{\vartheta_y^2 + \vartheta_u^2}\cdot\sqrt{1-\cos^2\varphi}/\cos\varphi$ – для активной энергии; $\delta_\vartheta = 0{,}029\sqrt{\vartheta_y^2 + \vartheta_u^2}\cdot\cos\varphi/\sqrt{1-\cos^2\varphi}$ – для реактивной энергии; $\delta_{on} = \frac{\sqrt{2\Delta_{on}}}{\Delta N}\cdot 100$; $\delta_j = K_j\cdot\Delta\gamma_j$
2. Счетчик совместно с ТТ	$\delta_{изм} = \pm 1{,}1\sqrt{\delta_y^2 + \delta_\vartheta^2 + \delta_{co}^2 + \delta_{on}^2 + \sum_{j=1}^{k}\delta_j^2}$	$\delta_\vartheta = 0{,}029\,\vartheta_y\sqrt{1-\cos^2\varphi}/\cos\varphi$ – для активной энергии; $\delta_\vartheta = 0{,}029\cdot\vartheta_y\cdot\cos\varphi/\sqrt{1-\cos^2\varphi}$ – для реактивной энергии; $\delta_{on} = \frac{\sqrt{2\Delta_{on}}}{\Delta N}\cdot 100$; $\delta_j = K_j\,\Delta\gamma_j$
3. Счетчик непосредственного включения	$\delta_{изм} = \pm 1{,}1\sqrt{\delta_{co}^2 + \delta_{on}^2 + \sum_{j=1}^{k}\delta_j^2}$	$\delta_{on} = \frac{\sqrt{2\Delta_{on}}}{\Delta N}\cdot 100$; $\delta_j = K_j\cdot\Delta\gamma_j$

Примечания: I. *В соответствии с* ГОСТ 7746-89 и ГОСТ 1983-89 погрешности измерительных трансформаторов δ_I , θ_I , ε_U и θ_U указывают для нормированных рабочих условий применения без разделения на основные и дополнительные погрешности.

2. Если в эксплуатационной документации ТТ и ТН указаны зависимости погрешностей от влияющих величин (первичного тока, напряжения, вторичной нагрузки, частоты, коэффициента мощности нагрузки, температуры окружающего воздуха), при расчете погрешности измерительного комплекса δ_W учитывают основные и дополнительные погрешности ТТ и ТН аналогично погрешностям счетчика (табл. 5).
3. Составляющую погрешности δ_{on} можно не учитывать, если разность показаний ΔN счетчика (9.I) за учетный период превышает минимальное значение разности показаний $\Delta N_{мин}$ (см. Приложение 2).
4. В случаях измерения реактивной электроэнергии в 3-х и 4-х проводных и активной электроэнергии в 3-х проводных цепях в формулах (табл. 5) должны быть учтены методические погрешности от несимметрии нагрузки по цепям и другие факторы.

9.I.5. Гарантируемая точность измерений в реальных условиях применения СИ (пп. 7.I.5 и 7.I.6) определяется пределом допускаемой относительной погрешности измерительного комплекса.

9.I.6. При расчете предела допускаемой погрешности измерительного комплекса δ_W в реальных условиях энергообъекта по формулам табл. 5 принимают:

δ_I , θ_I , δ_U , θ_U и ε_{co} - пределы допускаемых значений погрешностей по паспортным данным СИ (для ТТ - при минимальном рабочем токе, для счетчика - при минимальном рабочем токе и фактическом, усредненном за учетный период, значении $\cos\varphi$);

δ_Δ и $\cos\varphi$ - по результатам измерений на энергообъекте;

δ_θ - по результатам расчета по формулам табл. 5 при фактическом значении $\cos\varphi$;

δ_{on} - по результатам определения Δ_{on} и ΔN и расчета по формулам табл. 5 ;

K_j - по паспортным данным СИ;

$\Delta\xi_j$ - по результатам определения фактических диапазонов измен

ния влияющих величин на энергообъекте в пределах рабочих условий применения, установленных в нормативных документах на СИ;

δ_d - по результатам расчета по формулам табл. 5;

$\Delta_{оп}$ - по Приложению 2;

ΔN - по результатам обработки данных при измерениях.

9.I.7. Подготовку исходных данных для расчета предела допускаемой погрешности измерительного комплекса в реальных условиях энергообъекта проводят в следующей последовательности.

9.I.7.I. По данным станционных журналов регистрации режимов контролируемых присоединений определяют нормируемые номинальные значения параметров каждого из присоединений (ток, напряжение, коэффициент мощности, частота) и 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

$$\cos\varphi_{\varphi} = \frac{1}{m}\sum_{i=1}^{m}\cos\varphi_i \quad , \qquad (9.4)$$

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

m - число результатов наблюдений за учетный период.

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

$$\delta U_{в(н)} = \left[\frac{U_{в(н)}}{U_{ном}} - 1\right]\cdot 100\% \qquad (9.5)$$

и

$$\delta f_{в(н)} = \left[\frac{f_{в(н)}}{f_{ном}} - 1\right] 100\% \quad , \qquad (9.6)$$

где $f_{ном}$ = 50 Гц - номинальное значение частоты.

$U_{в(н)}$ и $f_{в(н)}$ - верхние (нижние) значения напряжения и частоты за учетный период.

При этом отмечают большие значения $\Delta U_{макс}$ и $\Delta f_{макс}$, полученные по формулам (9.5) и (9.6).

9.I.7.2. По электрической схеме энергообъекта, отражающей расстановку и типы СИ для учета электроэнергии, определяют класс

точности СИ, входящих в состав измерительного комплекса для каждого контролируемого присоединения.

Отмечают вид счетчика (индукционный или электронный), вид измеряемой электроэнергии (активная или реактивная), вид отсчетного устройства счетчика (барабанного типа или цифровое индикаторное табло), а также трехфазные счетчики, нагруженные только в одной фазе

9.I.7.3. Реальные условия применения каждого счетчика определяют по данным станционных документов с результатами измерений температуры окружающего воздуха, индукции внешнего магнитного поля и угла отклонения корпуса счетчика от вертикали (для индукционных счетчиков).

Для индукционных счетчиков определяют предельное отклонение температуры окружающего воздуха Δt, °С, за учетный период от ее среднего значения по формуле

$$\Delta t = |t_{в(н)} - t_{ср}|, \qquad (9.7)$$

где $t_{ср} = 0{,}5\,(t_в - t_н)$;

$t_{в(н)}$ – верхнее (нижнее) значение температуры за учетный период.

Для электронных счетчиков используют формулу

$$\Delta t = |t_{в(н)} - t_{норм}|, \qquad (9.8)$$

где $t_{норм} = 20$ °С – нормальное значение температуры.

Из двух значений Δt, полученных по формуле (9.8), отмечают большее значение $\Delta t_{макс}$.

9.I.7.4. Определение составляющих погрешности δ_j, δ_{co}, θ_j и функций влияния K_j по паспортным данным СИ или другим нормативным документам при фактических значениях минимального рабочего тока контролируемого присоединения и $\cos\varphi$, являющихся промежуточными к указанным в нормативных документах, производят методом линейной интерполяции.

9.2. Погрешность измерительного комплекса $\delta_{ИК}$ выражают числом, содержащим не более двух значащих цифр.

Округление производят лишь в окончательном результате расчета, а все предварительные вычисления можно проводить с одним-двумя лишними знаками.

9.3. *Рекомендуемые формы представления* исходных данных, промежуточных и конечных результатов расчета погрешности измерительного комплекса δ_W в реальных условиях энергообъекта приведены в Приложении 3.

9.4. Примеры расчета допускаемой относительной погрешности измерительного комплекса в реальных условиях энергообъекта приведены в Приложении 4.

9.5. *Абсолютную погрешность* измерительного комплекса вычисляют по формуле

$$\Delta_W = 0{,}01\,\delta_W \cdot W \ , \text{ кВт.ч или квар.ч}, \qquad (9.9)$$

где W - результат измерений электроэнергии, определенный по п. 9.I.I.

9.6. В соответствии с *МИ* I3I7 и *РД* 34.II.325-90 *результаты измерений* представляют в форме

$$W \pm \Delta_W \quad ; \quad P = 0{,}95 \ .$$

9.7. Выполняют операции по пп. 9.I, 9.2, 9.5 и 9.6 для каждого контролируемого присоединения (объекта учета электроэнергии), предусмотренного *МВИ* энергообъекта *по п.* 6.3.

9.8. Результаты измерений и их обработки записывают в таблице, рекомендуемая форма которой приведена в Приложении 5.

9.9. В *МВИ* энергообъекта в разделе "Обработка (вычисление) результатов измерений" указывают:

порядок подготовки исходных данных для расчета составляющих погрешности и погрешности каждого измерительного комплекса;

порядок определения составляющих погрешности измерительного комплекса;

метод оценки и результаты оценки значимости каждой из составляющих погрешности измерительного комплекса с учетом реальных условий выполнения измерений (параметры контролируемых присоединений, условия окружающей среды и др.);

формулы для расчета погрешностей измерительных комплексов с учетом оценки значимости составляющих погрешностей измерительных комплексов;

уточненные формы записи исходных данных, промежуточных и окончательных результатов измерений и их обработки.

I0. ОФОРМЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ИЗМЕРЕНИЙ

I0.I. Результаты измерений оформляют записями в журнале.

I0.2. В МВИ энергообъекта указывают требование о необходимости выдачи документа о результатах измерений и приводят форму документа.

I0.3. Результаты измерений, оформленные документально по п. I0.2, 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.

I0.4. Для счетчиков, записи показаний которых ведется ежемесячно, рекомендуется использовать отдельный журнал.

II. КОНТРОЛЬ ТОЧНОСТИ РЕЗУЛЬТАТОВ ИЗМЕРЕНИЙ

II.I. 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 I 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.I0I-94 по результатам измерений, больше допустимого небаланса, рассчитанного с учетом относительных погрешностей измерительных комплексов δ_W ;

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 процедуры снятия показаний счетчиков (маршрута

обхода, временного режима и др.);

после изменения схемы вторичных цепей измерительных трансформаторов;

после замены СИ в измерительном комплексе на однотипные или на СИ других типов;

после ремонта измерительного комплекса или его составных частей;

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

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

II.5. Результатами контроля точности являются выводы о правильности:

применения СИ и вспомогательных устройств;

соблюдения условий измерений;

выполнения операций при подготовке к измерениям;

выполнения измерений;

обработки результатов измерений и их оформления.

Основным результатом контроля точности должен являться вывод о соответствии погрешности измерений принятым нормам точности 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;

допускаемые расхождения результатов измерений по показаниям дублирующих счетчиков;

минимальную (допускаемую) разность показаний счетчиков за каждый учетный период (или поквартально) в течение года.

Приложение I

Нормы точности измерений электроэнергии (по РД 34.11.321-96)

Наименование измеряемой величины	Нормируемая относительная погрешность измерений, %, для				Примечания
	коммерческого учета и расчета ТЭП		технического учета		
	активной энергии	реактивной энергии	активной энергии	реактивной энергии	
I	2	3	4	5	6
Электроэнергия, вырабатываемая генераторами:					
мощностью 50 МВт и более	±0,8	-	-	±2,0	
мощностью до 50 МВт	±1,4	-	-	±2,8	
Расход электроэнергии на резервные возбудители генераторов:					
мощностью 50 МВт и более	±1,0	-	-	-	
мощностью до 50 МВт	±1,4	-	-	-	
Расход электроэнергии на собственные и хозяйственные нужды через трансформаторы мощностью:					
63 МВ.А и более	±1,0	-	-	±2,0	
до 63 МВ.А	±1,4	-	-	±2,8	

I	2	3	4	5	6
Расход электроэнергии через автотрансформаторы на границах балансовой принадлежности сетей	±I,0	-	-	±2,0	Возможны два направления: прием и отдача
Расход электроэнергии по линиям, присоединенным к шинам основного напряжения собственных нужд	±2,6	-	-	±3,7	То же
Расход электроэнергии по межсистемным линиям электропередачи:					Под межсистемными подразумевают линии, отходящие от шин станций:
напряжением 500 кВ и более	±0,5	±0,8*)	-	±2,0	в сети других государств;
напряжением 220 кВ и более	±I,0	±I,4*)	-	±2,0	в сети РАО "ЕЭС России";
напряжением до 220 кВ	±I,4	±2,6*)	-	±2,8	в сети других АО-энерго и ОЭС;
					к шинам АЭС и блок-станций;
					в сети АО-энерго, если станция не входит в РАО "ЕЭС России" и АО-энерго.
					*)При расчетах за реактивную энергию
Расход электроэнергии по линиям, принадлежащим потребителям и присоединенным непосредственно к линиям электростанции:					
напряжением II0 кВ и более	±I,4	±2,6*)	-	±2,8	
напряжением менее II0 кВ	±2,6	±2,6*)	-	±3,7	

I	2	3	4	5	6
Расход электроэнергии через сбходные (шиносоединительные) выключатели	В соответствии с требованиями присоединения				Для присоединений, имеющих расчетный учет. Измеряется в двух направлениях
Расход электроэнергии по линиям, отходящим от шин станций в сети АО-энерго:					Для станций, входящих в состав АО-энерго. Возможны два направления: прием и отдача
напряжением 220 кВ и более	-	-	±2,0	±2,8	
напряжением менее 220 кВ	-	-	±2,8	±3,7	
Расход электроэнергии на питание отдельных элементов собственных нужд электростанции	-	-	±2,8	±3,7	

Приложение 2

Погрешность определения разности показаний счетчиков

I. Шкалы отсчетных устройств счетчиков электроэнергии выполняют в одном из вариантов: в виде набора вращающихся взаимозависимых дисков (шкала барабанного вида) или в виде цифрового индикаторного табло.

Шкалы обычно имеют 5 или 6 десятичных разрядов. В отдельных случаях шкала цифрового индикатора у электронных счетчиков может содержать 7 десятичных разрядов.

2. На каждой шкале имеются числовые отметки с постоянной ценой деления, соответствующие ряду значений электроэнергии.

Показания счетчиков на шкалах выражаются целыми числами или в виде целых чисел и десятых долей целого числа. В последнем случае младший десятичный разряд шкалы отделяется запятой.

У некоторых счетчиков со шкалой барабанного вида на диске младшего десятичного разряда в промежутке между соседними числовыми отметками проставлены знаки в виде черты, дополнительно делящие шкалу в d раз, но без чисел отсчета. Для подобных счетчиков число d, как правило, равно 5. Такая шкала, оставаясь равномерной, имеет в 5 раз меньшую цену деления. Для счетчиков со шкалой барабанного вида, не имеющих на диске младшего разряда знаков в виде черты, а также для счетчиков с цифровым индикатором, у которых изменение цифр младшего разряда происходит дискретно, число $d = I$.

В табл. П.2.I приведена цена деления шкалы C при различных видах показаний счетчиков и различных числах деления d шкалы младшего десятичного разряда.

Таблица П.2.I

Вид показаний счетчиков	Число делений шкалы, d	Цена деления шкалы, C, ед.
I. Целые числа	I	I
	5	0,2
2. Целые числа и десятые доли целого числа	I	0,I
	5	0,02

2. Абсолютная погрешность отсчета показаний $A_{оп}$ счетчиков определяется по формуле

$$\Delta_{оп} = 0{,}5\,c \quad , \qquad (П.2.1)$$

где c - цена деления шкалы, ед.

Для цифровых индикаторов ценой деления шкалы c является единица младшего разряда.

Значения абсолютной погрешности отсчета $\Delta_{оп}$ счетчиков с различными видами шкалы отсчетного устройства приведены в табл. П.2.2.

Таблица П.2.2.

Шкала барабанного вида (ШБ)			Цифровое индикаторное табло (ЦИТ)		
вид показаний; число делений шкалы	цена деления шкалы, C, ед.	абсолютная погрешность отсчета показаний, $\Delta_{оп}$, ед.	вид показаний; число делений шкалы	цена деления шкалы, C, ед.	абсолютная погрешность отсчета показаний, $\Delta_{оп}$ ед.
I. Целые числа:			I. Целые числа:		
$d = I$	I	0,5	$d = I$	I	0,5
$d = 5$	0,2	0,I			
2. Целые числа и десятые доли целого числа:			2. Целые числа и десятые доли целого числа:		
$d = I$	0,I	0,05	$d = I$	0,I	0,05
$d = 5$	0,02	0,0I			

4. Погрешность определения разности показаний счетчика $\delta_{оп}$, являющаяся составляющей погрешности измерительного комплекса δ_W (табл. 5) и вызванная погрешностью отсчета показаний счетчика $\Delta_{оп}$, определяется по формуле

$$\delta_{оп} = \frac{\sqrt{2}\,\Delta_{оп}}{\Delta N}\,100\% \quad , \qquad (П.2.2)$$

где ΔN - разность показаний счетчика за учетный период (см. п. 9.I.I).

5. Условие, при котором можно пренебречь составляющей погре-

ности $\delta_{оп}$ при расчете погрешности измерительного комплекса $\delta_{ИК}$ определяется неравенством

$$\Delta N \geq \Delta N_{мин} \quad , \qquad (П.2.3)$$

где $\Delta N_{мин}$ - минимальная (допускаемая) разность показаний счетчика за учетный период.

6. Пример принятия решений о значимости погрешности определения разности показаний счетчиков

6.1. Рассмотрим четыре контролируемых присоединения, у которых каждый измерительный комплекс (ИК) содержит ТТ, ТН и используются счетчики с двумя видами шкалы отсчетных устройств (табл. П.2.2

цифровое индикаторное табло (ИК №1 и ИК №3);

шкала барабанного вида с дополнительным делением в $d = 5$ раз младшего разряда (ИК №2 и ИК №4).

При этом каждая из шкал содержит пять десятичных разрядов, а показания счетчиков выражены в виде:

целых чисел (XXXXX) у ИК №1 и ИК №3;

целых чисел и десятых долей целого числа (XXXX,X) у ИК №3 и ИК №4.

Младшие разряды шкал имеют цену деления (табл. П.2.2):

при дискретном изменении цифры младшего разряда на ЦИТ ИК №1 C_1 = 1 ед. и ИК №3 - C_3 = 0,1 ед.;

при плавном вращении барабана младшего разряда у ШБ ИК №2 - C_2 = 0,2 ед. и ИК №4 - C_4 = 0,02 ед.

6.2. Допустим, что максимальные значения погрешностей СИ каждого измерительного комплекса равны друг другу и составляют $\delta_У = \delta_U = \delta_{CD} = 0{,}5$ %, а погрешности $\delta_Л$ у каждого измерительного комплекса равны 0,2 %.

Предположим, что все прочие составляющие погрешности измерительных комплексов $\delta_{ИК}$ (табл. 5), в том числе погрешность $\delta_{сл}$ пренебрежимо малы и в дальнейшем не учитываются.

6.3. Примем следующие критерии:

1) условие округления вычисленных значений погрешностей измерительных комплексов $\delta_{ИК}$ - до двух значащих цифр (см. п. 9.2);

2) округление чисел после вычисления значений погрешностей измерительных комплексов $\delta_{ИК}$ производится с соблюдением известных правил округления.

Тогда с учетом выражения (П.2.2) формула для расчета минимальной (допускаемой) разности показаний счетчиков $\Delta N_{мин}$ (П.2.3) получается в виде

$$\Delta N_{мин} = \frac{\angle \Delta_{оп}}{\delta_W} \quad , \qquad (П.2.4)$$

где $\angle$ = 540 - коэффициент, определенный при допускаемом преувеличении погрешности измерительного комплекса в I,05 раза при разности показаний счетчика $\Delta N = \Delta N_{мин}$, I/ед.;

δ_W - числовое значение погрешности измерительного комплекса.

Примечание. Если допускаемое преувеличение погрешности измерительного комплекса δ_W больше (меньше), чем в I,05 раза, коэффициент $\angle$ получится меньшим (большим), чем в рассматриваемом случае.

6.4. Числовое значение погрешности каждого из четырех измерительных комплексов с учетом допущений и предположений, принятых в п. 6.2 настоящего приложения, согласно табл. 5 равно

$$\delta_{W_{1-4}} = 1{,}1\sqrt{\delta_T^2 + \delta_U^2 + \delta_{cc}^2 + \delta_A^2} = 1{,}1\sqrt{0{,}5^2 + 0{,}5^2 + 0{,}5^2 + 0{,}2^2} = 0{,}97 \qquad (П.2.5)$$

В соответствии с принятыми выше критериями числовое значение погрешности для каждого измерительного комплекса $\delta_{W_{1-4}}$ = 0,98.

6.5. Допустим, что числовые значения фактической разности показаний четырех счетчиков измерительных комплексов №I-4 за учетный период получились примерно одинаковыми и равными: ΔN_1 = 35; ΔN_2 = 35,2; ΔN_3 = 35,2 и ΔN_4 = 35,26.

6.6. Характеристики шкал отсчетных устройств счетчиков, минимальная (допускаемая) $\Delta N_{мин}$ и фактическая ΔN разность показаний счетчиков, абсолютная $\Delta_{оп}$ и относительная погрешности отсчета показаний счетчиков, а также погрешности без учета и с учетом составляющей погрешности $\delta_{оп}$ каждого из рассматриваемых измерительных комплексов приведены в табл. П.2.3.

6.7. Анализ полученных результатов (табл. П.2.3) позволяет принять следующие решения о значимости погрешности определения разности показаний счетчиков $\delta_{оп}$ измерительных комплексов №I-4:

I) погрешность $\delta_{оп}$ измерительных комплексов №I-2 необходимо учитывать при расчете погрешности измерений электроэнергии. В этих случаях имеем $\Delta N_{мин} > \Delta N$, что не соответствует условию (П.2.2);

2) погрешность $\delta_{оп}$ измерительных комплексов №3-4 пренебрежимо мала и может не учитываться при расчете погрешности измерений электроэнергии. В этих случаях выполняется условие (П.2.2).

Таблица П.2.3

Характеристики шкал отсчетных устройств счетчиков			Разность показаний счетчиков		Погрешность отсчета		Погрешность измерительного комплекса, $\tilde{c}_и$	
вид шкалы	число десятичных разрядов (обозначение)	цена деления младшего разряда, C, ед.	минимальная (допускаемая) ΔN_{min}, ед.	фактическая, ΔN, ед.	абсолютная, $\Delta_{оп}$, ед.	разности показаний, $\tilde{c}_{оп}$, %	без учета погрешности $\tilde{c}_{оп}$, %	с учетом погрешности $\tilde{c}_{оп}$, %
I. ЦИТ	XXXXX	I	276	35	0,5	2,0	0,98	2,4
2. ШБ	XXXXX	0,2	55,2	35,2	0,I	0,4	0,98	I,I
3. ЦИТ	XXXX,X	0,I	27,6	35,2	0,05	0,2	0,98	I,0
4. ШБ	XXXX,X	0,02	5,52	35,26	0,0I	0,04	0,98	0,98

Примечания: I. Минимальная (допускаемая) разность показаний счетчиков ΔN_{min} определяется по формуле (П.2.4).

2. Фактическая разность показаний счетчиков ΔN определяется в соответствии с п. 9.I.I.

3. Абсолютная погрешность отсчета показаний счетчиков $\Delta_{оп}$ определяется по формуле (П.2.I) или по табл. П.2.2.

4. Погрешность определения разности показаний счетчиков $\tilde{c}_{оп}$ определяется по формуле (П.2.2).

5. Погрешность измерительного комплекса $\tilde{c}_и$ определяется по табл. 5.

Приложение 3
(рекомендуемое)

Формы представления исходных данных, промежуточных и конечных результатов расчета погрешности измерительных комплексов в реальных условиях энергообъекта

Таблица П.3.1

Исходные данные о параметрах контролируемых присоединений

Наименование (обозначение) присоединения	Номинальные значения			Предельные отклонения за учетный период, %								Усредненные значения $\cos\varphi_{ср}$
	$U_{ном}$, В	$I_{ном}$, А	$f_{ном}$, Гц	$U/U_{ном}$		$\delta U_{макс}$	$I/I_{ном}$		$f/f_{ном}$		$\delta f_{макс}$	
				нижн.	верхн.		нижн.	верхн.	нижн.	верхн.		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13

Таблица П.3.2

Исходные данные о счетчиках электроэнергии

Номер измерительного комплекса	Класс точности	Шкала отсчетного уст-ва		Фактические условия применения						Функции влияния при $I=I_{мин}$			
		вид, разрядность, цена делен.	$\Delta_{сл}$, ед.	температура, °С				индукция магн. поля, Н, мТл	...	K_{U}, %/%	K_{f}, %/%	K_{t}, %/°С	...
				нижн.	верхн.	средн. (норм.)	$\Delta t_{макс}$						
I	2	3	4	5	6	7	8	9	I0	II	I2	I3	I4

Примечания: I. В графе I0 указывают другие влияющие величины в рабочих условиях энергообъекта.

2. В графе I4 указывают функции влияния величин, внесенных в графу I0.

3. При числе влияющих величин, вносимых в графу I0, более одного нумерация граф табл. П.3.2 изменится.

Таблица П.3.3

Результаты расчета составляющих погрешности и погрешности измерительных комплексов

Номер измерительного комплекса	Составляющие погрешности измерительного комплекса												Погрешность измерительного комплекса, $\delta_{ИК}$, %
	$\delta_{у}$, %	$\Theta_{у}$, мин.	$\delta_{ц}$, %	$\Theta_{ц}$, мин.	δ_{θ}, %	$\delta_{л}$, %	$\delta_{со}$, %	$\delta_{ит}$, %	δ_{U}, %	δ_{f}, %	δ_{t}, %	...	
I	2	3	4	5	6	7	8	9	I0	II	I2	I3	I4

Примечания: I. В графах I0-I2 указывают дополнительные погрешности счетчика от изменения напряжения δ_{cU}, частоты δ_{cf} и температуры δ_{ct}.

2. В графе I3 указывают составляющие погрешности измерительного комплекса, связанные с другими влияющими величинами, указанными в эксплуатационной документации на СИ.

3. При числе составляющих погрешности, вносимых в графу I3, более одного нумерация граф табл. П.3.3 изменится.

Приложение 4

Примеры расчета допускаемых относительных погрешностей измерительных комплексов в реальных условиях энергообъекта

Пример I.

I. *Общие данные*

Объект учета: генератор активной электроэнергии мощностью 63 МВт.

Учетный период: один месяц.

Допускаемая погрешность измерений по РД 34.II.32I-96: $\pm 0{,}6$ %.

Разность показаний счетчика ΔN за учетный период: 423,6 ед.

Коэффициент счетчика: $K = K_{тр} \cdot M = 100000$.

Результат измерений электроэнергии: $W = 42360$ тыс. кВт.ч.

2. Данные СИ и вспомогательных устройств

Источник данных: паспорт-протокол измерительного комплекса в соответствии с РД 34.09.I0I-94.

Счетчик активной энергии:

класс точности 0,5 по ГОСТ 30206-94;

коэффициент счетчика K = I00000;

шкала отсчетного устройства: барабанного вида, 6-разрядная (условное обозначение по Приложению 2: ШБ; XXXXX,X), цена деления шкалы младшего десятичного разряда C = 0,02 ед.

Трансформатор тока:

класс точности 0,2;

фактическая нагрузка вторичной обмотки ТТ равна номинальной.

Трансформатор напряжения:

класс точности 0,2;

фактическая нагрузка ТН равна номинальной.

Потери напряжения в линии присоединения счетчика к ТН:

$\Gamma_л = 0{,}I$ %.

3. Исходные данные о параметрах контролируемого присоединения приведены в табл. П.4.I.

4. Исходные данные о счетчике электроэнергии приведены в табл. П.4.2.

Таблица П.4.1

Исходные данные о параметрах контролируемого присоединения

Наименование (обозначение) присоединения	Номинальные значения			Предельные отклонения за учетный период, %								Усредненные значения $\cos\varphi_{ср}$
	$U_{ном}$, кВ	$J_{ном}$, кА	$f_{ном}$, Гц	$U/U_{ном}$		$\delta U_{макс}$	$J/J_{ном}$		$f/f_{ном}$		$\delta f_{макс}$	
				нижн.	верхн.		нижн.	верхн.	нижн.	верхн.		
I	2	3	4	5	6	7	8	9	I0	II	I2	I3
Генератор Г1	I0,5	2,5	50	97	I0I	3	50	I00	99	I00	I	0,85

Таблица П.4.2

Исходные данные о счетчике электроэнергии

Номер измерительного комплекса	Класс точности	Шкала отсчетного устройства		Фактические условия применения					Функции влияния при $I=0,5I_{ном}$ и $\cos\varphi=0,8$ инд.		
		вид, разрядность, цена деления	$\Delta_{ош}$, ед.	температура, °С				индукция магн. поля, Н, мТл	K_U, %/%	K_f, %/%	K_ε, %/°С
				нижн.	верхн.	норм.	$\Delta t_{макс}$				
I	2	3	4	5	6	7	8	9	I0	II	I2
ИК КЗ	0,5	ШБ; XXXXX,X; c = 0,02	0,0I	I5	25	20	5	0,0I	0,026	0,04	0,036

Значение индукции внешнего магнитного поля (графа 9) находится в пределах нормальных условий применения СИ и не учитывается в дальнейшем при расчете погрешности измерительного комплекса.

Значения функций влияния в графах I0 и I2 (табл. П.4.2) получены по данным ГОСТ 30206-94 (МЭК 687) методом линейной интерполяции для $\cos\varphi = 0{,}85$ (см. п. 9.I.7.4):

$$K_I(\cos\varphi) = 0{,}06 - 0{,}04\cos\varphi = 0{,}06 - 0{,}04 \cdot 0{,}85 = 0{,}026\ \%/\%;$$

$$K_t(\cos\varphi) = 0{,}07 - 0{,}04\cos\varphi = 0{,}07 - 0{,}04 \cdot 0{,}85 = 0{,}036\ \%/^{\circ}C.$$

Значение K_J принимается по ГОСТ 30206-94 (МЭК687) для счетчика класса точности 0,5.

5. Определение составляющих погрешности измерительного комплекса К3

Исходя из фактических условий применения и стандартизованных метрологических характеристик СИ, получаем:

$\delta_J = 0{,}3\ \%$ - рассчитывается по данным ГОСТ 7746-89 для ТТ класса точности 0,2 при рабочем токе $I = 0{,}5J_{ном}$ по формуле линейной интерполяции $\delta_J(J) = 0{,}39 - 0{,}0019$ для тока в диапазоне $20\ \% \leqslant J \leqslant 120\ \%$;

$\theta_J = I3'$ - то же, по формуле $\theta_J(J) = I6{,}2 - 0{,}062J$;

$\delta_U = 0{,}2\ \%$ - принимается по ГОСТ I983-89 для ТН класса точности 0,2;

$\theta_U = I0'$ - то же;

$\delta_\varphi = 0{,}029 \cdot \sqrt{I3^2 + I0^2} \cdot \sqrt{I - 0{,}85^2}/0{,}85 = 0{,}29\ \%$ - вычисляется по табл. 5;

$\delta_л = 0{,}I\ \%$ - принимается по паспорту-протоколу измерительного комплекса К3;

$\delta_{cc} = 0{,}53\ \%$ - рассчитывается по данным ГОСТ 30206-94 (МЭК 687) для счетчика класса точности 0,5 при токе $I = 0{,}5I_{ном}$ и $\cos\varphi = 0{,}85$ инд. по формуле интерполяции $\delta_{cc}(\cos\varphi) = 0{,}7 - 0{,}2\cos\varphi$ для $I0\ \% \leqslant J \leqslant I20\ \%$

$\delta_{on} = 0$ - принимается в соответствии с Приложением 2;

$\delta_{cU} = 0{,}026 \cdot 3 = 0{,}078\ \%$ - вычисляется по данным табл. П.4.I и формуле табл. 5 ;

$\delta_{cf} = 0{,}04 \cdot I = 0{,}04\ \%$ - то же;

$\delta_{ct} = 0{,}036 \cdot 5 = 0{,}I8\ \%$ - рассчитывается по данным табл. П.4.2 и формуле табл. 5 ;

$\delta_{вн} = 0$ - ввид

6. Определение максимальной погрешности измерительного комплекса №3

Максимальная погрешность измерительного комплекса δ_{W_3} в реальных условиях энергообъекта рассчитывается по формуле табл. 5 с учетом полученных выше составляющих погрешности

$$\delta_{W_3} = \pm 1,1\sqrt{0,3^2+0,2^2+0,29^2+0,1^2+0,53^2+0,078^2+0,04^2+0,18^2} = \pm 0,81$$

В соответствии с п. 9.2 выразим погрешность измерительного комплекса двузначным числом, т.е. $\delta_{W_3} = \pm 0,81$ %.

Результаты расчетов составляющих погрешности и погрешности измерительного комплекса №3 представлены в табл. П.4.3.

Таблица П.4.3

Результаты расчета составляющих погрешности и погрешности измерительного комплекса

Номер измерительного комплекса	Составляющие погрешности измерительного комплекса						
	δ_J, %	θ_J, мин.	δ_u, %	θ_u, мин.	δ_∂, %	$\delta_л$, %	δ_{co}, %
ИК №3	0,30	13	0,20	10	0,29	0,10	0,53

Продолжение табл. П.4.3

Номер измерительного комплекса	Составляющие погрешности измерительного комплекса					Погрешность измерительного комплекса, δ_W, %
	$\delta_{оп}$, %	δ_{cU}, %	δ_{cf}, %	δ_{ct}, %	δ_{cH}, %	
ИК №3	0	0,078	0,04	0,18	0	0,81

Вывод. Погрешность измерительного комплекса №3 при измерении активной электроэнергии на выходе генератора мощностью 63 МВт составляет $\delta_W = \pm 0,81$ %, что на $\pm 0,01$ % превышает допускаемую по РД 34.11.321-96 норму точности.

Для обеспечения требования РД 34.11.321-96 следует уменьшить какую-либо из составляющих погрешности. Например, при использовании счетчика класса точности 0,2 вместо счетчика с классом точности 0,5 погрешность измерительного комплекса №3 составит δ'_W = [illegible]

Пример 2.

I. Общие данные

Объект учета: источник активной электроэнергии, расходуемой на собственные нужды электростанции через трансформатор собственных нужд ТСНI мощностью 6,3 МВ.А.

Учетный период: один месяц.

Допускаемая погрешность измерений по РД 34.II.32I-96: $\pm$I,4 %.

Разность показаний счетчика за учетный период: ΔN = 645,8 ед.

Коэффициент счетчика: $K = K_{тр}.M$ = I0000.

Результат измерений электроэнергии: W = 6458 тыс. кВт.ч.

2. Данные СИ и вспомогательных устройств

Источник данных: паспорт-протокол измерительного комплекса в соответствии с РД 34.09.I0I-94.

Счетчик активной энергии:

индукционный;

класс точности 0,5 по ГОСТ 6570-75;

коэффициент счетчика K = I0000.

шкала отсчетного устройства: барабанного вида, 6-разрядная (условное обозначение по Приложению 2: ШБ; XXXXX,X), цена деления шкалы младшего десятичного разряда C = 0,02 ед.

Трансформатор тока:

класс точности 0,5;

фактическая нагрузка вторичной обмотки ТТ равна номинальной.

Трансформатор напряжения:

класс точности 0,5;

фактическая нагрузка ТН равна номинальной.

Потери напряжения в линии присоединения счетчика к ТН:

$\delta_л$ = 0,2 %.

3. Исходные данные о параметрах контролируемого присоединения приведены в табл. П.4.4.

4. Исходные данные о счетчике электроэнергии приведены в табл. П.4.5.

Таблица П.4.4

Исходные данные о параметрах контролируемого присоединения

Наименование (обозначение) присоединения	Номинальные значения			Предельные отклонения за учетный период, %								Усредненные значения $\cos\varphi_{ср}$
	$U_{ном}$, кВ	$I_{ном}$, кА	$f_{ном}$, Гц	$U/U_{ном}$		$\Sigma U_{макс}$	$I/I_{ном}$		$f/f_{ном}$		$\varepsilon f_{макс}$	
				нижн.	верхн.		нижн.	верхн.	нижн.	верхн.		
I	2	3	4	5	6	7	8	9	I0	II	I2	I3
ТСН-I	I0,5	0,2	50	97	I0I	3	40	I00	99	I00	I	0,8

Таблица П.4.5

Исходные данные о счетчике электроэнергии

Номер измерительного комплекса	Класс точности	Шкала отсчетного устройства		Фактические условия применения						Функции влияния при $I=0,1I_{ном}$, $\cos\varphi=0$, синд.		
		вид, разрядность, цена деления	$\Delta_{оп}$, ед.	температура, °С				индукция магн. поля, Н, мТл	наклон корпуса α, град.	K_U, %/%	K_f, %/%	K_t, %/°С
				нижн.	верхн.	сред.	Δt макс.					
I	2	3	4	5	6	7	8	9	I0	II	I2	I3
[illegible]	0,5	ШБ; XXXXX,X; c = 0,02	0,0I	I5	25	20	5	0,0I	0,5	0,066	0,I4I	0,03

Значения влияющих величин, указанные в графах 9 и 10 (табл. П.4.5), находятся в пределах нормальных значений и поэтому в дальнейших расчетах погрешности измерительного комплекса не учитываются.

Значения функций влияния в графах 11-13 (табл. П.4.5) получены по данным ГОСТ 6570-75 методом линейной интерполяции для рабочего тока $I = 40\ \%$ от $I_{ном}$ и $\cos\varphi = 0{,}8$ инд. (см. п. 9.1.7.4):

$$K_U(I, \cos\varphi) = 0{,}128 - 0{,}00075 - 0{,}04\cos\varphi = 0{,}128 - 0{,}00075 \cdot 40 - 0{,}04 \cdot 0{,}8 = 0{,}066\ \%/\%;$$

$$K_I(I, \cos\varphi) = 0{,}225 - 0{,}0005 - 0{,}08\cos\varphi = 0{,}225 - 0{,}0005 \cdot 40 - 0{,}08 \cdot 0{,}8 = 0{,}141\ \%/\%;$$

$$K_t(\cos\varphi) = 0{,}07 - 0{,}04\cos\varphi = 0{,}07 - 0{,}04 \cdot 0{,}8 = 0{,}038\ \%/^{\circ}C.$$

5. Определение составляющих погрешности измерительного комплекса №8

Исходя из фактических условий применения и стандартизованных метрологических характеристик СИ, получаем:

$\varepsilon_I = 0{,}69\ \%$ - рассчитывается по данным ГОСТ 7746-89 для ТТ класса точности 0,5 при рабочем токе $I = 0{,}4 I_{ном}$ по формуле линейной интерполяции $\varepsilon_I(I) = 0{,}81 - 0{,}003 I I = 0{,}81 - 0{,}003 \cdot 40 = 0{,}69\ \%$;

$\theta_I = 41'$ - то же, по формуле $\theta_I(I) = 46{,}75 - 0{,}183 I = 46{,}75 - 0{,}183 \cdot 40 = 41'$;

$\tilde{\varepsilon}_U = 0{,}5\ \%$ - принимается по ГОСТ 1983-89 для ТН класса точности 0,5;

$\theta_U = 20'$ - то же;

$\varepsilon_\theta = 0{,}029 \cdot \sqrt{41^2 + 20^2} \cdot \sqrt{1 - 0{,}8^2} / 0{,}8 = 1{,}0\ \%$ - вычисляется по формуле табл. 5;

$\delta_л = 0{,}2\ \%$ - принимается по паспорту-протоколу измерительного комплекса №8;

$\delta_{сс} = 0{,}52\ \%$ - рассчитывается по данным ГОСТ 6570-75 для счетчика класса точности 0,5 при токе $I = 40\ \%$ от $I_{ном}$ и $\cos\varphi = 0{,}8$ инд. по формуле линейной интерполяции $\delta_{сс}(\cos\varphi) = 1{,}1 - 0{,}6\cos\varphi = 1{,}1 - 0{,}6 \cdot 0{,}8 = 0{,}52\ \%$;

$\delta_{сп} = 0$ - принимается в соответствии с Приложением 2;

$\delta_{сU} = 0{,}066 \cdot 3 = 0{,}2\ \%$ - вычисляется по данным табл. П.4.4, табл. П.4.5 и по формуле табл. 5;

$\delta_{сI} = 0{,}141 \cdot 1 = 0{,}14\ \%$ - то же;

$\varepsilon_{ct} = 0{,}033.5 = 0{,}19$ % - вычисляется по данным табл. П.4.5 и формуле табл. 5 ;

$\varepsilon_{\varphi} = 0$ - ввиду малозначимости угла наклона корпуса счетчика;

$\varepsilon_{H} = 0$ - ввиду малозначимости внешнего магнитного поля.

6. Определение максимальной погрешности измерительного комплекса №8

Максимальная погрешность измерительного комплекса ε_{W_y} в реальных условиях энергообъекта рассчитывается по формуле табл. 5 с учетом полученных выше составляющих погрешности:

$$\varepsilon_{W_y} = \pm 1{,}1\sqrt{0{,}69^2+0{,}5^2+1{,}0^2+0{,}2^2+0{,}52^2+0{,}2^2+0{,}14^2+0{,}19^2} = \pm 1{,}606$$

В соответствии с п. 9.2 выразим погрешность измерительного комплекса двузначным числом, т.е. $\delta_{W_y} = \pm 1{,}6$ %.

Результаты расчетов составляющих погрешности и погрешности измерительного комплекса №8 представлены в табл. П.4.6.

Таблица П.4.6

Результаты расчета составляющих погрешности и погрешности измерительного комплекса

Номер измерительного комплекса	Составляющие погрешности измерительного комплекса						
	$\varepsilon_{\text{э}}$, %	$\theta_{\text{э}}$, мин.	$\delta_{\text{а}}$, %	$\theta_{\text{а}}$, мин.	δ_{θ}, %	$\varepsilon_{\text{л}}$, %	$\delta_{\text{ТТ}}$ %
ИК №8	0,69	41	0,5	20	1,0	0,2	0,52

Продолжение таблицы П.4.6

Номер измерительного комплекса	Составляющие погрешности измерительного комплекса					Погрешность измерительного комплекса, %
	$\delta_{\text{оп}}$, %	ε_{cU}, %	ε_{ct}, %	ε_{cI}, %	ε_{cj}, %	
ИК №8	0	0,2	0,14	0,19	0	1,6

Вывод. Погрешность измерительного комплекса №8 $\delta_{W_y} = \pm 1{,}6$ % превышает на $\pm 0{,}2$ % допускаемую по РД 34.11.321-96 норму точности.

Для обеспечения требуемой по РД 34.11.321-96 погрешности измерений следует принять соответствующие меры. Например, можно обеспечить повышение рабочего тока I до 80 % от $I_{ном}$, а угол φ уменьшить до значения $\cos\varphi = 0{,}9$ инд., погрешность измерительного комплекса не превысит требуемого по РД 34.11.321-96 значения.

Приложение 5
(рекомендуемое)

Форма записи результатов измерений электроэнергии

Календарная дата и астрономическое время	Наименование (обозначение) объекта учета	Номер СИ	Показания счетчика		Разность показаний счетчика за учетный период, $\Delta N = N_2 - N_1$, ед.	Коэффициент счетчика, K	Электроэнергия, измеренная за учетный период, $W = K(N_2 - N_1)$ кВт.ч или квар.ч	Погрешность измерений		Примечания
			N_2, ед.	N_1, ед.				относительная, %	абсолютная, кВт.ч или квар.ч	
I	2	3	4	5	6	7	8	9	I0	II

Приложение 6

Список
документов, на которые даны ссылки в МВИ

Обозначение	Наименование	Номер пункта МВИ
I	2	3
ГОСТ Р 8.563-96	ГСИ. Методики выполнения измерений	Вводная часть; I.3
РД 34.09.I0I-94	Типовая инструкция по учету электроэнергии при ее производстве, передаче и распределении. - М.: СПО ОРГРЭС, I995	Вводная часть; 2.I; 2.4.2; 7.2.2; II.3; Приложение 4
	Правила устройства электроустановок. - М.: Энергоатомиздат, I985	Вводная часть; 2.4
РД 34.II.32I-96	Нормы точности измерений технологических параметров тепловых электростанций. - М.: ВТИ, I997	I.2; Приложение I; Приложение 4
ГОСТ 7746-89	Трансформаторы тока. Общие технические условия	2.5; 9.I.4; Приложение 4
ГОСТ I983-89	Трансформаторы напряжения. Общие технические условия	2.5; 9.I.4; Приложение 4
ГОСТ 6570-75	Счетчики электрические активной и реактивной энергии индукционные. Общие технические условия	2.5; Приложение 4
ГОСТ 26035-83	Счетчики электрической энергии переменного тока электронные. Общие технические условия	2.5
ГОСТ 30206-94 (МЭК 687-92)	Статические счетчики ватт.часов активной энергии	2.5; Приложение 4

Продолжение

I	2	3
	переменного тока (классы точности 0,2$ и 0,5$)	
ГОСТ 30207-94 (МЭК I036-90)	Статические счетчики ватт.часов активной энергии переменного тока (классы точности I и 2)	2.5
МИ I967-89	ГСИ. Выбор методов и средств измерения при разработке методик выполнения измерений. Общие положения	2.6.3
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; 4.5
	Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей. - М.: Энергоатомиздат, I989	4.I; 5.I
	Правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок. - М.: Энергоатомиздат, I987	4.I; 5.I
	Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей. - М.: Атомиздат, I970	4.I; 5.I
	Правила эксплуатации электроустановок потребителей. - М.: Энергоатомиздат, I992	4.I; 5.I
ГОСТ 22261-94	Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия	4.2
ГОСТ I2.I.038-82	ССБТ.	

Продолжение

1	2	3
	Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов	
ГОСТ 12.2.007.3-75	ССБТ. Электротехнические устройства на напряжение свыше 1000 В. Требования безопасности	4.5
	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	9.1.4; 9.6
МИ 1317-86	ГСИ. Методические указания. Результаты и характеристики погрешности измерений. Формы представления. Способы использования при испытаниях образцов продукции и контроле их параметров	9.6

ОГЛАВЛЕНИЕ

I. Требования к погрешности измерений 4
2. Средства измерений, вспомогательные устройства 4
3. Метод измерений 7
4. Требования безопасности 7
5. Требования к квалификации операторов 7
6. Условия измерений 8
7. Подготовка к выполнению измерений I0
8. Выполнение измерений I2
9. Обработка (вычисление) результатов измерений I2
I0. Оформление результатов измерений I9
II. Контроль точности результатов измерений I9
Приложение I. Нормы точности измерений электроэнергии 2I
Приложение 2. Погрешность определения разности показаний счетчиков 24
Приложение 3. Формы представления исходных данных, промежуточных и конечных результатов расчета погрешности измерительных комплексов в реальных условиях энергообъекта 29
Приложение 4. Примеры расчета допускаемых относительных погрешностей измерительных комплексов в реальных условиях энергообъекта 32
Приложение 5. Форма записи результатов измерений электроэнергии 40
Приложение 6. Список документов, на которые даны ссылки в МВИ 4I

gost.e-ecolog.ru