РОССИЙСКОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО ЭНЕРГЕТИКИ
И ЭЛЕКТРИФИКАЦИИ "ЕЭС РОССИИ"

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

УТВЕРЖДАЮ
Вице-президент
РАО "ЕЭС России"
О.А.Никитин
_____ 1997 г.

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

ТИПОВАЯ МЕТОДИКА
ВЫПОЛНЕНИЯ ИЗМЕРЕНИЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ МОЩНОСТИ

РД 34.11.334-97

РАЗРАБОТАНО
Генеральный директор
АО ВНИИЭ
Д.С.Саввайтов
_____ 1997 г.

Директор ВНИИМС
Л.И.Асташенков
_____ 1997 г.

г.Москва - 1997

gost.e-ecolog.ru

РОССИЙСКОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО ЭНЕРГЕТИКИ
И ЭЛЕКТРИФИКАЦИИ "ЕЭС РОССИИ"

ТИПОВАЯ МЕТОДИКА ВЫПОЛНЕНИЯ ИЗМЕРЕНИЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ МОЩНОСТИ

РД 34.11.334-97

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

МВИ аттестована АО ВНИИЭ 18 апреля 1997 г.

УДК 621.311.(086.96)

УЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ И МОЩНОСТИ НА ЭНЕРГООБЪЕКТАХ

Типовая методика выполнения измерений электрической мощности

РД 34.11.334-97

Введено в действие с 1.06.97

Настоящий документ устанавливает Типовую методику выполнения измерений (далее - МВИ) активной и реактивной средней мощности (далее - мощность) при производстве, передаче и распределении электроэнергии на электростанциях, подстанциях, линиях электропередачи и других энергообъектах РАО "ЕЭС России" и АО-энерго.

МВИ распространяется на измерения мощности с использованием счетчиков активной и 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 мощности, проводимые с использованием многофункциональных электронных счетчиков, автоматизированных систем контроля и учета электроэнергии, счетчиков с указателями максимума мощности, ваттметров и варметров.

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 измерений и структуре учета электроэнергии и мощности на энергообъекте. При измерении мощности для целей коммерческого учета электроэнергии МВИ энергообъекта подлежит аттестации в соответствии с ГОСТ Р 8.563-96.

I. ТРЕБОВАНИЯ К ПОГРЕШНОСТИ ИЗМЕРЕНИЙ

I.I. За погрешность измерений мощности в настоящей МВИ принимают относительную погрешность измерительного комплекса (инструментальную погрешность).

I.2. Погрешность измерений мощности 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) полученные при соблюдении требований и правил МВИ энергообъекта.

2. СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ, ВСПОМОГАТЕЛЬНЫЕ УСТРОЙСТВА

2.I. При выполнении измерений мощности применяют измерительные комплексы (далее - ИКМ), в состав которых могут входить:

измерительные комплексы, предназначенные для измерений и учета электроэнергии в соответствии с РД 34.09.IOI-94 (далее - ИКЭ);

средства измерений времени.

В состав ИКЭ 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 измерений 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. 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.

2.3.I. В соответствии с ПУЭ допускается:.

подключение расчетных счетчиков класса точности 2,0 к ТН

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				δ_{Δ}, %, от ном., не более	Классы точности				δ_{Δ}, %, от номин., 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,0 (I,5)	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_{Δ} – относительные потери напряжения в линиях присоединения счетчиков к ТН, % от номинального значения

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. Классы точности СИ времени должны удовлетворять требованиям к допускаемой погрешности измерений мощности по разд. I. Паспортные значения максимальной абсолютной погрешности СИ времени не должны превышать указанных в табл. 2.

Таблица 2

Допускаемые абсолютные погрешности средств измерений времени

Нормируемая допускаемая погрешность измерений мощности, δ, не более	Средний суточный ход часов, $\Delta t_{макс}$, с/сут., не более	Максимальная погрешность секундомера за 60 с, $\Delta_{t\,макс}$, с
±I,0	±I0,0	±0,2
±2,5	±25,0	±0,5
±4,0	±40,0	±0,8

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, ГОСТ 30207-94, а также паспортным данным СИ, примененным при выполнении измерений.

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

Необходимым условием при выборе СИ является удовлетворение требований к точности измерений по разд. I 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 ИКЭ, другие СИ и технические средства, приведенные в табл. ...". Рекомендуемая форма таблицы соответствует табл. 3.

В табл. 3 указывают счетчики, входящие в ИКЭ, СИ времени, СИ влияющих величин (термометры, амперметры, вольтметры и др.), мет-

рологические характеристики СИ (класс точности, пределы измерен и т.д.) и другое.

Таблица 3

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

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

3. МЕТОДЫ ИЗМЕРЕНИЙ

3.I. Измерения мощности выполняют одним из двух методов.

3.I.I. Первый метод основан на измерении электроэнергии W в течение промежутка времени ΔT с использованием счетчика электроэнергии и вычислении средней мощности P за промежуток времени ΔT по формуле

$$P = \frac{W}{T_K - T_H} = \frac{W}{\Delta T}, \qquad (3.1)$$

где T_K и T_H – моменты времени окончания и начала измерений электроэнергии.

3.I.2. Второй метод основан на измерении интервала времени Δt, за который диск индукционного счетчика совершает заданное число оборотов n, и вычислении средней мощности P за интервал времени Δt по формуле

$$P = K\frac{n}{\Delta t} \qquad (3.2)$$

где K – коэффициент пропорциональности, определяемый техническими данными счетчика.

3.2. В ИВИ энергообъекта с учетом последующего использования результатов измерений на каждом контролируемом присоединении (контроль режима работы энергооборудования, снятие графика нагрузки, определение максимума мощности, определение коэффициента мощности и др.) должен быть указан метод измерений и установлен вре-

менной режим выполнения измерений.

4. ТРЕБОВАНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ

4.1. При выполнении измерений мощности 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 техники безопасности при эксплуатации электроустановок", "Правилами эксплуатации электроустановок потребителей" 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 и место их расположения на металлическом цоколе счетчика должны соответствовать техническому описанию и инструкции по эксплуатации 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 измерительных трансформаторов должны соответствовать ГОСТ 12.2.007.3-75 и ГОСТ 12.2.007.0-75. Вторичные обмотки трансформаторов должны быть заземлены.

5. ТРЕБОВАНИЯ К КВАЛИФИКАЦИИ ОПЕРАТОРОВ

5.1. К выполнению измерений допускаются лица, подготовленные в соответствии с "Правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей", "Правилами техники безопасности при эксплуатации электроустановок", "Правилами технической эксплуатации электроустановок потребителей" и "Правилами техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей", имеющие квалификационную группу не ниже III и обученные проведению измерений при учете электроэнергии и мощности.

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

6. УСЛОВИЯ ИЗМЕРЕНИЙ

6.I. Условия измерений должны отвечать требованиям, изложенным в "Типовой методике выполнения измерений количества электроэнергии" РД 34.II.333-97 со следующими дополнениями.

6.I.I. Рабочие условия применения СИ времени (часов, секундомера) должны соответствовать указанным в паспорте или инструкции по эксплуатации используемых СИ.

6.I.2. В МВИ энергообъекта указывают: промежуток времени ΔT по первому методу измерений мощности (I5 или 30 мин)), число оборотов n диска индукционного счетчика при измерении интервала времени Δt по второму методу измерений мощности. Рекомендуемое число оборотов n – целое число от 2 до I0, по времени лежащее в пределах интервала времени Δt от 20 до 60 с.

7. ПОДГОТОВКА К ВЫПОЛНЕНИЮ ИЗМЕРЕНИЙ

7.I. Подготовка к выполнению измерений должна соответствовать "Типовой методике выполнения измерений количества электроэнергии" РД 34.II.333-97 в части подготовки ИКЭ к выполнению измерений со следующими дополнениями.

7.I.I. Перед проведением измерений по первому и второму методам корректируют показания часов по сигналам точного времени не реже, чем один раз в сутки с погрешностью установки часов не более I с.

7.I.2. Перед проведением измерений по второму методу производят опробование секундомера в соответствии с инструкцией по его эксплуатации.

8. ВЫПОЛНЕНИЕ ИЗМЕРЕНИЙ

8.I. При выполнении измерений мощности первым методом выполняют следующие операции.

8.I.I. Производят отсчеты показаний счетчика $N_н$ и $N_к$ в моменты времени начала $T_н$ и окончания $T_к$ измерений электроэнергии.

8.I.2. Выполняют операцию по п. 8.I.I на тех контролируемых присоединениях (объектах учета), где измерения мощности проводят первым методом.

8.I.3. При наблюдении в процессе измерений мощности первым методом записывают:

календарную дату выполнения измерений;

наименование (обозначение) контролируемого присоединения (объекта учета);

номер измерительного комплекса;

номер наблюдения на контролируемом присоединении;

астрономическое время наблюдений (моменты времени $T_н$ и $T_к$ отсчета показаний счетчика $N_н$ и $N_к$);

промежуток времени измерений электроэнергии ΔT ;

номер и технические данные счетчика, входящего в состав ИКЭ;

показания $N_н$ и $N_к$ счетчика по всем разрядам шкалы отсчетного устройства.

8.2. При выполнении измерений мощности вторым методом (п. 3.I.2 выполняют следующие операции.

8.2.I. По секундомеру производят отсчет интервала времени Δt , в течение которого диск индукционного счетчика совершит заданное в МВИ энергообъекта число оборотов n .

8.2.2. Выполняют операцию по п. 8.2.I на тех контролируемых присоединениях (объектах учета), где измерения мощности проводят вторым методом.

8.2.3. При наблюдении в процессе измерений записывают:

календарную дату выполнения измерений;

наименование (обозначение) контролируемого присоединения (объекта учета);

номер измерительного комплекса;

номер наблюдения на контролируемом присоединении;

астрономическое время наблюдения (момент начала отсчета числа оборотов диска счетчика);

интервал времени измерений числа оборотов диска счетчика;

номер и технические данные счетчика, входящего в состав ИКЭ;

число оборотов диска счетчика.

8.3. После записи в таблицах данных по пп. 8.I.3 и 8.2.3 дополнительно записывают результаты измерений электроэнергии и средней мощности (при измерении первым методом) и результаты измерений средней мощности (при измерении вторым методом).

8.4. В МВИ энергообъекта в разделе "Выполнение измерений" также указывают:

метод измерений мощности для контролируемого присоединения;

последовательность обхода счетчиков при выполнении измерений;

периодичность измерений на объектах учета;

требования о необходимости и форме регистрации параметров контролируемых присоединений, влияющих величин и др.

9. ОБРАБОТКА (ВЫЧИСЛЕНИЕ) РЕЗУЛЬТАТОВ ИЗМЕРЕНИЙ

9.I. Обработку (вычисление) результатов измерений, проводимых по первому методу (п. 3.I.I), выполняют следующим способом.

9.I.I. Вычисляют разность показаний ΔN , ед., счетчика за промежуток времени ΔT (3.I) по формуле

$$\Delta N = N_K - N_H \qquad (9.I)$$

9.I.2. Рассчитывают среднюю мощность P , кВт (МВт) или квар (Мвар), контролируемого присоединения (объекта учета) за промежуток времени ΔT (3.I), мин., по формуле

$$P = K\frac{\Delta N}{\Delta T}\cdot 60 \quad , \qquad (9.2)$$

где K - коэффициент счетчика.

9.I.2.I. Для счетчика непосредственного включения или трансформаторного счетчика, на щитке которого указан множитель вида "М.10^m", принимается коэффициент $K = M.10^m$; при отсутствии множителя коэффициент $K = I$.

9.I.2.2. Для трансформаторного универсального счетчика коэффициент $K = K_{тр}$ и вычисляется по формуле

$$K_{тр} = \frac{U_1}{U_2}\cdot\frac{J_1}{J_2} \qquad (9.3)$$

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 "М.10^m" коэффициент K вычисляется по формуле

$$K = \frac{U_1}{U_2}\,\frac{J_1}{J_2}\cdot M\cdot 10^m \qquad (9.4)$$

9.I.3. Относительную погрешность измерений мощности первым методом (п. 3.I.I) вычисляют по формуле

$$\delta_P = \pm 1{,}1\sqrt{\left(\frac{\delta_W}{1{,}1}\right)^2 + \delta_{0П}^2 + \delta_T^2 + \delta_{0В}^2}\ , \qquad (9.5)$$

где δ_W - относительная погрешность ИКЭ, %;

$\delta_{0П}$ - погрешность определения разности показаний счетчика за промежуток времени ΔT, %;

δ_T - погрешность СИ времени (часов), %;

$\delta_{0В}$ - погрешность определения разности показаний СИ времени, %

9.I.3.I. Относительная погрешность ИКЭ δ_W определяется по данным паспорта-протокола ИКЭ.

9.I.3.2. Погрешность определения разности показаний счетчика вычисляют по формуле

$$\delta_{0П} = \frac{\sqrt{2}\,\Delta_{0П}}{\Delta N}100\% = \frac{\sqrt{2}\,C}{2\Delta N}100\% \ , \qquad (9.6)$$

где $\Delta_{0П}$ - абсолютная погрешность отсчета показаний счетчика, ед.;

ΔN - см. формулу (9.I), ед.;

C - цена деления младшего десятичного разряда шкалы счетчика, ед.

9.I.3.3 Погрешность СИ времени (часов) вычисляют по формуле

$$\delta_T = \frac{\Delta_T}{\tau}100\% \ , \qquad (9.7)$$

где Δ_T - предел суточного хода СИ времени (часов), указанный в паспорте СИ, с (табл. 2);

τ = 86400 - число секунд в сутках.

9.I.3.4. Погрешность определения разности показаний СИ времени вычисляют по формуле

$$\delta_{0В} = \frac{\sqrt{2}\,\Delta_{0В}}{60\Delta T}100\% = \frac{\sqrt{2}\,b}{120\Delta T}100\% \ , \qquad (9.8)$$

где $\Delta_{0В} = 0{,}5\,b$ - абсолютная погрешность отсчета показаний СИ времени, с;

ΔT - промежуток времени (см. формулу (3.I)), мин.;

b - цена деления шкалы СИ времени, с.

9.I.4. Выполняют операции по пп. 9.I.I-9.I.3 для каждого контролируемого присоединения, предусмотренного МВИ энергообъекта.

9.2. Обработку (вычисление) результатов измерений, проводимых по второму методу (п. 3.I.2), выполняют следующим способом.

9.2.I. Вычисляют мощность P, кВт (МВт) или квар (Мвар), контролируемого присоединения по формуле (3.2).

9.2.I.I. Для счетчиков непосредственного включения и трансформаторных счетчиков коэффициент K вычисляется по формуле

$$K = \frac{3600}{A} \qquad (9.9)$$

где A - передаточное число счетчика, об/кВт.ч или об/квар.ч, указанное на щитке счетчика.

Если на щитке счетчика указано: "Один оборот диска = A' кВт.ч (или квар.ч)", для расчета коэффициента K используется формула

$$K = 3600A' \qquad (9.10)$$

9.2.I.2. Для трансформаторных универсальных счетчиков коэффициент K_1 вычисляется по формуле

$$K_1 = \frac{3600}{A} K_{тр} \qquad (9.11)$$

или

$$K = 3600\, K_{тр} \cdot A', \qquad (9.12)$$

где $K_{тр}$ - см. формулу (9.3).

9.2.2. Относительную погрешность измерений мощности вторым методом (п. 3.I.2) вычисляют по формуле

$$\delta_P = \pm 1{,}1\sqrt{\left(\frac{\delta_w}{1{,}1}\right)^2 + \delta_t^2} \qquad (9.13)$$

где δ_w - относительная погрешность ИКЭ, %;

δ_t - погрешность секундомера, %.

9.2.2.I. Относительная погрешность ИКЭ δ_w определяется по данным паспорта-протокола ИКЭ.

9.2.2.2. Погрешность секундомера вычисляют по формуле

$$\delta_t = \frac{\Delta_{t\,макс} + 0{,}6}{60} 100\% , \qquad (9.14)$$

где $\Delta_{t\,макс}$ - максимальная абсолютная погрешность секундомера

за 60 с, указанная в его паспорте, с;

C – цена деления шкалы циферблата секундомера, с.

9.2.3. Выполняют операции по пп. 9.2.I-9.2.2 для каждого контролируемого присоединения (объекта учета), предусмотренного МВИ энергообъекта.

9.3. Гарантируемая точность измерений мощности в реальных условиях энергообъекта определяется пределом допускаемой относительной погрешности измерительного комплекса.

Расчет предела допускаемой относительной погрешности измерительного комплекса при измерении мощности проводится по аналогии с расчетом предела допускаемой относительной погрешности ИКЭ в соответствии с "Типовой методикой выполнения измерений электроэнергии" РД 34.II.333-97.

9.4. Погрешность измерительного комплекса δ_P выражают числом, содержащим не более двух значащих цифр.

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

9.5. Рекомендуемые формы представления исходных данных, результатов измерений, промежуточных и конечных результатов расчета погрешности измерительных комплексов приведены в Приложении 2.

9.6. Примеры расчета допускаемых относительных погрешностей измерительных комплексов в реальных условиях энергообъектов приведены в Приложении 3.

9.7. Абсолютную погрешность измерительного комплекса вычисляют по формуле

$$\Delta_P = 0{,}01\,\delta_P \cdot P \quad , \qquad \text{кВт или квар} \qquad (9.I5)$$

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

метод измерений мощности для каждого контролируемого присоединения;

порядок подготовки исходных данных для расчета погрешности измерительного комплекса;

уточненные формы записи исходных данных, результатов измерений, промежуточных и конечных результатов расчета погрешности измерительного комплекса.

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.

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 разд. I настоящей МВИ или МВИ энергообъекта.

II.2. Контроль точности может быть оперативным и (или) периодическим.

II.3. Оперативный контроль точности проводят в случаях, указанных в "Типовой методике выполнения измерений электроэнергии" РД 34.II.333-97 , а также:

при расхождении результатов измерений мощности по настоящей МВИ или МВИ энергообъекта с результатами прямых измерений мощности контрольными или дублирующими СИ - ваттметрами, варметрами, установленными в контролируемых цепях;

при замене СИ времени (часов, секундомеров) на однотипные или иные СИ времени;

при изменении метода измерения мощности.

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

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

выбора метода измерений мощности;

применения СИ и вспомогательных устройств;

соблюдения условий измерений;

выполнения операций при подготовке к измерениям;

выполнения измерений;

обработки (вычисления) 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 принятым методом и показаний дублирующих или контрольных СИ мощности.

Приложение I

Нормы точности измерений электрической мощности (по РД 34.II.321-96)

Электрическая мощность	Нормируемая относительная погрешность измерений, %, для:						Примечания
	оперативного контроля		АСУ и ТЭП		коммерческого учета		
	активной мощности	реактивной мощности	активной мощности	реактивной мощности	активной мощности	реактивной мощности	
I	2	3	4	5	6	7	8
Вырабатываемая генераторами:							Вычисляется по интервальным значениям расхода электроэнергии (возможные интервалы: I5 и 30 мин.)
мощностью 50 МВт и более	-	-	-	-	±0,8	-	
мощностью до 50 МВт	-	-	-	-	±I,4		
В цепи генератора:							
мощностью I00 МВт и более	±I,0	±2,0	±I,2	±I,6	-	-	
мощностью до I00 МВт	±2,0	±2,0	±I,6	±I,6	-	-	
Суммарная электростанции мощностью 200 МВт и более	±I,0	-	±I,2	-	-	-	
В цепях трансформаторов и линий, питающих собственные нужды напряжением 6 кВ и выше	±2,0	-	±I,6	-	-	-	

I	2	3	4	5	6	7	8
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	-	-	-	
В цепях линий напряжением II0 кВ и выше с двухсторонним питанием, отходящих от шин электростанции, и в цепях обходных выключателей	±I,8	±2,0	±I,2	±I,6	-	-	
Передаваемая (получаемая) по межсистемным[x]) линиям электропередачи:							
напряжением 220 кВ и выше	-	-	-	-	±I,0	±I,4[xx])	
напряжением до 220 кВ	-	-	-	-	±I,4	±2,6[xx])	

[x]) Под межсистемными линиями подразумеваются линии, отходящие от шин станции:
в сети других государств;
в сети РАО "ЕэС России";
в сети других АО-энерго и ОЭС;
в сети АО-энерго, если станция не входит в состав РАО "ЕэС России" и АО-энерго

[xx]) При расчетах за реактивную мощность

I	2	3	4	5	6	7	8
Передаваемая по линиям, принадлежащим потребителям и присоединенным непосредственно к шинам электростанции:							***) При расчетах с потребителями за компенсацию реактивной мощности
напряжением 110 кВ и выше	-	-	-	-	±1,4	±2,6***	
напряжением менее 110 кВ	-	-	-	-	±2,6	±2,6***	

Приложение 2
(рекомендуемое)

Формы представления исходных данных, результатов измерений, промежуточных и конечных результатов расчета погрешности измерительных комплексов

Таблица П.2.1

Исходные данные о средствах измерений (первый метод измерений)

Номер измерительного комплекса	Измерительный комплекс учета электроэнергии ИКЭ			Средство измерений времени		
	номер	цена деления шкалы счетчика c, ед.	относительная погрешность, δ_W, %	номер (тип)	цена деления шкалы, θ, с	абсолютная погрешность, Δ_t, с
I	2	3	4	5	6	7

Таблица П.2.2

Результаты измерений (первый метод измерений)

Дата: ____

Контролируемое присоединение (объект учета): _____

Номер измерительного комплекса: ____

Номер наблюдения на контролируемом присоединении	Астрономическое время наблюдения, час – мин.	Промежуток времени, ΔT, мин.	Счетчик № ____ Коэффициент счетчика K = ____		Электроэнергия, W, кВт.ч (МВт.ч) или квар.ч (Мвар.ч)	Средняя мощность, P, кВт (МВт) или квар (Мвар)
			показания счетчика N_H (N_K), ед.	разность показаний счетчика ΔN, ед.		
I	2	3	4	5	6	7

Таблица П.2.3

Результаты расчета составляющих погрешности и погрешности измерительных комплексов (первый метод измерений)

Номер измерительного комплекса	Номер наблюдения на контролируемом присоединении	Составляющие погрешности измерительного комплекса				Погрешность измерительного комплекса, δ_p, %
		δ_W, %	$\delta_{ТП}$, %	δ_T, %	$\delta_{РВ}$, %	
I	2	3	4	5	6	7

Таблица П.2.4

Исходные данные о средствах измерений (второй метод измерений)

Номер измерительного комплекса	Измерительный комплекс учета электроэнергии		Средство измерений времени		
	номер	относительная погрешность, δ_W, %	номер (тип)	цена деления шкалы, b, с	$\Delta_{t\,max}$, с
I	2	3	4	5	6

Таблица П.2.5

Результаты измерений (второй метод измерений)

Дата: ____

Контролируемое присоединение (объект учета): _____

Номер измерительного комплекса: _____

Номер наблюдения на контролируемом присоединении	Астрономическое время наблюдения, час - мин.	Интервал времени, Δt, с	Счетчик №... Передаточное число ... Коэффициент счетчика...	Средняя мощность, P, кВт
			число оборотов, n	
1	2	3	4	5

Таблица П.2.6

Результаты расчета составляющих погрешности и погрешности измерительных комплексов (второй метод измерений)

Номер измерительного комплекса	Номер наблюдения на контролируемом присоединении	Составляющие погрешности измерительного комплекса		Погрешность измерительного комплекса, δ_r, %
		δ_W, %	δ_t, %	
1	2	3	4	5

Приложение 3

Примеры расчета допускаемых относительных погрешностей измерительных комплексов

Пример I. Расчет допускаемой погрешности измерительного комплекса при измерении мощности первым методом (п. 3.I.I) в цепи понижающего трансформатора

I. Общие данные

Объект учета: понижающий трансформатор напряжением 220 кВ, мощностью I65 МВт.

Цель измерений: измерения для определения ТЭП.

Допускаемая погрешность измерений по РД 34.II.32I-96: $\pm$I,2 %;

Продолжительность измерений: один час.

Промежуток времени между двумя последовательными измерениями: ΔT = I5 мин.;

Общее число наблюдений: 5.

Условия измерений: реальные условия энергообъекта.

2. Данные СИ и вспомогательных устройств

Источник данных: паспорт-протокол измерительного комплекса учета электроэнергии ИКЭ №3 в соответствии с РД 34.09.I0I-94, паспортные данные счетчика и СИ времени.

Измерительный комплекс ИКЭ №3:

допускаемая относительная погрешность $\delta_{ИК_3}$ = $\pm$0,82 %.

Счетчик (в составе ИКЭ К3):

класс точности 0,5;

коэффициент счетчика K = I0000;

шкала отсчетного устройства: барабанного вида, 6-разрядная (условное обозначение: ШБ; XXXXX,X);

цена деления шкалы младшего разряда C = 0,02 ед.

Средство измерений времени:

часы кварцевые с секундной стрелкой;

цена деления шкалы c = I с;

предел суточного хода (по паспорту часов) Δ_- = 30 с;

абсолютная погрешность отсчета показаний $\Delta_{об}$ = 0,5 с.

3. Исходные данные о СИ приведены в табл. П.3.I.

4. Промежуточные и конечные результаты измерений первым методом приведены в табл. П.3.2.

Таблица П.3.1

Исходные данные о средствах измерений (первый метод измерений)

Номер измерительного комплекса	Измерительный комплекс учета электроэнергии ИКЭ			Средство измерений времени		
	номер	цена деления шкалы счетчика, C, ед.	относительная погрешность, $\delta_{ИКЭ}$, %	номер (тип)	цена деления шкалы, c, с	абсолютная погрешность, Δ_T, с
ИИМ №07	ИКЭ №3	0,02	±0,82	№100350	1,0	30

Таблица П.3.2

Результаты измерений (первый метод измерений)

Дата: 18.06.97.

Контролируемое присоединение (объект учета): понижающий трансформатор мощностью 165 МВт.

Номер измерительного комплекса: ИИМ №07.

Номер наблюдения на контролируемом присоединении	Астрономическое время наблюдения, час-мин.	Промежуток времени, ΔT, мин.	Счетчик №1875643. Коэффициент счетчика $K = 10^4$		Электроэнергия W, кВт.ч	Средняя мощность, P, МВт
			показания, N_i ($N_к$), ед.	разность показаний ΔN, ед.		
1	9-00	-	2145,00	-	-	-
2	9-15	15	2148,02	3,02	30200	120,8
3	9-30	15	2151,52	3,50	35000	140,0
4	9-45	15	2149,52	3,60	36000	144,0
5	10-00	15	2155,32	3,80	38000	152,0

Астрономическое время наблюдений (табл. П.3.2) фиксируют через заданные промежутки времени ΔT = 15 мин. и одновременно отсчитывают показания счетчика. При этом момент окончания i-го наблюдения T_{K_i} является моментом начала $i+1$ наблюдения $T_{н_{i+1}}$ Соответственно, при определении разности показаний счетчика ΔN (9.1) конечный результат i-го наблюдения N_{K_i} является начальным результатом $i+1$ наблюдения $N_{н_{i+1}}$

Значение электроэнергии за промежуток времени ΔT вычисляют по формуле $W = K(N_K - N_{н})$, где K - коэффициент счетчика.

Среднюю мощность за промежуток времени ΔT вычисляют по формуле (9.2).

5. Определение составляющих погрешности измерительного комплекса

Исходя из реальных условий измерений на энергообъекте, получаем:

$\delta_{W_3} = \pm 0{,}32\ \%$ - определяется по паспорту-протоколу ИКЭ КЗ;

$\delta_{оп}$ - вычисляется по формуле (9.6) для каждого проводимого через промежуток времени ΔT наблюдения;

$\delta_T = \frac{30}{86400} \cdot 100\% = 0{,}035\ \%$ - вычисляется по формуле (9.7);

$\delta_{ов} = \frac{\sqrt{2}\cdot 1}{120\cdot 15} \cdot 100\% = 0{,}078\ \%$ - вычисляется по формуле (9.8).

6. Определение максимальной погрешности измерительного комплекса

Максимальная погрешность измерительного комплекса ИКМ К07 δ_P рассчитывается по формуле (9.5) с учетом полученных выше составляющих погрешности для каждого проводимого через промежуток времени ΔT наблюдения:

$$\delta_{P_1} = \pm 1{,}1\sqrt{\left(\frac{0{,}82}{1{,}1}\right)^2 + 0{,}466^2 + 0{,}035^2 + 0{,}078^2} = \pm 0{,}971\ \%;$$

$$\delta_{P_2} = \pm 1{,}1\sqrt{\left(\frac{0{,}82}{1{,}1}\right)^2 + 0{,}402^2 + 0{,}035^2 + 0{,}078^2} = \pm 0{,}935\ \%;$$

$$\delta_{P_3} = \pm 1{,}1\sqrt{\left(\frac{0{,}82}{1{,}1}\right)^2 + 0{,}391^2 + 0{,}035^2 + 0{,}078^2} = \pm 0{,}930\ \%;$$

$$\delta_{P_4} = \pm 1{,}1\sqrt{\left(\frac{0{,}82}{1{,}1}\right)^2 + 0{,}371^2 + 0{,}035^2 + 0{,}078^2} = \pm 0{,}920\%.$$

В соответствии с п. 9.4 полученные значения погрешности измерительного комплекса δ_{ρ_1}-δ_{ρ_4} округляются и выражаются числами, содержащими не более двух значащих цифр, т.е. $\delta_{\rho_1} = \pm 0{,}97$ %; $\delta_{\rho_2} = \pm 0{,}94$ %; $\delta_{\rho_3} = \pm 0{,}93$ % и $\delta_{\rho_4} = \pm 0{,}92$ %.

Результаты расчетов составляющих погрешности и погрешности измерительного комплекса ИКМ №07 представлены в табл. П.3.3

Таблица П.3.3

Результаты расчета составляющих погрешности и погрешности измерительного комплекса ИКМ №07 (первый метод измерений)

Номер измерительного комплекса	Номер наблюдения на контролируемом присоединении	Составляющие погрешности измерительного комплекса				Погрешность измерительного комплекса, δ_ρ, %
		δ_{W_3}, %	δ_{Dn}, %	δ_T, %	$\delta_{сд}$, %	
ИКМ №07	I	-	-	-	-	-
	2	$\pm 0{,}82$	0,466	0,035	0,078	$\pm 0{,}97$
	3	$\pm 0{,}82$	0,402	0,035	0,078	$\pm 0{,}94$
	4	$\pm 0{,}82$	0,391	0,035	0,078	$\pm 0{,}93$
	5	$\pm 0{,}82$	0,371	0,035	0,076	$\pm 0{,}92$

Пример 2. Расчет допускаемой погрешности измерительного комплекса при измерении мощности вторым методом (п. 3.I.2) в цепи силового трансформатора

I. Общие данные

Объект учета: цепь силового трансформатора мощностью I80 кВ.А.

Вид мощности: активная.

Цель измерений: измерения для определения ТЭП.

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

Число оборотов диска индукционного счетчика: $n = 8$.

Условия измерений: реальные условия энергообъекта.

2. Данные СИ и вспомогательных устройств

Источник данных: паспорт-протокол измерительного комплекса ИКЭ №9 в соответствии с РД 34.09.I0I-94, паспортные данные счетчика и СИ времени.

Измерительный комплекс ИКЭ №9:

допускаемая относительная погрешность $\delta_{W_3} = \pm$I,5 %.

Счетчик (в составе ИКЭ №9):
класс точности 0,5;
коэффициент счетчика K = 800;
передаточное число счетчика A = 4,5 об/кВт.ч.
Средство измерений времени:
секундомер механический;
максимальная погрешность за 60 с $\Delta_{c\,макс} = \pm 0{,}2$ с;
цена деления шкалы b = 0,1 с.

3. Исходные данные о СИ приведены в табл. П.3.4.

4. Промежуточные и конечные результаты измерений вторым методом приведены в табл. П.3.5.

Астрономическое время наблюдения фиксируется в момент начала отсчета оборотов диска индукционного счетчика.

Средняя мощность за интервал времени ΔC вычисляют по формуле (3.2).

5. Определение составляющих погрешности измерительного комплекса

Исходя из реальных условий измерений на энергообъекте, получаем:

$\delta_{W_9} = \pm 1{,}5$ % - определяется по паспорту-протоколу ИКЭ №9;

$\delta_{\tau} = \frac{0{,}2 + 0{,}1}{60} \cdot 100$ % = 0,5 % - вычисляется по формуле (9.14).

6. Определение максимальной погрешности измерительного комплекса

Максимальная погрешность измерительного комплекса ИКМ №14 δ_{ρ} рассчитывается по формуле (9.13) с учетом полученных выше составляющих погрешности:

$$\delta_{\rho} = \pm 1{,}1 \sqrt{\left(\frac{1{,}5}{1{,}1}\right)^2 + 0{,}5^2} = \pm 1{,}59\ \%.$$

В соответствии с п. 9.4 полученное значение погрешности измерительного комплекса δ_{ρ} округляется и выражается числом, содержащим не более двух значащих цифр, т.е. $\delta_{\rho} = \pm 1{,}6$ %.

Результаты расчетов составляющих погрешности и погрешности измерительного комплекса ИКМ №14 представлены в табл. П.3.6.

Таблица П.3.4

Исходные данные о средствах измерений
(второй метод измерений)

Номер измерительного комплекса	Измерительный комплекс учета электроэнергии		Средство измерений времени		
	номер	относительная погрешность, δ_{wq}, %	номер (тип)	цена деления шкалы, ℓ, с	$\Delta t_{макс}$, с
ИКМ №I4	ИКЭ №9	±I,5	№3758751	0,I	0,2

Таблица П.3.5

Результаты измерений
(второй метод измерений)

Дата: 20.06.97.

Контролируемое присоединение (объект учета): цепь силового трансформатора ТII мощностью I60 кВ.А.

Номер измерительного комплекса: ИКМ №I4.

Номер наблюдения на контролируемом присоединении	Астрономическое время наблюдения	Интервал времени, Δt, с	Счетчик № 4567890. Передаточное число счетчика A = 4,5 об/кВт.ч. Коэффициент счетчика K = 800.	Средняя мощность, P, кВт
			число оборотов, n	
I	9-00	40,8	8	I56,86

Таблица П.3.6

Результаты расчета составляющих погрешности и погрешности измерительного комплекса (второй метод измерений)

Номер измерительного комплекса	Составляющие погрешности измерительного комплекса		Погрешность измерительного комплекса, δ_P, %
	δ_{wq}, %	δ_t, %	
ИКМ №I4	I,5	0,5	±I,6

Приложение 4

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; Приложение 3
	Правила устройства электроустановок. - М.: Энергоатомиздат, I985.	Вводная часть; 2.3; 2.3.I
РД 34.II.32I-96	Нормы точности измерений технологических параметров тепловых электростанций. - М.: СТИ, I997	I.2; Приложение I; Приложение 3
ГОСТ 7746-89	Трансформаторы тока. Общие технические условия	2.5
ГОСТ I983-89	Трансформаторы напряжения. Общие технические условия	2.5
ГОСТ 6570-75	Счетчики электрические активной и реактивной энергии индукционные. Общие технические условия	2.5
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

I	2	3
	переменного тока (классы точности 0,2S и 0.5S)	
ГОСТ 30207-94 (МЭК 1036-90)	Статические счетчики ватт.часов активной энергии переменного тока (классы точности I и 2)	2.5
МИ 1967-89	ГСИ. Выбор методов и средств измерений при разработке методик выполнения измерений. Общие положения	2.6
ГОСТ 12.3.019-80	Испытания и измерения электрические. Общие требования безопасности	4.I
ГОСТ 12.2.007.0-75	Изделия электротехнические. Общие требования безопасности	4.I; 4.2; 4.5
	Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей. - М.: Энергоатомиздат, 1989	4.I; 5.I
	Правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок. - М.: Энергоатомиздат	4.I; 5.I
	Правила эксплуатации электроустановок потребителей. - М.: Энергоатомиздат, [illegible]	4.I; 5.I
	Правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей. - М.: Энергоатомиздат, 1989	4.I; 5.I
ГОСТ 22261-94	Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия	4.2
ГОСТ 12.1.038-82	ССБТ. Электробезопасность	4.2

I	2	3
	Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов	
ГОСТ I2.2.007.3-75	ССБТ. Электротехнические устройства на напряжение свыше I000 В. Требования безопасности	4.5
РД 34.II.333-97	Типовая методика выполнения измерений количества электрической энергии. - М.:АО ВНИИЭ, I997	6.I; 7.I; 9.3; II.3

ОГЛАВЛЕНИЕ

I. Требования к погрешности измерений 4
2. Средства измерений, вспомогательные устройства 4
3. Методы измерений 7
4. Требования безопасности 8
5. Требования к квалификации операторов 8
6. Условия измерений 9
7. Подготовка к выполнению измерений 9
8. Выполнение измерений 9
9. Обработка (вычисление) результатов измерений II
I0. Оформление результатов измерений I5
II. Контроль точности результатов измерений I5
Приложение I. Нормы точности измерений электрической мощности I7
Приложение 2. Формы представления исходных данных, результатов измерений, промежуточных и конечных результатов расчета погрешности измерительных комплексов 20
Приложение 3. Примеры расчета допускаемых относительных погрешностей измерительных комплексов 23
Приложение 4. Список документов, на которые даны ссылки в МВИ 29

gost.e-ecolog.ru