

ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ УНИТАРНОЕ ПРЕДПРИЯТИЕ
УРАЛЬСКИЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ МЕТРОЛОГИИ
(ФГУП «УНИИМ»)



ГОСУДАРСТВЕННАЯ СИСТЕМА ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЕДИНСТВА ИЗМЕРЕНИЙ
Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии ГБУ «Гормост» (АИИС КУЭ ГБУ «Гормост»)

Методика поверки
МП 52-264-2015

1.р.61887-15

Екатеринбург
2015

Предисловие

РАЗРАБОТАНА ФГУП «Уральский научно-исследовательский институт метрологии» (ФГУП «УНИИМ»), г. Екатеринбург

Исполнители А. А. Ахмееев, О.Ю. Розина

Утверждена ФГУП УНИИМ 03.09.2015 г.

ВВЕДЕНА ВПЕРВЫЕ

Настоящий документ не может быть полностью или частично воспроизведен, тиражирован и распространен без разрешения ФГУП «УНИИМ».

Содержание

| | |
|--|----|
| 1 ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ | 1 |
| 2 НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ | 1 |
| 3 ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ | 2 |
| 4 ОПЕРАЦИИ ПОВЕРКИ | 2 |
| 5 СРЕДСТВА ПОВЕРКИ | 3 |
| 6 ТРЕБОВАНИЯ К КВАЛИФИКАЦИИ ПОВЕРИТЕЛЕЙ | 3 |
| 7 ТРЕБОВАНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ | 3 |
| 8 УСЛОВИЯ ПОВЕРКИ И ПОДГОТОВКА К НЕЙ | 4 |
| 9 ПРОВЕДЕНИЕ ПОВЕРКИ | 4 |
| 10 ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОТНОСИТЕЛЬНОЙ ПОГРЕШНОСТИ ИЗМЕРИТЕЛЬНЫХ КАНАЛОВ | 7 |
| 11 ОФОРМЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ПОВЕРКИ | 7 |
| Приложение А | 9 |
| Приложение Б | 11 |

ГОСУДАРСТВЕННАЯ СИСТЕМА ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЕДИНСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии ГБУ «Гормост» (АИИС КУЭ ГБУ «Гормост»)

Методика поверки

МП 52-264-2015

Дата введения: 2015-08-

1 ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

Настоящая методика распространяется на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электрической энергии ГБУ «Гормост» (АИИС КУЭ ГБУ «Гормост»), (далее по тексту – «АИИС КУЭ» или «система»), и устанавливает методы и средства ее первичной и периодической поверок.

Рекомендуемый интервал между поверками – 4 года.

2 НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ

В настоящей методике использованы ссылки на следующие нормативные документы:

ГОСТ 8.217-2003 ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки.

ГОСТ 8.584-2004 ГСИ. Счетчики статические активной электрической энергии переменного тока. Методика поверки.

ГОСТ 12.2.007.0-75 ССБТ. Изделия электротехнические. Общие требования безопасности.

ГОСТ 12.2.007.3-75 ССБТ. Электротехнические устройства на напряжение свыше 1000 В. Требования безопасности.

ГОСТ 12.3.019-80 ССБТ. Испытания и измерения электрические. Общие требования безопасности.

ГОСТ 7746-2001 Трансформаторы тока. Общие технические условия.

ГОСТ Р 52323-2005 (МЭК 62053-22:2003) Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 22 Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S.

ГОСТ Р 52425-2005 (МЭК 62053-23:2003) Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Статические счетчики реактивной энергии.

ПР 50.2.006 – 94 ГСИ. Порядок проведения поверки средств измерений.

ПОТ РМ-016-2001 (РД 153-34.0-03.150) Межотраслевые правила по охране труда (Правила безопасности) при эксплуатации электроустановок.

3 ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

- 3.1 Поверке подлежит каждый измерительный канал (ИК) системы.
- 3.2 ИК подвергают поверке поэлементным способом.
- 3.3 Первичную поверку выполняют после проведения испытаний системы в целях утверждения типа.
- 3.4 Периодическую поверку выполняют в процессе эксплуатации системы.
- 3.5 Измерительные компоненты системы поверяют с интервалом между поверками, установленным при утверждении их типа. Если очередной срок поверки измерительного компонента наступает до очередного срока поверки системы, поверяют только этот компонент. После поверки измерительного компонента и восстановления ИК выполняется проверка ИК в той его части и в том объеме, который необходим для подтверждения отсутствия нарушений работоспособности и метрологических свойств ИК.
- 3.6 Внеочередную поверку ИК проводят после ремонта системы, замены ее измерительных компонентов, аварий в энергосистеме, если эти события могли повлиять на метрологические характеристики ИК.

Допускается проводить поверку только тех ИК, которые подверглись указанным воздействиям. При этом владелец АИИС КУЭ должен подтвердить официальным заключением, какие из каналов системы этим воздействиям не подвергались.

4 ОПЕРАЦИИ ПОВЕРКИ

4.1 При проведении поверки для каждого измерительного канала АИИС КУЭ выполняют операции, указанные в таблице 1.

Таблица 1 – Операции поверки

| Наименование операции | Номер пункта методики поверки | Обязательность проведения операции при | |
|---|-------------------------------|--|-----------------------|
| | | первичной поверке | периодической поверке |
| 1 Внешний осмотр | 9.1 | Да | Да |
| 2 Опробование | 9.2 | Да | Да |
| 3 Определение сопротивления изоляции | 9.3 | Да | Да |
| 4 Определение метрологических характеристик средств измерений в составе измерительных каналов: - трансформаторов тока; - счетчиков электрической энергии - комплексного компонента системы | 9.4 | Да | Да |
| 5 Определение погрешности отсчета текущего времени и абсолютной разности показаний часов компонентов системы | 9.5 | Да | Да |
| 6 Определение относительной погрешности измерительных каналов | 10 | Да | Да |
| 7 Оформление результатов поверки | 11 | Да | Да |

4.2 Результаты выполнения операций поверки заносят в протокол (Приложение А).

4.3 При получении отрицательного результата при выполнении той или иной операции поверку прекращают, компонент или измерительный канал бракуют и оформляют результаты поверки согласно 11.3.

5 СРЕДСТВА ПОВЕРКИ

5.1 При проведении поверки используют средства поверки, указанные в таблице 2.

Таблица 2 – Средства поверки

| Номер пункта методики | Наименование и тип средства поверки, его метрологические и основные технические характеристики |
|-----------------------|--|
| 9.3 | Мегаомметр Ф4102/2 на 1,5 кВ с пределом измерений до 200 МОм, КТ 1,5 |
| 9.4 | Эталон единицы коэффициента и угла масштабного преобразования синусоидального тока 1 разряда в диапазоне от 1 А / 5 А до 3000 А / 5 А (Трансформатор тока эталонный ИТТ 3000.5, (0,5 – 3000) А, КТ 0,05); Эталон единицы электрической мощности 2 разряда в диапазоне значений от 0,3 до 37350 В•А, в диапазоне частот от 45 до 75 Гц, единицы силы переменного электрического тока 3 разряда в диапазоне значений от 0,025 до 75 А, в диапазоне частот от 45 до 75 Гц (Прибор для измерения электроэнергетических величин и показателей качества электрической энергии «Энергомонитор 3.3Т» КТ 0,1); Прибор сравнения КНТ-03, абс. погр. 0,002 % и 0,2'; Инженерный пульт (переносный компьютер) с техническими средствами чтения информации, хранящейся в памяти счетчика |
| 9.5 | Источник сигналов точного времени, погрешность не более 0,01 с (любого типа) |

5.2 Для проведения поверки допускается применение других средств, не приведённых в таблице 2, при условии обеспечения ими необходимой точности измерений.

6 ТРЕБОВАНИЯ К КВАЛИФИКАЦИИ ПОВЕРИТЕЛЕЙ

6.1 К проведению поверки допускают лиц, прошедших обучение и работающих в организации, аккредитованной на право поверки средств измерений электрических величин, изучивших настоящую рекомендацию, нормативные документы по выполнению измерений электрических величин в цепях соединений измерительных трансформаторов и электросчетчиков, эксплуатационные документы системы и ее измерительных компонентов, имеющих стаж работы в качестве поверителей средств измерений электрических величин не менее одного года.

7 ТРЕБОВАНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ

При проведении поверки должны быть соблюдены требования ГОСТ 12.2.007.0-75, ГОСТ 12.2.007.3-75, ГОСТ 12.3.019-80, ПОТ РМ-016-2001, «Правил эксплуатации электроустановок потребителей», утвержденных Главгосэнергонадзором [2].

Должны также быть обеспечены требования безопасности, указанные в эксплуатационных документах средств поверки.

8 УСЛОВИЯ ПОВЕРКИ И ПОДГОТОВКА К НЕЙ

8.1 При проведении поверки соблюдают следующие условия:

- температура окружающей среды, °С 15 - 25;
- атмосферное давление, кПа 84 – 106,7;
- влажность, % 30 – 80.

8.2 Перед проведением поверки проводят организационно-технические мероприятия по обеспечению:

- проверки соответствия перечня измерительных каналов, представленных к поверке, требованиям эксплуатационной документации;
- состава эксплуатационного персонала, участвующего в работах по поверке (включая при необходимости администратора системы), и его инструктажа;
- доступа персонала к техническим средствам, входящим в состав измерительных каналов (вторичные цепи измерительных трансформаторов тока (ТТ), кабели связи);
- доступа поверителей к местам установки ТТ, счетчиков, автоматизированных рабочих мест (АРМ) и измерительно-вычислительного комплекса (ИВК);
- размещения средств поверки для выполнения операций по разделу 9;
- отключения поверяемых средств измерений от штатной схемы;
- предоставления (в необходимых случаях) поверителям паролей на доступ к системе.

8.3 Для проведения поверки представляют следующую документацию:

- руководство по эксплуатации АИИС КУЭ;
- формуляр АИИС КУЭ;
- описание типа АИИС КУЭ;
- свидетельства о поверке измерительных компонентов системы, входящих в ИК, и свидетельства о предыдущей поверке системы;
- паспорта-протоколы ИК;
- рабочие журналы АИИС КУЭ.

8.4 Перед проведением первичной поверки должны быть выполнены работы по актуализации паспортов-протоколов измерительных комплексов ([1], приложение 7) и подготовке документов об освидетельствовании линий связи.

8.5 Перед проведением первичной поверки АИИС КУЭ эксплуатационный персонал проверяет правильность размещения ее компонентов в соответствии с проектной документацией и правильность монтажа.

8.6 Средства поверки подготавливают к работе согласно указаниям, приведенным в соответствующих эксплуатационных документах.

8.7 Средства поверки, подлежащие заземлению, должны быть подсоединенены к контуру защитного заземления ранее других соединений, а отсоединенены (по окончании работы) – после всех отсоединений.

8.8 До проведения поверки поверителю надлежит ознакомиться с эксплуатационной документацией АИИС КУЭ и входящих в нее компонентов.

9 ПРОВЕДЕНИЕ ПОВЕРКИ

9.1 Внешний осмотр

При проведении внешнего осмотра проверяют соответствие измерительных каналов системы следующим требованиям:

- отсутствие внешних повреждений, коррозии и следов нагрева компонентов: ТТ, счетчиков, входящих в состав измерительных каналов;

- исправность всех разъемов и соединительных клеммных колодок, отсутствие узлов с ослабленным или неисправным креплением;
- наличие пломб, заводских номеров на шильдиках компонентов измерительных каналов, их соответствие записям в формуляре АИИС КУЭ;
- наличие и исправность клемм заземления, кабелей питания компонентов АИИС КУЭ и устройств для присоединения внешних электрических цепей;
- наличие актуализированных утвержденных паспортов-протоколов и документов об освидетельствовании линий связи; паспорта-протоколы должны содержать измерительную информацию о мощности (сопротивлении) нагрузок ТТ;
- наличие действующих свидетельств о поверке (поверительных клейм) компонентов системы. Если срок действия свидетельства о поверке ТТ, счетчика истекает по прошествии более чем половины интервала между поверками, операции по 9.4.1, 9.4.2, 9.4.3 для этих компонентов не проводят.

9.2 Опробование

9.2.1 При периодической поверке системы операцию опробования отдельно не проводят. По журналу эксплуатации проверяют отсутствие сбоев в работе системы за период времени не менее семи дней, предшествующих началу работ по поверке.

9.2.2 При первичной поверке проверяют функционирование всех средств измерений, входящих в измерительный канал, и канала в целом в соответствии с указаниями, приведенными в эксплуатационных документах.

Функционирование ТТ и ТН с учетом нагрузки вторичных цепей проверяют при составлении или актуализации паспорта-протокола измерительного комплекса (проверка соответствия утвержденной электрической схеме, проверка сопротивления изоляции ТТ и ТН, проверка вторичных цепей).

Функционирование счетчиков проверяют путем оценки работоспособности в соответствии с эксплуатационной документацией и проверки соответствия схемы подключения рабочей документации.

Функционирование АРМ проверяют при помощи программного обеспечения АИИС КУЭ при выводе учетной информации.

9.2.3 В ходе проверки функционирования АРМ проводят проверку идентификационных данных ПО системы. Номер версии ПО идентифицируется путем вывода на экран свойств программы. Цифровой идентификатор ПО проверяется с помощью программы расчета контрольной суммы файлов по алгоритму MD5 – «md5.exe» (или аналогичной по выполняемым функциям). Программа «md5.exe» находится в свободном доступе, на сайте [«http://www.md5summer.org»](http://www.md5summer.org). Инструкции по работе с программой также находятся на указанном сайте.

Вычисленный цифровой идентификатор ПО должен соответствовать указанному в таблице 3.

Таблица 3 – Идентификационные данные программного обеспечения

| Идентификационные данные (признаки) | Значение |
|--|----------------------------------|
| Идентификационное наименование ПО | ac_metrology.dll |
| Номер версии (идентификационный номер) ПО | 12.1 |
| Цифровой идентификатор ПО | 3E736B7F380863F44CC8E6F7BD211C54 |
| Алгоритм вычисления цифрового идентификатора | MD5 |

9.3 Определение сопротивления изоляции

Определение электрического сопротивления изоляции проводят при помощи мегаомметра с испытательным напряжением до 1,5 кВ. Сопротивление изоляции между соединенными вместе контактами сетевой вилки и корпусом персонального компьютера АРМ (ИВК) должно быть не менее 20 МОм.

9.4 Определение метрологических характеристик средств измерений в составе измерительных каналов

9.4.1 Трансформатор тока

Трансформаторы тока поверяют по ГОСТ 8.217. Допускается проводить поверку при фактически существующей нагрузке, параметры которой фиксируют в протоколе поверки и, при необходимости, заносят в паспорт-протокол.

Погрешность трансформатора тока не должна выходить за пределы, соответствующие его классу точности по ГОСТ 7746.

9.4.2 Счетчик электроэнергии

Поверку счетчиков электроэнергии выполняют согласно [3].

Погрешность счетчика не должна выходить за пределы, соответствующие его классу точности по ГОСТ Р 52323 (ГОСТ Р 52425).

9.4.3 Комплексный компонент АИИС КУЭ

9.4.3.1 ИВК, каналы связи и АРМ с установленным программным обеспечением образуют комплексный компонент АИИС КУЭ, поверку которого на месте эксплуатации последней проводят одним из двух приведенных ниже (9.4.3.2 или 9.4.3.3) методов.

9.4.3.2 Выполняют операции поверки в соответствии с [4].

9.4.3.3 Проводят сверку показаний счетчиков и АРМ в следующем порядке:

1) снимают вручную или с помощью переносного компьютера с устройством считывания показания счетчиков каждого канала на момент времени, соответствующий границе получасового интервала;

2) на этот же момент времени считывают результаты измерения электрической энергии по каждому каналу с монитора АРМ в соответствии с Руководством по эксплуатации АИИС КУЭ.

3) через 24 часа повторяют операции 1), 2) при условии, что измеренное за сутки (каждым счетчиком) количество электрической энергии составляет не менее $20000/N$ кВт·ч, где N – коэффициент счетчика. Если это условие не выполнено, интервал наблюдения для данного канала соответственно увеличивают.

Разность показаний АРМ и счетчиков в том и другом случаях не должна превышать единицы младшего разряда показаний счетчиков.

9.5 Определение погрешности отсчета текущего времени и абсолютной разности показаний часов компонентов системы

9.5.1 Определяют поправку часов сервера базы данных. В момент передачи сигнала точного времени фиксируют показания системных часов и находят отклонение их показаний от сигнала точного времени.

Повторяют эту же операцию через 24 часа и определяют суточный ход часов сервера базы данных как изменение поправки часов (разность этих показаний).

Погрешность отсчета текущего времени находят как сумму абсолютных значений поправки и суточного хода часов сервера базы. Она не должна превышать 5 с.

9.5.2 Абсолютную разность показаний часов компонентов системы (счетчики, УСПД) находят как максимальное расхождение между показаниями часов каждого компонента и системных часов по журналам событий. Ее значение должно находиться в пределах ± 5 с.

10 ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОТНОСИТЕЛЬНОЙ ПОГРЕШНОСТИ ИЗМЕРИТЕЛЬНЫХ КАНАЛОВ

10.1 Расчет относительной погрешности измерительного канала δ_{IK} (границы интервала при доверительной вероятности 0,95) выполняют по формуле:

$$\delta_{IK} = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\delta_{TT}^2 + k_1 \cdot \theta_{TT}^2 + \delta_{IL}^2 + k_2 \cdot \delta_{CO}^2 + \delta_A^2 + \delta_T^2} \quad (1)$$

где δ_{TT} , δ_{TH} – относительные амплитудные погрешности ТТ и ТН;

θ_{TT} – угловая погрешность ТТ;

δ_{CO} – относительная погрешность счетчика;

δ_A – относительная погрешность автоматизированного компонента АИИС КУЭ;

δ_T – относительная погрешность синхронизации;

коэффициент $k_1 = 0$ при $\cos\varphi = 1$ и $k_1 = 1$ при $\cos\varphi = 0,7$;

коэффициент $k_2 = 1$ при $\cos\varphi = 1$ и $k_2 = 1,5$ при $\cos\varphi = 0,7$;

(при измерении реактивной энергии вместо $\cos\varphi$ указывают $\sin\varphi$).

При вычислении по формуле (1) угловую погрешность θ_{TT} выражают в сантирадианах, а остальные погрешности выражают в процентах. Результаты расчета заносят в протокол (таблица А.3 Приложения А).

10.2 Для настоящей методики принимают следующие условия:

- предельные значения δ_{TT} , θ_{TT} – по ГОСТ 7746;
- предельные значения δ_{CO} при измерении активной энергии – по ГОСТ Р 52323, реактивной – по паспорту счетчика;
- $\delta_A \leq 0,05$;
- $\delta_T = 2 \cdot \Delta T / 48 \cdot \Delta T_{30}$, где ΔT – расхождение показаний часов, ΔT_{30} – продолжительность 30-минутного интервала в секундах.

10.3 Значения относительной погрешности измерений электрической энергии, рассчитанные по формуле (1) для номинального тока нагрузки, не должны превышать предельно допускаемых.

11 ОФОРМЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ПОВЕРКИ

11.1 Положительные результаты поверки компонентов АИИС КУЭ (ТТ, счетчики) оформляют нанесением оттиска поверительного клейма или наклеиванием ярлыка из несмываемой самоклеящейся пленки в месте, исключающем возможность доступа внутрь компонента или нарушения регулировок, или(и) выдачей свидетельства о поверке в соответствии с ПР 50.2.006.

11.2 Положительные результаты поверки АИИС КУЭ оформляют свидетельством о поверке согласно ПР 50.2.006.

11.3 При несоответствии результатов поверки требованиям любого из пунктов настоящей методики компонент или(и) измерительный канал к дальнейшей эксплуатации

не допускают, клеймо гасят и(или) выдают извещение о непригодности в соответствии с ПР 50.2.006 с указанием причины непригодности.

Разработали:

И.о. зав. лаб. 262 ФГУП "УНИИМ"

Ахмеев А.А.

Научный сотрудник лаб. 264

Розина О.Ю.

Приложение А

(рекомендуемое)

Форма протокола поверки АИИС КУЭ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии ГБУ «Гормост» (АИИС КУЭ ГБУ «Гормост»)

наименование

Год выпуска 2015

Предприятие-изготовитель: ГБУ «Гормост»

Поверку проводят по документу МП 52-264-2015 «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии ГБУ «Гормост» (АИИС КУЭ ГБУ «Гормост»). Методика поверки»

Эталонные средства измерений:

Эталон единицы коэффициента и угла масштабного преобразования синусоидального тока 1 разряда в диапазоне от 1 А / 5 А до 3000 А / 5 А:

Трансформатор тока _____ кл. точности _____

Эталон единицы электрической мощности 2 разряда в диапазоне значений от 0,3 до 37350 В•А, в диапазоне частот от 45 до 75 Гц, единицы силы переменного электрического тока 3 разряда в диапазоне значений от 0,025 до 75 А, в диапазоне частот от 45 до 75 Гц:

Прибор для измерения электроэнергетических величин и показателей качества электрической энергии _____ кл. точности _____

Прибор сравнения _____ кл. точности _____

Мегаомметр _____ кл. точности _____

Дата предыдущей поверки АИИС КУЭ _____

Условия поверки _____ температура окружающей среды, атмосферное давление, относительная влажность воздуха

1 Результат внешнего осмотра _____
паспорта-протоколы; освидетельствование кабелей связи

соответствует, не соответствует

2 Результат опробования _____
соответствует, не соответствует

3 Результат проверки сопротивления изоляции _____
соответствует, не соответствует

4 Результаты определения метрологических характеристик средств измерений в составе измерительных каналов _____
(составляют отдельные протоколы по НД на поверку ТТ, ТН и счетчиков)

5 Результаты определения погрешностей комплексного компонента системы

Таблица А.1

| № ИК | Наименование ИК | дата/время | Показания, кВт·ч | | Разность показаний, кВт·ч |
|-------------------------|-----------------|------------|------------------|-----|---------------------------|
| | | | счетчик | АРМ | |
| 1 | | | | | |
| 2 | | | | | |
| 3 | | | | | |
| ... | | | | | |
| 1 | | | | | |
| 2 | | | | | |
| 3 | | | | | |
| ... | | | | | |
| Максимальное отклонение | | | | | |

Вывод _____

6 Результаты определения погрешности системных часов и разности показаний часов компонентов системы (погрешности синхронизации)

Таблица А.2 (канал "0" – показания системных часов)

| № ИК | Показания часов | | Разность показаний, с |
|---------------------------------|-----------------|------------|-----------------------|
| | Дата/время | Дата/время | |
| 1 | | | |
| 2 | | | |
| 3 | | | |
| ... | | | |
| Максимальная разность показаний | | | |
| Погрешность хода часов | | | |

Вывод _____

7 Результаты расчета относительной погрешности ИК

Таблица А.3

| № ИК | Расчетное значение погрешности | Допускаемое значение погрешности | |
|------|--------------------------------|----------------------------------|--|
| 1 | | | |
| 2 | | | |
| 3 | | | |
| ... | | | |

Вывод _____

Заключение _____ Проверку провел _____
 годен, не годен подпись
 Дата поверки _____

Организация, проводившая поверку _____

Приложение Б

(справочное)

Библиография

- [1] РД 34.09.101-94 Типовая инструкция по учету электроэнергии при ее производстве, передаче и распределении.
- [2] Правила эксплуатации электроустановок потребителей.
- [3] 476/447-2011. Счетчики электрической энергии трехфазные Альфа А1140. Методика поверки.
- [4] ДЯИМ.466453.007 МП Комплексы измерительно-вычислительные для учета электрической энергии «Альфа ЦЕНТР». Методика поверки».