

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

УТВЕРЖДАЮ

Директор ФГУП «УНИИМ»

С.В. Медведевских

«26» 12 2016 г.



ГОСУДАРСТВЕННАЯ СИСТЕМА ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЕДИНСТВА ИЗМЕРЕНИЙ
**Система автоматизированная информационно-
измерительная коммерческого учета электроэнергии**
Кумертауской ТЭЦ филиала ОАО "СЭГК"

Методика поверки
МП 180-262-2016

Екатеринбург
2016

Предисловие

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

Исполнители А. А. Ахмеев, А.М. Шабуров

Утверждена ФГУП УНИИМ 26.12.2016

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	3
9 Проведение поверки	4
9.1 Внешний осмотр	4
9.2 Опробование	5
9.3 Определение сопротивления изоляции	5
9.4 Определение метрологических характеристик средств измерений в составе измерительных каналов	5
9.5 Определение отклонения показаний часов компонентов системы от шкалы времени	6
10 Определение относительной погрешности измерительных каналов	6
11 Оформление результатов поверки	7
Приложение А (рекомендуемое) Форма протокола поверки АИИС	8
Приложение Б (справочное) Библиография	10

Система автоматизированная информационно-измерительная
коммерческого учета электроэнергии Кумертауской ТЭЦ филиала
ОАО "СЭГК"

Методика поверки

МП 180-262-2016

Дата введения: 2016-12-26

1 ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

Настоящая методика распространяется на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии Кумертауской ТЭЦ филиала ОАО "СЭГК", (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 документы:

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

ГОСТ 8.216-2011 ГСИ. Трансформаторы напряжения. 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 1983-2001 Трансформаторы напряжения. Общие технические условия.

ГОСТ 7746-2001 Трансформаторы тока. Общие технические условия.

Приказ № 1815 от 02.07.2015 Об утверждении порядка проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке

ИЛГШ.411152.145 РЭ. Счётчик электрической энергии многофункциональный СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.02М. Руководство по эксплуатации

ИЛГШ.411152.124 РЭ. Счётчик электрической энергии многофункциональный СЭТ-4ТМ.03. Руководство по эксплуатации

Правила по охране труда 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. Допускается совмещение операций первичной поверки и операций, выполняемых при испытаниях.

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 напряжения; - трансформаторов тока; - счетчиков электрической энергии - комплексного компонента системы	9.4	Да	Да
5 Определение отклонения показаний часов компонентов системы от шкалы времени	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 11.4.

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 М4100/1 на 1,5 кВ с пределом измерений до 200 МОм
9.4	Для трансформаторов напряжения - СИ по ГОСТ 8.216 Для трансформаторов тока - СИ по ГОСТ 8.217 Для счетчиков электрической энергии - СИ по ИЛГШ.411152.145 РЭ1 и ИЛГШ.411152.124РЭ1 Инженерный пульт (переносный компьютер) с техническими средствами чтения информации, хранящейся в памяти счетчика
9.5	Источник сигналов точного времени, погрешность не более 10^{-4} с (интернет-ресурс www.ntp1.vniiftri.ru)

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

6 ТРЕБОВАНИЯ К КВАЛИФИКАЦИИ ПОВЕРИТЕЛЕЙ

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

6.2 Поверка измерительных трансформаторов напряжения должна осуществляться не менее чем двумя специалистами, один из которых должен иметь удостоверение на право работы на электроустановках с напряжением свыше 1000 В с группой по электробезопасности не ниже IV.

7 ТРЕБОВАНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ

При проведении поверки должны быть соблюдены требования ГОСТ 12.2.007.0, ГОСТ 12.2.007.3, ГОСТ 12.3.019, Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок, Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей, утвержденные Министерством энергетики РФ [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;
- относительная влажность воздуха, % 60 – 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) и напряжения (ТН), кабели связи);

- доступа поверителей к местам установки ТТ, ТН, 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 пользователя АИИС КУЭ;
- паспорт-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;
- методику поверки МП 180-262-2016.

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 подсоединены к контуру защитного заземления ранее других соединений, а отсоединены (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, ТН, 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 и ТН, а также о падении напряжения в линии соединения счетчика с ТН.
- наличие действующих свидетельств о поверке (поверительных клейм) компонентов системы. Если срок действия свидетельства о поверке ТТ, ТН, 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 п. 9.2.2 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. Идентификационное наименование и номер версии ПО, определяемые после загрузки программы в разделе «справка», должны соответствовать заявленным в технической документации на АИИС КУЭ. Проверку защиты ПО от несанкционированного доступа проводят, вводя неправильный код в поле «пароль» при запуске программы сбора данных. Убеждаются в невозможности продолжать работу при отсутствии пароля.

9.3 Определение сопротивления изоляции.

Определение электрического сопротивления изоляции проводят при помощи мегаомметра с испытательным напряжением до 1,5 кВ. При первичной поверке сопротивление изоляции измеряют у всех контрольных кабелей вторичных цепей измерительных трансформаторов тока и напряжения. При периодической поверке проверяют наличие действующих документов по контролю сопротивления изоляции названных выше цепей.

9.4 Определение метрологических характеристик средств измерений в составе измерительных каналов.

9.4.1 Трансформатор напряжения.

Трансформаторы напряжения поверяют по ГОСТ 8.216. Допускается проводить поверку при фактически существующей нагрузке, параметры которой фиксируют в протоколе поверки и, при необходимости, заносят в паспорт-протокол.

Погрешность трансформатора напряжения не должна выходить за пределы, соответствующие его классу точности по ГОСТ 1983.

9.4.2 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.

9.4.3 Счетчик электроэнергии.

Поверку счетчиков электроэнергии выполняют согласно [3], [4].

Погрешность счетчика не должна выходить за пределы, соответствующие его классу точности.

9.4.4 Комплексный компонент АИИС КУЭ.

9.4.4.1 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 (9.4.4.2 или 9.4.4.3) методов.

9.4.4.2 Выполняют операции поверки в соответствии с [5].

9.4.4.3 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.

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

9.5 Определение отклонения показаний часов компонентов системы от шкалы времени

9.5.1 Определяют поправку системных часов сервера базы данных. В момент передачи сигнала точного времени фиксируют показания системных часов и находят разность между сигналом точного времени и показаниями часов. Поправка должна находиться в пределах ± 1 с.

9.5.2 Максимальное расхождение показаний часов компонентов системы (счетчики) и системных часов оценивают по журналам событий этих компонентов, в которых зафиксированы моменты коррекции времени. Расхождение показаний должно находиться в пределах ± 3 с.

9.5.3 Отклонение показаний часов компонентов системы от шкалы времени при выполнении условий 9.5.1 и 9.5.2 находится в пределах ± 5 с.

Примечание - допускается большее, чем 1 с, значение поправки, если сумма абсолютных значений поправки и максимального расхождения показаний часов не превышает 5 с.

10 ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОТНОСИТЕЛЬНОЙ ПОГРЕШНОСТИ ИЗМЕРИТЕЛЬНЫХ КАНАЛОВ

10.1 Расчет относительной погрешности измерительного канала (границы интервала при доверительной вероятности 0,95) выполняют по формуле

$$\delta_{ик} = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\delta_{тг}^2 + \delta_{тн}^2 + k_1 \cdot (\theta_{тг}^2 + \theta_{тн}^2) + \delta_{л}^2 + k_2 \cdot \delta_{со}^2 + \delta_{т}^2}, \quad (1)$$

где $\delta_{тг}$, $\delta_{тн}$ – относительные амплитудные погрешности ТГ и ТН;

- $\theta_{тг}$, $\theta_{тн}$ – угловые погрешности ТГ и ТН;

- $\delta_{л}$ – относительная погрешность за счет падения напряжения в линии связи ТН и счетчика;

- $\delta_{со}$ – относительная погрешность счетчика;

- $\delta_{т}$ – 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) угловые погрешности $\theta_{тг}$ и $\theta_{тн}$ выражают в сантирадианах, а остальные погрешности выражают в процентах. Результаты расчета

вносят в протокол (таблица А3 Приложения А).

10.2 Для настоящей методики принимают следующие условия:

- предельные значения $\delta_{\text{тг}}$, $\theta_{\text{тг}}$ – по ГОСТ 7746;
- предельные значения $\delta_{\text{тн}}$, $\theta_{\text{тн}}$ – по ГОСТ 1983;
- предельные значения $\delta_{\text{со}}$ при измерении активной и реактивной энергии – по паспорту счетчика;
- предельные значения $\delta_{\text{л}}$ – по паспортам-протоколам;
- $\delta_{\text{л}} \leq 0,05 \%$;
- $\delta_{\text{т}} = 100 \cdot \Delta T / (48 \cdot \Delta T_{30})$, где ΔT – расхождение показаний часов, ΔT_{30} – продолжительность 30-минутного интервала в секундах.

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

11 ОФОРМЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ПОВЕРКИ

11.1 Результаты поверки вносят в протокол поверки, форма которого приведена в рекомендуемом Приложении А. Протокол поверки хранят в течение одного интервала между поверками.

11.2 Положительные результаты поверки компонентов АИИС КУЭ (ТТ, ТН, 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 Приказом № 1815 от 02.07.2015 г.

11.3 Положительные результаты поверки АИИС КУЭ оформляют свидетельством о поверке согласно Приказу № 1815 от 02.07.2015 г.

11.4 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 Приказом № 1815 от 02.07.2015 г. с указанием причины непригодности и делают соответствующую запись в эксплуатационной документации.

Разработали:

и.о. зав. лаб. 262 ФГУП "УНИИМ"

вед. инженер ФГУП "УНИИМ"

 Ахмеев А.А.

 Шабуров А.М.

**Приложение А
(рекомендуемое)**

Форма протокола поверки АИИС КУЭ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии Кумертауской ТЭЦ филиала ОАО "СЭГК"

Год выпуска 2016

Предприятие-изготовитель: ОАО "СЭГК", г. Екатеринбург

Поверку проводят по документу МП 180-262-2016 «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии Кумертауской ТЭЦ филиала ОАО "СЭГК". Методика поверки»

Эталонные средства поверки:

Трансформатор тока _____ КТ _____
 Трансформатор напряжения _____ КТ _____
 Счетчик эталонный _____ КТ _____
 Прибор сравнения _____ КТ _____
 Амперметр _____ КТ _____
 Мегаомметр _____ КТ _____
 Вольтамперфазометр _____ КТ _____
 Термогигрометр _____ ПГ _____

Дата предыдущей поверки АИИС КУЭ _____

Условия поверки _____
 температура окружающей среды, относительная влажность воздуха

А.1 Результат внешнего осмотра

_____ паспорта-протоколы; освидетельствование кабелей связи

 соответствует, не соответствует

А.2 Результат опробования

_____ соответствует, не соответствует

А.3 Результат проверки сопротивления изоляции

_____ соответствует, не соответствует

А.4 Результаты определения метрологических характеристик средств измерений в составе измерительных каналов

(составляют отдельные протоколы по НД на поверку ТТ, ТН и счетчиков)

А.5 Результаты определения погрешностей комплексного компонента системы

Таблица А1

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

Вывод _____

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

Таблица А2 (канал "0" – показания системных часов)

№ ИК	Показания часов		Разность показаний, с
	Дата/время	Дата/время	
1			
2			
3			
...			
Поправка системных часов			
Максимальная разность показаний			

Вывод _____

А.7 Результаты расчета относительной погрешности ИК

Таблица А3

№ ИК	Наименование измеряемой величины	$\cos \varphi / \sin \varphi$	Расчетное значение погрешности, %	Допускаемое значение погрешности, %
1	Активная электр. энергия	1		
		0,7		
	Реактивная электр. энергия	1		
		0,7		
2	Активная электр. энергия	1		
		0,7		
	Реактивная электр. энергия	1		
		0,7		
...				

Вывод _____

Заключение _____ Поверку провел _____
годен, не годен подпись

Дата поверки _____

Выдано свидетельство о поверке (извещение о непригодности) № _____ от _____

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] Методика поверки ИЛГШ.411152.145 РЭ1, являющаяся приложением к ИЛГШ.411152.145 РЭ Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.02М. Руководство по эксплуатации.

[4] Методика поверки ИЛГШ.411152.124РЭ1, являющаяся приложением к ИЛГШ.411152.124РЭ Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03. Руководство по эксплуатации.

[5] ДЯИМ.466453.007 МП. «Комплексы измерительно-вычислительные для учета электрической энергии «АльфаЦЕНТР». Методика поверки»; утвержден ФГУП «ВНИИМС» в 2010 г.