

Федеральное агентство по техническому регулированию и метрологии
Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации,
метрологии и испытаний в Кемеровской области»
ФБУ «Кемеровский ЦСМ»



УТВЕРЖДАЮ:

Директор
ФБУ «Кемеровский ЦСМ»

В.В. Гринцев

Гринцев 17 февраля 2017 г.

ГОСУДАРСТВЕННАЯ СИСТЕМА ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЕДИНСТВА ИЗМЕРЕНИЙ
**СИСТЕМА АВТОМАТИЗИРОВАННАЯ ИНФОРМАЦИОННО-ИЗМЕРИТЕЛЬНАЯ
КОММЕРЧЕСКОГО УЧЕТА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ПС 110/35/10 кВ «КЕРАМЗИТОВАЯ»
ООО ХК «СДС-ЭНЕРГО»**

Методика поверки
МП 14-020-2017

Кемерово
2017

ПРЕДИСЛОВИЕ

РАЗРАБОТАНА Федеральным бюджетным учреждением «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Кемеровской области» (ФБУ «Кемеровский ЦСМ»), г. Кемерово

Исполнители А.А. Косых, И.М. Палык

Утверждена ФБУ «Кемеровский ЦСМ» 2017

ВВЕДЕНА ВПЕРВЫЕ

Настоящий документ не может быть полностью или частично воспроизведен, тиражирован и распространен без разрешения ФБУ «Кемеровский ЦСМ».

СОДЕРЖАНИЕ

1. Область применения	4
2. Нормативные ссылки	4
3. Общие положения	4
4. Операции поверки	5
5. Средства поверки	5
6. Требования к квалификации поверителей	6
7. Требования безопасности	6
8. Условия поверки и подготовка к ней	6
9. Проведение поверки	
9.1. Внешний осмотр	7
9.2. Опробование	7
9.3. Определение сопротивления изоляции	7
9.4. Определение метрологических характеристик средств измерений в составе измерительных каналов	7
9.5. Определение показателей точности хода часов компонентов системы	8
10. Определение относительной погрешности измерительных каналов	8
11. Идентификация программного обеспечения	
12. Оформление результатов поверки	9
Приложение А (рекомендуемое) Форма протокола поверки АИИС	10
Приложение Б (справочное) Библиография	12

АИИС КУЭ ПС 110/35/10 кВ «Керамзитовая»
ООО ХК «СДС-Энерго»

Методика поверки

МП 14-020-2017

Дата введения: 2017-03-01

1 ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

Настоящая методика распространяется на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электрической энергии ПС 110/35/10 кВ «Керамзитовая» ООО ХК «СДС-Энерго» (далее по тексту - АИИС КУЭ) 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 8.216-2011 ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки.

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

ГОСТ 12.2.007.3-75 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.

ГОСТ 31819.22-2012 Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 22 Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S.

ГОСТ 31819.23-2012 Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Статические счетчики реактивной энергии.

Приложение к приказу Минпромторга России от 2 июля 2015 г. № 1815 «Порядок проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке».

ПР 50.2.012-94. ГСИ. Порядок аттестации поверителей средств измерений.

Приложение к приказу Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от 24.07.2013 N 328н «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 ООО ХК «СДС-Энерго» - 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	Нет
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 показателей точности хода часов компонентов системы	9.5	Да	Да
6. Определение относительной погрешности измерительных каналов	10	Да	Да
7. Идентификация программного обеспечения	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 12.3.

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 М4100/1 на 1,5 кВ с пределом измерений до 200 МОм
9.4	Трансформатор тока лабораторный эталонный ТТЛЭ-300, (10 - 1000) А, КТ 0,05; Преобразователь напряжения измерительный высоковольтный емкостной масштабный ПВЕ-10, КТ 0,05; Прибор для измерения электроэнергетических величин и показателей качества электрической энергии Энергомонитор-3.3Т1, погр. $\pm 0,02\%$ и $\pm 1,0'$; Прибор электроизмерительный эталонный Энергомонитор 3.1 К-02, КТ 0,02; Переносной компьютер с техническими средствами чтения информации, хранящейся в памяти счетчика
9.5	Источник сигналов точного времени, погрешность не более $\pm 0,01$ с (любого типа)

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, аттестованных в соответствии с ПР 50.2.012, 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.

6.2 Поверка измерительных трансформаторов напряжения должна осуществляться 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, Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок.

Должны также быть обеспечены требования безопасности, указанные в эксплуатационных документах на средства 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;
- относительная влажность воздуха, % 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) и напряжения (ТН), кабели связи);
- доступа поверителей к местам установки ТТ, ТН, счетчиков, серверу и автоматизированных рабочих мест (АРМ);
- 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 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, сервера, АРМ, 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 компонентов системы (ТТ, ТН, счетчика) истекает позднее трех месяцев до окончания назначаемого срока очередной поверки системы, 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 сервера и АРМ проверяют при помощи программного обеспечения АИИС КУЭ при выводе учетной информации.

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 должно быть не менее 20 МОм.

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 СЭТ-4ТМ.03М.01 и СЭТ-4ТМ.03.01 выполняют согласно [3] и [4] соответственно.

Погрешность счетчика не должна выходить за пределы, соответствующие его классу точности по ГОСТ 31819.22 (ГОСТ Р 52323-2005) и ГОСТ 31819.23 (ГОСТ Р 52425-2005).

9.4.4 Поверку Устройства синхронизации времени УСВ-3 проводят согласно [5].

9.4.5 Комплексный компонент АИИС КУЭ.

9.4.5.1 Каналы связи и АРМ с установленным программным обеспечением образуют комплексный компонент АИИС КУЭ, поверку которого на месте эксплуатации последней проводят по 9.4.5.2.

9.4.5.2 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.

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

Примечание - допускается при поверке АИИС КУЭ поверку отдельных компонентов системы (ТТ, ТН, счетчиков) не проводить.

9.5 Определение показателей точности хода часов компонентов системы

9.5.1 Определяют погрешность системных часов, т.е. отсчета текущего (астрономического) времени. В момент передачи сигнала точного времени фиксируют показания системных часов и находят отклонение их показаний от сигнала точного времени. Затем повторяют эту же операцию через 24 часа и находят погрешность суточного хода системных часов как разность этих показаний.

Погрешность отсчета текущего времени находят как сумму погрешности суточного хода системных часов и отклонения их показаний от сигнала точного времени. Она должна находиться в пределах ± 5 с.

9.5.2 Абсолютную разность показаний часов компонентов системы (счетчики, сервер) 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 (границы интервала при доверительной вероятности 0,95) выполняют по формуле:

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

где - $\delta_{\text{тг}}$, $\delta_{\text{тн}}$ - относительные амплитудные погрешности ТТ и ТН;

- $\theta_{\text{тг}}$, $\theta_{\text{тн}}$ - угловые погрешности ТТ и ТН;

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

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

- $\delta_{\text{А}}$ - относительная погрешность автоматизированного компонента АИИС КУЭ;

- $\delta_{\text{Т}}$ - 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 $\theta_{\text{тг}}$ и $\theta_{\text{тн}}$ выражают в сантирадианах, а остальные погрешности выражают в процентах. Результаты расчета заносят 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 энергии - по ГОСТ 31819.22, реактивной - ГОСТ 31819.23 или по паспорту счетчика;

- предельные значения $\delta_{\text{л}}$ - по паспортам-протоколам;

- $\delta_{\text{А}} \leq 0,05$ %;

- $\delta_{\text{Т}} = 2 \cdot \Delta T / 48 \cdot \Delta T_{30}$, где ΔT - расхождение показаний часов, ΔT_{30} - продолжительность 30-минутного интервала в секундах.

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

11 ИДЕНТИФИКАЦИЯ ПРОГРАММНОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ

11.1 Проверку соответствия заявленных идентификационных данных программного обеспечения (ПО) АИИС КУЭ проводить в следующей последовательности:

- проверить номер версии (идентификационный номер) ПО в разделе меню.

12 ОФОРМЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ПОВЕРКИ

12.1 Положительные результаты поверки компонентов АИИС КУЭ (ТТ, ТН, счетчики, УСПД (только при первичной поверке)) 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 порядком проведения поверки средств измерений, требований к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке.

12.2 Положительные результаты поверки АИИС КУЭ оформляют свидетельством о поверке в соответствии с порядком проведения поверки средств измерений, требований к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке.

12.3 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 порядком проведения поверки средств измерений, требований к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке с указанием причины непригодности.

РАЗРАБОТАЛИ:

Начальник отдела
электро-радиотехнических СИ

Инженер по метрологии 2 категории



А.А. Косых

И.М. Палык

Приложение А
(рекомендуемое)

Форма протокола поверки АИИС КУЭ
Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета
электроэнергии ПС 110/35/10 кВ «Керамзитовая» ООО ХК «СДС-Энерго»
наименование

Год выпуска _____

Предприятие-изготовитель: _____

Поверку проводят по документу МП 14-020-2017 «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ПС 110/35/10 кВ «Керамзитовая» ООО ХК «СДС-Энерго». Методика поверки»
Эталонные средства измерений:

обозначение

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 или прилагают копии свидетельств о поверке)

5 Результаты определения погрешностей комплексного компонента системы

Таблица А1

№ ИИК	Наименование ИИК	дата/время	Показания, кВт·ч		Разность показаний, кВт·ч
			счетчик	АРМ	
1					
2					
3					
Максимальное отклонение					

Вывод _____

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

Таблица А2

(канал «0» - показания системных часов; канал «СТВ» - сигналы точного времени)

№ ИИК	Показания часов		Разность показаний, с
	Дата/время	Дата/время	
СТВ			
0			
1			
2			
3			
Максимальная разность показаний			
Погрешность хода часов			

Вывод _____

7 Результаты расчета относительной погрешности ИК

Таблица А3

№ ИИК	Наименование измеряемой величины	cos φ (sin φ)	Расчетное значение погрешности	Допускаемое значение погрешности
1				
2				
3				

Вывод _____

8 Результаты идентификации программного обеспечения

Таблица А4

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Номер версии (идентификационный номер) ПО	
Цифровой идентификатор ПО	

Вывод _____

Заключение _____ Поверку провел _____
годен, не год 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. «Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.02М. Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки» ИЛГШ.411152.145 РЭ1, утвержденная руководителем ГЦИ СИ ФБУ «Нижегородский ЦСМ» «04» мая 2012 г.
4. ИЛГШ.411152.124 РЭ1, являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.124 РЭ. Методика поверки согласована с руководителем ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 10 сентября 2004 г.
5. ВЛСТ 240.00.000И1, «Инструкция. Устройства синхронизации времени УСВ-3. Методика поверки», утвержденная ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИФТРИ» 2012 г.
6. МИ 3000-2006 Рекомендация. ГСИ. Системы автоматизированные информационно-измерительные коммерческого учета электрической энергии. Типовая методика поверки.