

УТВЕРЖДАЮ

Заместитель генерального директора

ФБУ «Тест-С-Петербург»

Т.М. Козлякова

2017 г.



СИСТЕМА АВТОМАТИЗИРОВАННАЯ ИНФОРМАЦИОННО-ИЗМЕРИТЕЛЬНАЯ
КОММЕРЧЕСКОГО УЧЕТА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ И МОЩНОСТИ
ПАО «Акрон»

МЕТОДИКА ПОВЕРКИ

432-131-2017 МП

Настоящая методика предназначена для проведения первичной и периодической поверок Системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии и мощности ПАО «Акрон» (далее - АИИС КУЭ).

Методика устанавливает объем и содержание работ, выполняемых при поверке АИИС КУЭ, условия, методы и средства их выполнения и порядок оформления результатов поверки.

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональное, пространственно распределенное средство измерений (СИ), основные компоненты которого: измерительные трансформаторы тока, напряжения и счетчики электрической энергии, УСПД объединены в систему в соответствии проектной документацией. Информационные каналы АИИС КУЭ организованы на базе преобразователей интерфейсов, модемов, линий связи, ПО ИВК «Альфа Центр». АИИС КУЭ состоит из 44 измерительных каналов (ИК).

При разработке методики использованы следующие нормативные документы:

РМГ 51-2002 «ГСИ. Документы на методики поверки средств измерений. Основные положения»;

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

ГОСТ Р 8.596-2002 «ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Общие положения»;

ГОСТ 8.216-88 «ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки»;

ГОСТ 4.199-85 «СПКП. Системы информационные электроизмерительные. Комплексы измерительно-вычислительные. Номенклатура показателей»;

МИ 2845-2003 «ГСИ. Измерительные трансформаторы напряжения 6/√3 ... 35 кВ. Методика поверки на месте эксплуатации»;

МИ 2925-2005 «ГСИ. Измерительные трансформаторы напряжения 35 ... 330/√3. Методика поверки на месте эксплуатации с помощью эталонного делителя»;

МИ 2982-2006 «ГСИ. Измерительные трансформаторы напряжения 500 ... 750/√3 кВ. Методика поверки на месте эксплуатации»;

ГОСТ 8.217-2003 «ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки»;

ГОСТ 7746-2001 «Трансформаторы тока. Общие технические условия»;

ГОСТ 1983-2001 «Трансформаторы напряжения. Общие технические условия»;

Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения»;

ГОСТ 12.2.003-91 «Система стандартов безопасности труда. Оборудование производственное. Общие требования безопасности»;

ГОСТ 12.2.007.0-75 «Изделия электротехнические. Общие требования безопасности»;

ГОСТ 12.2.007.3-75 «Система стандартов безопасности труда. Электротехнические устройства на напряжение свыше 1000 В. Требования безопасности»;

ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Поверке подлежит каждый измерительный канал (ИК) АИИС КУЭ, реализующий косвенный метод измерений электрической энергии. ИК подвергают поверке покомпонентным (поэлементным) способом с учетом положений раздела 8 ГОСТ Р 8.596-2002.

Первичную поверку системы выполняют после проведения испытаний АИИС КУЭ с целью утверждения типа. Допускается совмещение операций первичной поверки и операций, выполняемых при испытаниях типа.

Периодическую поверку ИК системы выполняют в процессе эксплуатации АИИС КУЭ.

Интервал между поверками на АИИС КУЭ составляет 4 года.

Измерительные компоненты АИИС КУЭ поверяют с межповерочным интервалом, установленным при утверждении их типа. Если очередной срок поверки измерительного компонента наступает до очередного срока поверки ИК АИИС КУЭ, поверяется только этот компонент и поверка ИК не проводится. После поверки измерительного компонента и восстановления ИК выполняется проверка ИК в той его части и в том объеме, который необходим для того, чтобы убедиться, что действия, связанные с поверкой измерительного компонента, не нарушили метрологических свойств ИК (схема соединения, коррекция времени и т.п.).

Внеочередную поверку АИИС КУЭ проводят после ремонта системы, замены её измерительных компонентов, аварий в энергосистеме, если эти события могли повлиять на метрологические характеристики ИК. Допускается подвергать поверке только те ИК, которые подверглись указанным выше воздействиям, при условии, что владелец системы подтвердит официальным заключением, что остальные ИК этим воздействиям не подвергались. В этом случае может быть оформлено свидетельство о поверке ИК системы.

Все СИ, входящие в ИК системы, должны иметь действующие свидетельства о поверке и/или действующие отметки поверителя в паспорте на СИ, а остальная аппаратура - сертификаты соответствия.

СИ, входящие в состав ИК, приведены в описании типа АИИС КУЭ, условия эксплуатации в технической документации.

1. ОПЕРАЦИИ ПОВЕРКИ

При проведении поверки должны быть выполнены операции, указанные в таблице 2.

Таблица 2 - Операции при проведении поверки

Наименование операции	Номер пункта по поверке	Обязательность проведения операции при	
		первичной поверке	периодической поверке
1. Подготовка к поверке	6	Да	Да
2. Внешний осмотр и проверка комплектности	7.1	Да	Да
3. Проверка условий эксплуатации	7.2	Да	Да
4. Проверка измерительных компонентов АИИС КУЭ	7.3	Да	Да
5. Проверка функционирования счетчиков электрической энергии, УСПД	7.4	Да	Да
6. Проверка функционирования центрального компьютера АИИС КУЭ	7.5	Да	Да
7. Проверка функционирования вспомогательных устройств	7.6	Да	Да
8. Проверка нагрузки вторичных цепей измерительных трансформаторов тока (ТТ)	7.7	Да	Да
9. Проверка нагрузки вторичных цепей измерительных трансформаторов напряжения (ТН)	7.8	Да	Да
10. Проверка падения напряжения в линии связи между вторичной обмоткой ТН и счетчиком	7.9	Да	Да
Наименование операции	Номер пункта	Обязательность проведения операции при	

	по по- верке	первичной поверке	периодиче- ской поверке
11. Проверка погрешности системного времени	7.10	Да	Да
12. Проверка отсутствия ошибок информационного обмена	7.11	Да	Да
13. Идентификация программного обеспечения	7.12	Да	Да
14. Оформление результатов поверки	8	Да	Да

2. СРЕДСТВА ПОВЕРКИ

При проведении поверки применяют средства измерений и вспомогательные устройства, в соответствии с методиками поверки, указанными в описании типа на измерительные компоненты АИИС КУЭ, а также указанные в таблице 3.

Таблица 3 - Средства измерений, аппаратные и программные средства для поверки

№ п/п	Наименование	№ пункта Методики по поверке
1	Термометр, диапазон измерений от минус 40 до +50°C, пределы допускаемой погрешности $\pm 1^\circ\text{C}$	7.2
2	Вольтамперфазометр, диапазон измерений от 0 до 10 А, ПГ $\pm 1,5\%$	7.4
3	Переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы со счетчиками системы	7.4
4	Средства измерений вторичной нагрузки ТТ в соответствии с документом «Методика выполнения измерений мощности нагрузки трансформаторов тока в условиях эксплуатации»	7.7
5	Средства измерений вторичной нагрузки ТН в соответствии с документом «Методика выполнения измерений мощности нагрузки трансформаторов напряжения в условиях эксплуатации»	7.8
6	Средства измерений падения напряжения в линии соединения счетчика с ТН в соответствии с документом «Методика выполнения измерений падения напряжения в линии соединения счетчика с трансформатором напряжения в условиях эксплуатации»	7.9
7	Модуль коррекции времени МКВ-02Ц, предел допускаемой абсолютной погрешности синхронизации относительной шкалы ВКВ ± 1 мс	7.10
<p>Примечание. Допускается применение других основных и вспомогательных средств поверки с метрологическими характеристиками, обеспечивающими требуемые точности измерений</p>		

3. ТРЕБОВАНИЯ К КВАЛИФИКАЦИИ ПОВЕРИТЕЛЕЙ

3.1 К проведению поверки АИИС КУЭ допускаются поверители, аттестованные в установленном порядке, изучившие настоящие рекомендации и руководство по эксплуатации на АИИС КУЭ, имеющие стаж работы по данному виду измерений не менее 1 года.

3.2 Измерение вторичной нагрузки измерительных трансформаторов тока, входящих в состав АИИС КУЭ, осуществляется персоналом, имеющим стаж работы по данному виду измерений не менее 1 года, изучившим документ «Методика выполнения измерений мощности нагрузки трансформаторов тока в условиях эксплуатации» и прошедшим обучение по

проведению измерений в соответствии с указанным документом. Измерение проводят не менее двух специалистов, один из которых должен иметь удостоверение, подтверждающее право работы на установках свыше 1000 В с группой по электробезопасности не ниже III.

3.3 Измерение вторичной нагрузки измерительных трансформаторов напряжения, входящих в состав АИИС КУЭ осуществляется персоналом, имеющим стаж работы по данному виду измерений не менее 1 года, изучившим документ «Методика выполнения измерений мощности нагрузки трансформаторов напряжения в условиях эксплуатации» и прошедшим обучение по проведению измерений в соответствии с указанным документом. Измерение проводят не менее двух специалистов, один из которых должен иметь удостоверение, подтверждающее право работы на установках свыше 1000 В с группой по электробезопасности не ниже IV.

3.4 Измерение потерь напряжения в линии соединения счетчика с измерительным трансформатором напряжения, входящими в состав АИИС КУЭ осуществляется персоналом, имеющим стаж работы по данному виду измерений не менее 1 года, изучившим документ «Методика выполнения измерений падения напряжения в линии соединения счетчика с трансформатором напряжения в условиях эксплуатации» и прошедшим обучение по проведению измерений в соответствии с указанным документом. Измерение проводят не менее двух специалистов, один из которых должен иметь удостоверение, подтверждающее право работы на установках свыше 1000 В с группой по электробезопасности не ниже IV.

4. ТРЕБОВАНИЯ ПО БЕЗОПАСНОСТИ

4.1 При проведении поверки должны быть соблюдены требования безопасности, установленные ГОСТ 12.2.007.0, ГОСТ 12.2.007.3, «Правилами техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей», и «Правилами технической эксплуатации электроустановок потребителей», а также требования безопасности на средства поверки, поверяемые трансформаторы и счетчики, изложенные в их руководствах по эксплуатации.

4.2 Эталонные средства измерений, вспомогательные средства поверки и оборудование должны соответствовать требованиям ГОСТ 12.2.003, ГОСТ 12.2.007.3.

5. УСЛОВИЯ ПОВЕРКИ

Условия поверки АИИС КУЭ должны соответствовать условиям ее эксплуатации, нормированным в технической документации, но не выходить за нормированные условия применения средств поверки.

6. ПОДГОТОВКА К ПОВЕРКЕ

6.1 Для проведения поверки представляют следующую документацию:

- паспорт АИИС КУЭ;
- описание типа АИИС КУЭ;
- свидетельства о поверке измерительных компонентов, входящих в ИК, и свидетельство о предыдущей поверке системы (при периодической и внеочередной поверке);
- копии паспортов-протоколов на ИК;
- рабочие журналы АИИС КУЭ с данными по климатическим и иным условиям эксплуатации за межповерочный интервал (только при периодической поверке).

6.2 Перед проведением поверки выполняют следующие подготовительные работы:

- проводят организационно-технические мероприятия по доступу поверителей и персонала энергообъектов к местам установки измерительных трансформаторов, счетчиков электрической энергии; по размещению эталонов, отключению в необходимых случаях поверяемых средств измерений от штатной схемы;

- проводят организационно-технические мероприятия по обеспечению безопасности поверочных работ в соответствии с действующими правилами и руководствами по эксплуатации применяемого оборудования;
- средства поверки выдерживают в условиях и в течение времени, установленных в НТД на средства поверки;
- все средства измерений, которые подлежат заземлению, должны быть надежно заземлены, подсоединение зажимов защитного заземления к контуру заземления должно производиться ранее других соединений, а отсоединение – после всех отсоединений.

7. ПРОВЕДЕНИЯ ПОВЕРКИ

7.1 Внешний осмотр и проверка комплектности

При выполнении внешнего осмотра АИИС КУЭ проверяется:

- соответствие номенклатуры и типов технических и программных компонентов указанным в документации на АИИС КУЭ;
- наличие действующих свидетельств (записей в паспортах) о поверке измерительных трансформаторов тока, напряжения, счетчиков электрической энергии;
- наличие действующих пломб в оговоренных местах, соответствие заводских номеров на шильдиках технических компонентов АИИС КУЭ, номерам, указанным в документации на систему;
- наличие и качество заземления корпусов компонентов системы и металлических шкафов, в которых они расположены;
- внешний вид каждого компонента АИИС КУЭ, с целью выявления возможных механических повреждений, загрязнения и следов коррозии;
- наличие напряжения питания на счетчиках (должен работать жидкокристаллический индикатор счетчика);
- функционирование компьютера Центра сбора и обработки информации (должна функционировать операционная система Windows, необходимая для работы программы сбора данных).

7.2 Проверка соответствия условий эксплуатации

7.2.1 Проверка соответствия условий эксплуатации проводится путем выборочного анализа графиков нагрузки за 2 - 3 месяца, предшествовавшие поверке, а также путем анализа записей в рабочем журнале о температурных режимах эксплуатации оборудования. Результаты проверки признаются удовлетворительными, если изменение любого из внешних влияющих факторов не превосходит значений, нормированных в технической документации

7.3 Проверка измерительных компонентов АИИС КУЭ

Проверяют наличие свидетельств о поверке и срок их действия для всех измерительных компонентов: измерительных трансформаторов тока, напряжения, счетчиков электрической энергии. При обнаружении просроченных свидетельств о поверке измерительных компонентов или свидетельств, срок действия которых близок к окончанию, дальнейшие операции по поверке ИК, в который они входят, выполняют после поверки этих измерительных компонентов.

7.4 Проверка функционирования счётчиков, УСПД

7.4.1 Проверяют наличие и сохранность пломб поверительных и энергосбытовых организаций на счетчике и испытательной коробке. Проверяют наличие документов энергосбытовых организаций, подтверждающих правильность подключения счетчика к цепям тока и напряжения, в частности, правильность чередования фаз. При отсутствии таких документов или нарушении (отсутствии) пломб проверяют правильность подключения счетчиков цепям тока и напряжения (соответствие схем подключения - схемам, приведенным в паспорте на счетчик). Проверяют последовательность чередования фаз с помощью вольт-

амперфазометра. При проверке последовательности чередования фаз действуют в соответствии с указаниями, изложенными в руководстве по его эксплуатации.

7.4.2 Проверяют работу всех сегментов индикаторов, отсутствие кодов ошибок или предупреждений, прокрутку параметров в заданной последовательности.

7.4.3 Проверяют соответствие индикации даты в счетчике календарной дате (число, месяц, год). Проверку осуществляют визуально или с помощью переносного компьютера через оптопорт.

7.4.4 Проверяют работоспособность оптического порта счетчика с помощью переносного компьютера. Преобразователь подключают к любому последовательному порту переносного компьютера. Опрашивают счетчик по установленному соединению. Опрос счетчика считается успешным, если получен отчет, содержащий данные, зарегистрированные счетчиком.

7.4.5 Проверяют наличие и сохранность пломб поверительных и энергосбытовых организаций на УСПД. При отсутствии или нарушении пломб проверяют правильность подключения УСПД.

Проверяют правильность функционирования УСПД в соответствии с его эксплуатационной документацией с помощью тестового программного обеспечения. Проверка считается успешной, если все подсоединенные к УСПД счетчики опрошены и нет сообщений об их ошибках.

УСПД признается работоспособными, если все подсоединенные счетчики опрошены успешно, а данные архивов по 30-и минутному профилю в УСПД соответствуют показаниям счетчиков системы.

7.5 Проверка функционирования центрального компьютера АИИС КУЭ

7.5.1 Проводят опрос текущих показаний всех счетчиков электрической энергии.

7.5.2 Проверяют глубину хранения измерительной информации в центральном сервере АИИС КУЭ.

7.5.3 Проверяют защиту программного обеспечения на АРМ Сервера баз данных (далее АРМ) АИИС КУЭ от несанкционированного доступа. Для этого запускают на выполнение программу сбора данных и в поле «пароль» вводят неправильный код. Проверку считают успешной, если при вводе неправильного пароля программа не разрешает продолжать работу.

7.5.4 Проверяют работу аппаратных ключей. Выключают компьютер и снимают аппаратную защиту (отсоединяют ключ от порта компьютера). Включают компьютер, загружают операционную систему и запускают программу. Проверку считают успешной, если получено сообщение об отсутствии «ключа защиты».

7.6 Проверка функционирования вспомогательных устройств

7.6.1 Проверка функционирования модемов

Проверяют функционирование модемов, используя коммуникационные возможности специальных программ. Модемы считаются исправными в составе комплекса, если были установлены коммутируемые соединения и по установленным соединениям успешно прошел опрос счетчиков.

Допускается автономная проверка модемов с использованием тестового программного обеспечения.

7.6.2 Проверка функционирования адаптеров интерфейса

Подключают к адаптерам переносной компьютер с ПО, используя кабель RS232. Проверка считается успешной, если удалось опросить все счетчики, подключенные к данному адаптеру.

7.7 Проверка нагрузки вторичных цепей измерительных трансформаторов тока

7.7.1 Проверяют наличие документов энергосбытовых организаций, подтверждающих правильность подключения вторичных обмоток ТТ. При отсутствии таких документов проверяют правильность подключения вторичных обмоток ТТ.

7.7.2 Измеряют мощность нагрузки вторичных цепей ТТ, которая должна находиться в диапазоне (0,25-1,0) Sном.

Примечания:

1. Допускается измерения мощности нагрузки вторичных цепей ТТ не проводить, если такие измерения проводились при составлении паспортов-протоколов на данный измерительный канал в течение истекающего межповерочного интервала системы. Результаты проверки считают положительными, если паспорт-протокол подтверждает выполнение указанного выше условия для ТТ.

2. Допускается мощность нагрузки определять расчетным путем, если известны входные (проходные) импедансы всех устройств, подключенных ко вторичным обмоткам ТТ.

7.8 Проверка нагрузки вторичных цепей измерительных трансформаторов напряжения

7.8.1 Проверяют наличие и сохранность пломб поверительных и энергоснабжающих организаций на клеммных соединениях, имеющихся на линии связи ТН со счетчиком. Проверяют наличие документов энергосбытовых организаций, подтверждающих правильность подключения первичных и вторичных обмоток ТН. При отсутствии таких документов или нарушении (отсутствии) пломб проверяют правильность подключения первичных и вторичных обмоток ТН.

7.8.2 При проверке мощности нагрузки вторичных цепей ТН необходимо убедиться, что отклонение вторичного напряжения при нагруженной вторичной обмотке составляет не более $\pm 10\%$ от Uном.

Измеряют мощность нагрузки ТН, которая должна находиться в диапазоне (0,25-1,0) Sном.

Измерение мощности нагрузки вторичных цепей ТН проводят в соответствии с аттестованной в установленном порядке методикой выполнения измерений.

Примечания:

1. Допускается измерения мощности нагрузки вторичных цепей ТН не проводить, если такие измерения проводились при составлении паспортов-протоколов на данный измерительный канал в течение истекающего межповерочного интервала системы. Результаты проверки считают положительными, если паспорт-протокол подтверждает выполнение указанного выше условия для ТН.

2. Допускается мощность нагрузки определять расчетным путем, если известны входные (проходные) импедансы всех устройств, подключенных к вторичным обмоткам измерительных трансформаторов.

7.9 Проверка падения напряжения в линии связи между вторичной обмоткой ТН и счетчиком

Измеряют падение напряжения Uл в проводной линии связи для каждой фазы проводят в соответствии с аттестованной в установленном порядке методикой выполнения измерений. Падение напряжения не должно превышать 0,25 % от номинального значения на вторичной обмотке ТН.

Примечания:

1. Допускается измерение падения напряжения в линии соединения счетчика с ТН не проводить, если такие измерения проводились при составлении паспортов-протоколов на данный измерительный канал в течение истекающего межповерочного интервала системы. Результаты проверки считают положительными, если паспорт-протокол подтверждает выполнение указанного выше требования.

2. Допускается падение напряжения в линии соединения счетчика с ТН определять расчетным путем, если известны параметры проводной линии связи и сила электрического тока, протекающего через линию связи.

7.10 Проверка погрешности системного времени

7.10.1 Определение абсолютной погрешности системных часов.

Синхронизировать время переносного компьютера по показаниям модуля коррекции

времени МКВ-02Ц.

Сравнить показания часов переносного компьютера с показаниями часов Севера баз данных (АРМ).

Расхождение показаний часов переносного компьютера и АРМ в момент, предшествующий коррекции, должно находиться в пределах ± 5 с.

7.10.2 Определение абсолютной погрешности показаний часов всех компонентов системы

Синхронизировать время переносного компьютера по показаниям МКВ-02Ц.

С помощью программы, установленной на переносном компьютере, считать время всех счетчиков через оптический порт.

Сравнить время на переносном компьютере с показаниями часов всех счетчиков.

Вычислить погрешность часов компонентов системы, как разность между значением времени переносного компьютера, временем счетчиков.

Погрешность измерения текущего времени (относительно астрономического) всех счетчиков должно находиться в пределах ± 5 с.

7.11 Проверка отсутствия ошибок информационного обмена

Операция проверки отсутствия ошибок информационного обмена предусматривает экспериментальное подтверждение идентичности числовой измерительной информации в счетчиках электрической энергии (исходная информация), и памяти центрального сервера.

В момент проверки все технические средства, входящие в проверяемый ИК, должны быть включены.

7.11.1 На центральном компьютере системы распечатывают значения активной и реактивной электрической энергии, зарегистрированные с 30-ти минутным интервалом за полные предшествующие дню проверки сутки по всем ИК. Проверяют наличие данных, соответствующих каждому 30-ти минутному интервалу времени. Пропуск данных не допускается за исключением случаев, когда этот пропуск был обусловлен отключением ИК или устраненным отказом какого-либо компонента системы.

7.11.2 Распечатывают журнал событий счетчика и отмечают моменты нарушения связи между измерительными компонентами системы. Проверяют сохранность измерительной информации в памяти центрального сервера системы на тех интервалах времени, в течение которого была нарушена связь.

7.11.3 Распечатывают на центральном компьютере (сервере) профиль нагрузки за полные сутки, предшествующие дню поверки. Используя переносной компьютер, считывают через оптопорт профиль нагрузки за те же сутки, хранящийся в памяти счетчика. Различие значений активной (реактивной) мощности, хранящейся в памяти счетчика (с учетом коэффициентов трансформации измерительных трансформаторов) и базе данных центрального сервера не должно превышать двух единиц младшего разряда учетного значения.

7.11.4 Сличить показания счетчика по активной и реактивной электрической энергии строго в конце получаса (часа) и сравнивать с данными, зарегистрированными в центральном компьютере (сервере) системы для того же момента времени. Для этого визуально или с помощью переносного компьютера через оптопорт считывают показания счетчика по активной и реактивной электрической энергии и сравнивают эти данные (с учетом коэффициентов трансформации измерительных трансформаторов), с показаниями зарегистрированными в центральном компьютере (сервере) системы. Расхождение не должно превышать две единицы младшего разряда.

7.12 Идентификация программного обеспечения

7.12.1 Включить компьютер, загрузить программы «АльфаЦентр» и «АльфаЦентр Коммуникатор», прочитать идентификационное наименование, номер версии программного обеспечения.

7.12.2 Из программы «АльфаЦентр» скопировать файлы, указанные в таблице 2 Описания типа АИИС КУЭ.

7.12.3 С помощью алгоритма вычисления цифрового идентификатора ПО, указанного в Описании типа АИИС КУЭ, провести расчет контрольной суммы исполняемого кода скопированных файлов.

Идентификационное наименование, версии ПО, рассчитанная контрольная сумма исполняемого кода файла должна соответствовать данным, указанным в таблице 2 Описания типа АИИС КУЭ.

8 ОФОРМЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ПОВЕРКИ

8.1 На основании положительных результатов по пунктам разделов 7 и выписывает свидетельство о поверке АИИС КУЭ в соответствии с Приказом Минпромторга России от 02.07.2015 № 1815 «Об утверждении Порядка проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке». В приложении к свидетельству указывают перечень ИК.

8.2 На основании положительных результатов поверки отдельных ИИК из состава АИИС КУЭ по пунктам раздела 7 настоящей методики поверки выписывается свидетельство о поверке на поверенные ИИК АИИС КУЭ оформленное в соответствии с разделом VI документа «Порядок проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке», утвержденного Приказом Минпромторга России от 02.07.2015 № 1815. В приложении к свидетельству указывают перечень ИК.

8.3 Знак поверки в виде оттиска поверительного клейма наносится на свидетельство о поверке.

8.4 Если АИИС КУЭ по результатам поверки признано непригодной к применению, свидетельство о поверке аннулируется и выписывается извещение о непригодности, оформленное в соответствии с документом «Порядок проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке», утвержденного Приказом Минпромторга России от 02.07.2015 № 1815.