

**ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ  
«Метрологический сервисный центр»  
ООО «Метро Сервис»**

**СОГЛАСОВАНО:**

**Директор**

**ООО «Метро Сервис»**

**В.В. Веревкин**

**« 11 » октября 2024 г.**



**ГСИ. Система автоматизированная  
информационно-измерительная коммерческого учета  
электроэнергии (АИИС КУЭ) МЖБН РУСАГРО (вторая очередь)**

**Методика поверки  
МП-013-2024**

**г. Красноярск  
2024 г.**

## **Содержание**

	Стр.
1 ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ .....	3
2 ПЕРЕЧЕНЬ ОПЕРАЦИЙ ПОВЕРКИ СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ.....	3
3 ТРЕБОВАНИЯ К УСЛОВИЯМ ПРОВЕДЕНИЯ ПОВЕРКИ .....	4
4 ТРЕБОВАНИЯ К СПЕЦИАЛИСТАМ, ОСУЩЕСТВЛЯЮЩИМ ПОВЕРКУ .....	4
5 МЕТРОЛОГИЧЕСКИЕ И ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ К СРЕДСТВАМ ПОВЕРКИ.....	5
6 ТРЕБОВАНИЯ ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ БЕЗОПАСНОСТИ ПРОВЕДЕНИЯ ПОВЕРКИ.....	7
7 ВНЕШНИЙ ОСМОТР СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЯ.....	7
8 ПОДГОТОВКА К ПОВЕРКЕ И ОПРОБОВАНИЕ СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ.....	7
9 ПРОВЕРКА ПРОГРАММНОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ .....	9
10 ОПРЕДЕЛЕНИЕ МЕТРОЛОГИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЯ.....	10
11 ПОДТВЕРЖДЕНИЕ СООТВЕТСТВИЯ СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЯ МЕТРОЛОГИЧЕСКИМ ТРЕБОВАНИЯМ.....	13
12 ОФОРМЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ПОВЕРКИ .....	13

## 1 ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Настоящая методика распространяется на измерительные каналы (далее - ИК) системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИС КУЭ) МЖБН РУСАГРО (вторая очередь), заводской номер 007, предназначенный для измерения активной и реактивной электроэнергии, потребленной за установленные интервалы времени отдельными технологическими объектами ГК РУСАГРО МЖБН, сбора, хранения, обработки и передачи полученной информации. Выходные данные системы могут использоваться для коммерческих расчетов.

Проверке подлежит каждый ИК АИС 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 АИС КУЭ с целью утверждения типа. Допускается совмещение операций первичной поверки и операций, выполняемых при испытаниях типа.

Измерительные компоненты АИС КУЭ поверяют с интервалами между поверками, установленными при утверждении их типа. Если очередной срок поверки измерительного компонента наступает до очередного срока поверки АИС КУЭ, поверяется только этот компонент и поверка АИС КУЭ 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.).

Периодическую поверку системы выполняют в процессе эксплуатации.

При наступлении событий в процессе эксплуатации, которые могли повлиять на метрологические характеристики АИС КУЭ (ремонт системы, замена её измерительных компонентов, аварии в энергосистеме) проводится первичная поверка АИС КУЭ. Допускается подвергать поверке только те ИК, которые подверглись указанным воздействиям, при условии, что собственник АИС КУЭ подтвердит официальным заключением, что остальные ИК этим воздействиям не подвергались. В этом случае оформляется свидетельство о поверке системы с перечнем поверенных ИК.

Допускается проведение поверки отдельных ИК АИС КУЭ, с обязательным указанием информации об объеме проведенной поверки.

В соответствии с Приказом Росстандарта от 26.09.2022г. №2360 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений времени и частоты», в части смешения шкалы времени компонентов АИС КУЭ должна выполняться прослеживаемость к Государственному первичному эталону единиц времени, частоты и национальной шкалы времени (ГЭТ1-2022, утвержден приказом Росстандарта от 16.02.2022г. №382).

Перечень ИК АИС КУЭ приведен в паспорте-формуляре и в описании типа на АИС КУЭ.

## 2 ПЕРЕЧЕНЬ ОПЕРАЦИЙ ПОВЕРКИ СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

При проведении поверки выполняют операции, указанные в таблице1.

Таблица 1 – Операции поверки

Наименование операции поверки	Обязательность выполнения операций при		Номер раздела (пункта) методики поверки, в соответствии с которым выполняется операция поверки
	первичной поверке	периодической поверке	
1	2	3	4
1. Внешний осмотр	Да	Да	7
2. Подготовка к поверке и опробование средств измерений:	Да	Да	8
2.1 Проверка соответствия измерительных компонентов АИС КУЭ	Да	Да	8.3

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4
2.2 Проверка счетчиков электрической энергии	Да	Да	8.4
2.3 Проверка функционирования центральных компьютеров (серверов) АИИС КУЭ	Да	Да	8.5
2.4 Проверка функционирования вспомогательных устройств	Да	Да	8.6
2.5 Проверка отсутствия ошибок информационного обмена	Да	Да	8.7
3. Идентификация программного обеспечения средства измерений	Да	Да	9
4. Определение метрологических характеристик средства измерений:	Да	Да	10
4.1 Проверка нагрузки на вторичные цепи измерительных трансформаторов тока	Да	Да	10.1
4.2 Проверка нагрузки на вторичные цепи измерительных трансформаторов напряжения	Да	Да	10.2
4.3 Проверка падения напряжения в линии связи между вторичной обмоткой ТН и счетчиков.	Да	Да	10.3
4.4 Проверка пределов смещения шкалы времени СОЕВ АИИС КУЭ относительно национальной шкалы времени UTC (SU)	Да	Да	10.4
4.5. Проверка погрешности ИК	Да	Да	10.5
5. Подтверждение соответствия средства измерений метрологическим требованиям	Да	Да	11
13. Оформление результатов поверки	Да	Да	12

### 3 ТРЕБОВАНИЯ К УСЛОВИЯМ ПРОВЕДЕНИЯ ПОВЕРКИ

Условия проведения поверки АИИС КУЭ должны соответствовать требованиям, установленным ГОСТ 8.395-80 «Государственная система обеспечения единства измерений. Нормальные условия измерений при поверке. Общие требования», находиться в пределах, указанных в описании типа и паспорте-формуляре АИИС КУЭ, описаниях типа и технической документации ее измерительных компонентов и средств поверки.

### 4 ТРЕБОВАНИЯ К КВАЛИФИКАЦИИ СПЕЦИАЛИСТОВ, ОСУЩЕСТВЛЯЮЩИХ ПОВЕРКУ

4.1 К проведению поверки АИИС КУЭ допускают работников организаций, аккредитованных в области обеспечения единства измерений на право поверки СИ в порядке, установленном законодательством РФ об аккредитации в национальной системе аккредитации, изучивших настоящую методику поверки и паспорт-формуляр АИИС КУЭ, имеющих опыт работы по поверке измерительных систем. Для выполнения отдельных операций поверки допускаются работники, удовлетворяющие требованиям, приведенным в п.п. 4.2 – 4.8.

4.2 Определение погрешности часов компонентов АИИС КУЭ и отсутствия ошибок информационного обмена осуществляется работниками, имеющими опыт работы в области измерений электрических величин, изучившими вышеуказанные документы, а также руководство пользователя по работе с Блоком коррекции времени ЭНКС-2, принимающим сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS)/ГЛОНАСС.

4.3 Измерение вторичной нагрузки измерительных трансформаторов тока, входящих в состав АИИС КУЭ, осуществляется работниками, допущенными к производству указанных работ в соответствии с правилами по охране труда при эксплуатации электроустановок и изучившими применяемый при поверке документ, содержащий методику измерений вторичной нагрузки измерительных трансформаторов тока.

4.4 Измерение вторичной нагрузки измерительных трансформаторов напряжения, входящих в состав АИИС КУЭ, осуществляется работниками, допущенными к производству указанных работ в соответствии с правилами по охране труда при эксплуатации электроустановок и изучившими применяемый при поверке документ, содержащий методику измерений вторичной нагрузки измерительных трансформаторов напряжения.

4.5 Измерение потерь напряжения в линии соединения счетчика с измерительным трансформатором напряжения, входящими в состав АИИС КУЭ, осуществляется работниками, допущенными к производству указанных работ в соответствии с правилами по охране труда при эксплуатации электроустановок и изучившими применяемый при поверке документ, содержащий методику выполнения измерений параметров нагрузки и вторичных цепей трансформаторов тока и напряжения.

#### **ВНИМАНИЕ.**

При проведении поверочных и измерительных работ должны присутствовать работники объекта, на котором размещены компоненты АИИС КУЭ, имеющие опыт работы и право на подключение и отключение эталонных и поверяемых средств измерений в соответствии со схемой поверки или с методикой измерений.

## **5 МЕТРОЛОГИЧЕСКИЕ И ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ К СРЕДСТВАМ ПОВЕРКИ**

При проведении поверки применяют основные средства измерений, эталоны и вспомогательные устройства, приведенные в таблице 2.

Все средства измерений, применяемые при поверке, должны быть утвержденного типа, иметь действующее свидетельство о поверке.

Таблица 2 – Средства поверки и вспомогательные устройства

Операции поверки, требующие применения средств поверки	Метрологические и технические требования к средствам поверки, необходимые для проведения поверки	Перечень рекомендуемых средств поверки
1	2	3
8. Подготовка к поверке (контроль условий поверки)	Средства измерений температуры окружающей среды в диапазоне измерений от -40 $^{\circ}\text{C}$ до +60 $^{\circ}\text{C}$ ; пределы допускаемой основной погрешности не более $\pm 0,2 ^{\circ}\text{C}$ . Средства измерений относительной влажности воздуха в диапазоне измерений: от 0 до 99 %; пределы допускаемой основной погрешности не более $\pm 2,0 \%$ . Средства измерений атмосферного давления в диапазоне от 840 до 1060 гПа; пределы допускаемой основной погрешности не более $\pm 3 \text{ гПа}$ .	Измеритель влажности и температуры ИВТМ-7М5-Д, рег. №71394-18
	Средства измерений магнитной индукции внешнего происхождения в диапазоне измерений: от 0,001 до 1,999 мТл;	Милитесламетр Ш1-15У, рег. №37751-08

Продолжение таблицы 2

1	2	3
	пределы основной относительной погрешности измерений постоянного магнитного поля не более $\pm[2,0+0,1*(B_p/V_i-1)]\%$	
10.2 Проверка нагрузки на вторичные цепи измерительных трансформаторов напряжения	Средства измерений действующего (среднеквадратического) значения переменного напряжения в диапазоне измерений от 0,01Uном до 1,5Uном; пределы относительной погрешности измерений не более: $\pm[0,1+0,01*((U_{ном}/U)-1)]\%$ . Средства измерений действующего (среднеквадратического) значения переменного тока в диапазоне измерений от 0,05Iном до 1,5Iном; пределы относительной погрешности измерений не более: $\pm[0,1+0,01*((I_{ном}/I)-1)]\%$	Энергомонитор 3.3 Т.1, рег. №39952-08
10.1 Проверка нагрузки на вторичные цепи измерительных трансформаторов тока	Средства измерений действующего (среднеквадратического) значения переменного напряжения в диапазоне измерений от 0,01Uном до 1,5Uном; пределы относительной погрешности измерений не более: $\pm[0,1+0,01*((U_{ном}/U)-1)]\%$ . Средства измерений действующего (среднеквадратического) значения переменного тока в диапазоне измерений от 0,05Iном до 1,5Iном; пределы относительной погрешности измерений не более: $\pm[0,1+0,01*((I_{ном}/I)-1)]\%$	Энергомонитор 3.3 Т.1, рег. №39952-08  Ресурс-UF2M, рег. №21621-12
10.3 Проверка потерь напряжения в линии соединения счетчика с измерительным трансформатором напряжения	Средства измерений действующего (среднеквадратического) значения переменного напряжения в диапазоне измерений: от 0,01Uном до 1,5Uном; пределы относительной погрешности измерений не более $\pm[0,1+0,01*((U_{ном}/U)-1)]\%$	Энергомонитор 3.3 Т.1, рег. №39952-08
10.4 Проверка погрешности системы обеспечения единого времени	Устройство формирования и хранения шкалы времени, синхронизованной по сигналам глобальных навигационных спутниковых систем ГЛОНАСС/GPS. Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений не более $\pm0,5$ мкс	Блок коррекции времени ЭНКС-2, рег. №37328-15  Переносной компьютер с ПО для работы со счетчиками и с ПО для работы с блоком коррекции времени ЭНКС-2

*Примечание: Допускается использовать при поверке другие утвержденные и аттестованные эталоны единиц величин, средства измерений утвержденного типа и поверенные, удовлетворяющие метрологическим требованиям, указанным в таблице.*

## **6 ТРЕБОВАНИЯ ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ БЕЗОПАСНОСТИ ПРОВЕДЕНИЯ ПОВЕРКИ**

6.1 При проведении поверки должны быть соблюдены требования безопасности, установленные ГОСТ 12.2.007.0-75, ГОСТ 12.2.007.3-75, «Правилами по охране труда при эксплуатации электроустановок», а также требования безопасности на средства поверки, поверяемые трансформаторы и счетчики, изложенные в их руководствах по эксплуатации.

6.2 Эталонные средства измерений, вспомогательные средства поверки и оборудование должны соответствовать требованиям ГОСТ 12.2.003-91, ГОСТ 12.2.007.3-75, ГОСТ IEC 61439-2013

6.3 Все оперативные отключения и включения должны проводиться руководителем работ в соответствии с программой проведения работ, утвержденной в установленном порядке.

## **7 ВНЕШНИЙ ОСМОТР СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЯ**

7.1 Проверяют целостность корпусов и отсутствие видимых повреждений компонентов АИИС КУЭ, наличие пломб и клейм на измерительных компонентах.

7.2 Проверяют размещение измерительных компонентов, наличие шильдиков и маркировку компонентов, правильность схем подключения трансформаторов тока и напряжения к счетчикам электрической энергии; правильность прокладки проводных линий по проектной документации на АИИС КУЭ.

7.3 Проверяют соответствие типов и заводских номеров фактически использованных измерительных компонентов типам и заводским номерам, указанным в паспорте-формуляре АИИС КУЭ.

7.4 Проверяют отсутствие следов коррозии и нагрева в местах подключения проводных линий.

При обнаружении несоответствий по п.п. 7.1-7.4 дальнейшие операции по поверке ИК прекращаются, АИИС КУЭ бракуется и выписывается извещение о непригодности.

## **8 ПОДГОТОВКА К ПОВЕРКЕ И ОПРОБОВАНИЕ СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ**

8.1 Для проведения поверки представляют следующую документацию:

- паспорт-формуляр;
- описание типа АИИС КУЭ;
- свидетельство о поверке измерительных компонентов, входящих в ИК, и свидетельство о предыдущей поверке системы (при периодической и первичной поверке);
- паспорта-протоколы на ИК;
- рабочие журналы АИИС КУЭ с данными по климатическим и иным условиям эксплуатации за интервал между поверками (только при периодической поверке);
- акты, подтверждающих правильность подключения счетчиков к цепям тока и напряжения;
- акты, подтверждающих правильность подключения вторичных обмоток ТТ;
- акты, подтверждающих правильность подключения первичных и вторичных обмоток ТН.

8.2 Перед проведением поверки на месте эксплуатации АИИС КУЭ выполняют следующие подготовительные работы:

- проводят организационно-технические мероприятия по обеспечению безопасности поверочных работ в соответствии с действующими правилами и ПУЭ;
- проводят организационно-технические мероприятия по доступу поверителей и персонала энергообъектов к местам установки измерительных трансформаторов, счетчиков электроэнергии, серверу АИИС КУЭ для проведения работ по п.п. 10.1 – 10.5;
- организуют рабочее место для поверителя, для проведения работ по п.п. 10.1 - 10.5.

### **8.3 Проверка соответствия измерительных компонентов АИИС КУЭ**

8.3.1 Проверяют правильность расположения и монтажа средств измерений, правильность схем подключения ТТ и ТН к счетчикам электрической энергии, правильность прокладки проводных линий связи по проектной документации на АИИС КУЭ.

8.3.2 Проверяют соответствие типов и заводских номеров фактически используемых средств измерений типам, указанным в описании типа АИИС КУЭ и/или паспорте-формуляре.

8.3.3 Проверяют наличие свидетельств о поверке и/или паспортов заводов-изготовителей с оттисками клейма поверителя, и/или запись в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений и срок их действия для всех измерительных компонентов АИИС КУЭ. 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. Измерительные компоненты проверяются по методикам поверки, утвержденным при утверждении их типа.

При обнаружении несоответствий по п. 8.3 дальнейшие операции по поверке ИК прекращаются и выписывается извещение о непригодности АИИС КУЭ

### **8.4 Проверка счетчиков электрической энергии**

8.4.1 Проверяют наличие и сохранность пломб поверительных и энергосбытовых организаций на счетчике и испытательной коробке. Проверяют наличие оригиналов актов, подтверждающих правильность подключения счетчиков к цепям тока и напряжения, в частности, правильность чередования фаз.

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

8.4.3 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.

8.4.4 Проверяют соответствие индикации даты в счетчике календарной дате (число, месяц, год). Проверку осуществляют визуально или с помощью переносного компьютера через равноприоритетные и независимые интерфейсы связи, оптопорт или кабель RS485.

8.4.5 Проверяют правильность значений коэффициентов трансформации измерительных трансформаторов, если предусмотрено их хранение в памяти счетчика.

При обнаружении несоответствий по п.8.4 дальнейшие операции по поверке ИК прекращаются, и выписывается извещение о непригодности АИИС КУЭ

### **8.5 Проверка функционирования центральных компьютеров (серверов) АИИС КУЭ.**

8.5.1 Проверяют защиту программного обеспечения на центральных компьютерах (серверах) 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.

8.5.2 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».

8.5.3 Проводят опрос текущих показаний всех счетчиков электроэнергии.

8.5.4 Проверяют глубину хранения измерительной информации в центральных компьютерах (серверах) АИИС КУЭ.

8.5.5 Проверяют правильность значений коэффициентов трансформации измерительных трансформаторов, хранящихся в памяти сервера БД.

8.5.6 Проверяют правильность значений коэффициентов трансформации измерительных трансформаторов, если предусмотрено их хранение в сервере ИВК.

При обнаружении несоответствий по п. 8.5 дальнейшие операции по поверке ИК прекращаются, АИИС КУЭ бракуется и выписывается извещение о непригодности

## **8.6 Проверка функционирования вспомогательных устройств**

### **8.6.1 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.

### **8.6.2 Проверка функционирования адаптеров интерфейса**

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

При обнаружении несоответствий по п. 8.6 дальнейшие операции по поверке ИК прекращаются, АИС КУЭ бракуется и выписывается извещение о непригодности.

## **8.7 Проверка отсутствия ошибок информационного обмена**

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

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

8.7.2 На центральном компьютере (сервере БД) системы распечатывают значения активной и реактивной электрической энергии, зарегистрированные с 30-ти минутным интервалом и профиль нагрузки 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 устраниенным отказом какого-либо компонента системы.

8.7.3 Распечатывают журнал событий счетчика и сервера и отмечают моменты нарушения связи между измерительными компонентами системы. Проверяют сохранность измерительной информации в памяти центральных компьютерах (серверах) системы на тех интервалах времени, в течение которого была нарушена связь.

8.7.4 Используя переносной компьютер, считывают через равноприоритетные интерфейсы связи профиль нагрузки за полные предшествующие дню проверки сутки, хранящийся в памяти счетчика. Различие значений активной (реактивной) мощности, хранящейся в памяти счетчика (с учетом коэффициентов трансформации измерительных трансформаторов) и базе данных центрального компьютера (сервера БД) полученные по п. 8.7.4 не должно превышать двух единиц младшего разряда учтенного значения.

8.7.5 Рекомендуется вместе с проверкой по п. 8.7.4 в реальном режиме времени сличить показания счетчика по активной и реактивной электрической энергии строго в конце получаса (часа) с данными, зарегистрированными в центральном компьютере (сервере БД) системы для того же момента времени. Для этого визуально или с помощью переносного компьютера через равноприоритетные интерфейсы связи 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 БД) системы. Расхождение не должно превышать две единицы младшего разряда.

При обнаружении несоответствий по п. 8.7 дальнейшие операции по поверке ИК прекращаются, АИС КУЭ бракуется и выписывается извещение о непригодности.

## **9 ПРОВЕРКА ПРОГРАММНОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ**

9.1 Проводится проверка соответствия заявленных идентификационных данных программного обеспечения указанных в описании типа:

- наименование программного обеспечения;
- идентификационное наименование программного обеспечения;
- номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения;

-цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода);

- алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения.

9.2 Идентификация ПО СИ реализуется следующими методами:

- с помощью ПО СИ или аппаратно-программных средств, разработанных организацией – разработчиком СИ (ПО СИ);

- с использованием специальных протестированных (аттестованных, сертифицированных) аппаратно-программных средств и/или протестированного (аттестованного, сертифицированного) ПО.

ПО считается подтвержденным, если индентификационное наименование ПО, номер версии ПО, цифровой идентификатор ПО не противоречат приведенным в описании типа на АИС КУЭ. В противном случае АИС КУЭ считается не прошедшей поверку, бракуется и выписывается извещение о непригодности.

## **10 ОПРЕДЕЛЕНИЕ МЕТРОЛОГИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЯ**

Метрологические характеристики ИК АИС КУЭ определяются метрологическими характеристиками измерительных компонентов, входящих в состав ИК АИС КУЭ, нагрузками вторичных цепей ТТ, ТН, падением напряжения в линиях связи счетчика с ТН, пределами смещения шкалы времени СОЕВ АИС КУЭ относительно национальной шкалы времени UTS (SU).

Метрологические характеристики ТТ, ТН, счетчиков, УССВ подтверждаются при проведении поверки указанных средств измерений по методикам поверки, установленным при утверждении их типа, и учитываются при определении метрологических характеристик ИК АИС КУЭ.

### **10.1 Проверка нагрузки вторичных цепей измерительных трансформаторов тока**

10.1.1 Проверяют наличие и сохранность пломб поверительных и энергосбытовых организаций на клеммных соединениях, имеющихся на линии связи ТТ со счетчиком. Проверяют наличие оригиналов актов, подтверждающих правильность подключения вторичных обмоток ТТ.

10.1.2 Проверяют наличие данных измерений мощности нагрузки вторичных цепей ТТ по МИ 3196-2018 «ГСИ. Методика измерения мощности нагрузки измерительных трансформаторов тока в условиях эксплуатации» с оформлением паспортов-протоколов по форме Приложения 11.3 к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка ведения реестра субъектов оптового рынка (далее – Приложение 11.3) АО «АТС». Срок проведения ревизии ИК, а также утверждения паспортов-протоколов должен быть не более 1 года до момента проведения поверки.

При обнаружении несоответствий по п. 10.1 дальнейшие операции по поверке ИК прекращаются, АИС КУЭ бракуется и выписывается извещение о непригодности.

### **10.2 Проверка нагрузки вторичных цепей измерительных трансформаторов напряжения**

10.2.1 Проверяют наличие и сохранность пломб поверительных и энергосбытовых организаций на клеммных соединениях, имеющихся на линии связи ТН со счетчиком. Проверяют наличие оригиналов актов, подтверждающих правильность подключения первичных и вторичных обмоток ТН.

10.2.2 Проверяют наличие данных измерений мощности нагрузки вторичных цепей ТН по МИ 3195-2018 «ГСИ. Методика измерения мощности нагрузки измерительных трансформаторов напряжения в условиях эксплуатации» с оформлением паспортов-протоколов по форме Приложения 11.3 АО «АТС». Срок проведения ревизии ИК, а также утверждения паспортов-протоколов должен быть не более 1 года до момента проведения поверки.

При обнаружении несоответствий по п. 10.2 дальнейшие операции по поверке ИК прекращаются, АИС КУЭ бракуется и выписывается извещение о непригодности.

### **10.3 Проверка падения напряжения в линии связи между вторичной обмоткой ТН и счетчиков**

10.3.1 Проверяют наличие данных измерений падения напряжения  $U_L$  в проводной линии

связи для каждой фазы по утвержденному документу «Методика выполнения измерений параметров нагрузки и вторичных цепей трансформаторов тока и напряжения прибором «Энергомонитор 3.3Т1» в условиях эксплуатации» с оформлением паспортов-протоколов по форме Приложения 11.3 АО «АТС». Паспорта-протоколы должны быть оформлены не ранее, чем за 1 год до проведения поверки ИК. Падение напряжения не должно превышать 0,25 % от номинального значения на вторичной обмотке ТН.

При обнаружении несоответствий по п. 10.3 составляется извещение о непригодности.

#### **10.4 Проверка пределов смещения шкалы времени СОЕВ АИС КУЭ относительно национальной шкалы времени UTS (SU)**

##### **10.4.1 Проверка СОЕВ**

Включают блок коррекции времени ЭНКС-2, принимающий сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS)/ГЛОНАСС, и сверяют показания блока коррекции времени с показаниями часов сервера, получающего сигналы точного времени от УССВ. Расхождение показаний блока коррекции времени с сервером не должно превышать  $\pm 1$  с. Для снятия синхронизированных измерений рекомендуется использовать одновременное фотографирование экранов поверяемого и поверительного оборудования.

10.4.2 Распечатывают журнал событий счетчика, выделив события, соответствующие различию часов счетчика и сервера. Расхождение времени часов: счетчик –сервер БД в момент, предшествующий коррекции, не должно превышать предела допускаемого расхождения  $\pm 2$  с.

10.4.3 Смещение шкалы времени СОЕВ АИС КУЭ относительно национальной шкалы времени UTS (SU) определяется по формуле:

$$\Delta\tau = \pm 1,1 \sqrt{\Delta\tau_{ивк}^2 + \Delta\tau_{сч}^2 + (\sigma_{сч} * T_{сч})^2}$$

$\Delta\tau_{ивк}$  - предельное смещение шкалы времени сервера ИВК относительно, национальной шкалы времени UTS (SU), с;

$\Delta\tau_{сч}$  - предельное смещение шкалы времени счетчика, с;

$\sigma_{сч}$  - изменение хода часов счетчика с учетом предельных значений температур, указанных в рабочих условиях эксплуатации, с;

$T_{сч}$  - период синхронизации счетчика, с.

При обнаружении несоответствий по п. 10.4 дальнейшие операции по поверке ИК прекращаются, АИС КУЭ бракуется и выписывается извещение о непригодности.

#### **10.5 Проверка погрешности ИК**

10.5.1 Суммарная погрешность результата измерений электрической энергии в измерительном канале АИС КУЭ в составе: счетчик совместно с ТТ, ТН, линией присоединения счетчика к ТН вычисляется по формуле:

$$\delta_w = \pm 1,1 \sqrt{\delta_I^2 + \delta_U^2 + \delta_\theta^2 + \delta_\pi^2 + \delta_{CO}^2 + \sum_{j=1}^l \delta_{cj}^2 + \delta_{УСПД}^2} \quad (10-1)$$

где:

$\delta_I$  - токовая погрешность ТТ, %

$\delta_U$  - погрешность напряжения ТН, %;

$\delta_\theta$  - погрешность трансформаторной схемы подключения счетчика за счет угловых погрешностей ТТ и ТН, %

$\delta_\pi$  - погрешность из-за потери напряжения в линии присоединения счетчика к ТН, %

$\delta_{CO}$  - основная относительная погрешность счетчика, %;

$\delta_{cj}$  - дополнительная погрешность счетчика от  $j$ -й влияющей величины, %;

- буспд - суммарная погрешность, вносимая устройством сбора и передачи данных;  
 $l$  - число влияющих величин

10.5.2 Погрешность трансформаторной схемы подключения счетчика  $\delta_\theta$  для состава ИК указанного в п.1 вычисляют по формуле:

- для активной электроэнергии:

$$\delta_{\theta_p} = 0,029 \cdot \sqrt{\theta_I^2 + \theta_U^2} \cdot \frac{\sqrt{1 - \cos^2 \varphi}}{\cos \varphi}, \quad (10-2)$$

- для реактивной энергии:

$$\delta_{\theta_Q} = 0,029 \cdot \sqrt{\theta_I^2 + \theta_U^2} \cdot \frac{\cos \varphi}{\sqrt{1 - \cos^2 \varphi}}, \quad (10-3)$$

где:

$\theta_I$  - угловая погрешность ТТ по ГОСТ 7746-2015, мин;

$\theta_U$  - угловая погрешность ТН по ГОСТ 1983-2015, мин;

$\cos \varphi$  коэффициент мощности по активной электроэнергии контролируемого присоединения, усредненный за 30 мин

При учете соотношения  $0,029 \cdot \theta_{\min} = \theta_{cpad}$  и введении обозначения

$$\theta_\Sigma = \sqrt{\theta_I^2 + \theta_U^2} \quad (10-4)$$

выражения 10-2 и 10-3 существенно упрощаются:

$$\delta_{\theta_p} = \theta_{cpad} \cdot \operatorname{tg} \varphi \quad (10-2a)$$

$$\delta_{\theta_Q} = \theta_{cpad} \cdot 1/\operatorname{tg} \varphi \quad (10-3a)$$

Среднее значение коэффициента мощности  $\cos \varphi$  определяют по результатам измерения 30-минутных приращений активной  $W_p$  и реактивной  $W_Q$  электроэнергии:

$$\cos \varphi = \frac{W_p}{\sqrt{W_p^2 + W_Q^2}}; \quad \operatorname{tg} \varphi = \frac{W_Q}{W_p}. \quad (10-4a)$$

В магистральных линиях электропередачи  $\cos \varphi$  должен быть в пределах от 0,8 до 1,0 (коэффициент реактивной мощности  $\operatorname{tg} \varphi$  - от 0 до 0,75). При выполнении этого условия погрешности могут принимать значения (в %):

$$\delta_{\theta_p}: \text{от } 0 \text{ до } 0,75 \cdot \theta_{\Sigma cpad}; \quad (10-5)$$

$$\delta_{\theta_Q}: \text{от } 10 \text{ до } 1,33 \cdot \theta_{\Sigma cpad}. \quad (10-5a)$$

При оценке угловых погрешностей трансформаторной схемы включения в реальном ИК последовательно используют формулы расчета 10-2, 10-3 и 10-4а, учитывая характеристики реальных трансформаторов, средние значения токов нагрузки и измеряемой энергии.

10.7 Суммарная погрешность результата измерений электрической энергии в измерительном канале АИИС КУЭ в составе: счетчик совместно с ТТ вычисляется по формуле:

$$\delta_W = \pm 1,1 \sqrt{\delta_I^2 + \delta_\theta^2 + \delta_{CO}^2 + \sum_{j=1}^l \delta_{cj}^2 + \delta_{YCPD}^2}, \quad (10-6)$$

где:

$\delta_I$  - токовая погрешность ТТ, %

$\delta_\theta$  - погрешность трансформаторной схемы подключения счетчика за счет угловых погрешностей ТТ, %

$\delta_{\text{CO}}$  - основная относительная погрешность счетчика, %;

$\delta_{c_j}$  - дополнительная погрешность счетчика от  $j$ -й влияющей величины, %;

$\delta_{\text{успд}}$  - суммарная погрешность, вносимая устройством сбора и передачи данных;

$l$  - число влияющих величин

10.5.3 Погрешность трансформаторной схемы подключения счетчика  $\delta_\theta$  для состава ИК указанного в п.10.5.1 вычисляют по формуле:

- для активной электроэнергии:

$$\delta_{\theta_p} = 0,029 \cdot \theta_l \cdot \frac{\sqrt{1 - \cos^2 \varphi}}{\cos \varphi}, \quad (10-7)$$

- для реактивной энергии:

$$\delta_{\theta_Q} = 0,029 \cdot \theta_l \cdot \frac{\cos \varphi}{\sqrt{1 - \cos^2 \varphi}}, \quad (10-8)$$

10.5.4 Результаты поверки считаются положительными, если результаты расчетов по формулам, указанным в п.10.5 совпадают с соответствующими значениями погрешностей ИК АИИС КУЭ, указанными в описании типа. В противном случае результаты поверки считаются отрицательными.

## 11 ПОДТВЕРЖДЕНИЕ СООТВЕТСТВИЯ СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ МЕТРОЛОГИЧЕСКИМ ТРЕБОВАНИЯМ

11.1 При положительных результатах проверок по пунктам разделов 7-10 АИИС КУЭ в части ИК, прошедших поверку (подтверждено соответствие АИИС КУЭ метрологическим требованиям), признается пригодным к применению.

11.2 При отрицательных результатах проверок по пунктам разделов 7-10 АИИС КУЭ в части ИК, не прошедших поверку (не подтверждено соответствие АИИС КУЭ метрологическим требованиям), признается непригодной к применению.

## 12 ОФОРМЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ПОВЕРКИ

12.1 Результаты поверки АИИС КУЭ оформляются в соответствии с Приказом Минпромторга России от 31.07.2020 № 2510 «Об утверждении Порядка проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке». Перечень ИК, состав ИК указывают в приложении к свидетельству о поверке.

Нанесение знака поверки на корпус АИИС КУЭ не предусмотрено.

12.2. Допускается проведение поверки отдельных ИК АИИС КУЭ, с обязательным указанием в приложении к свидетельству о поверке информации об объеме проведенной поверке.

12.3 При отрицательных результатах поверки хотя бы по одному из пунктов методики поверки АИИС КУЭ признается негодной к дальнейшей эксплуатации и результаты оформляются в соответствии с Приказом Минпромторга России от 31.07.2020 № 2510 «Об утверждении Порядка проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке» с указанием причин непригодности.

12.4 В ходе поверки может оформляться протокол поверки. Протокол оформляется в произвольной форме.

12.5 Сведения о результатах поверки АИИС КУЭ передаются в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений в соответствии с приказом Минпромторга России №2906 от 28.08.2020г.

Инженер  
ООО «МетроСервис»

А.В. Кузнецов