

**ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«Метрологический сервисный центр»
ООО «МетроСервис»**

СОГЛАСОВАНО:

Директор

ООО «МетроСервис»

В.В. Веревкин

« 03 » марта 2023 г.



**ГСИ. Система автоматизированная
информационно-измерительная коммерческого учета
электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «ЭнергосбыТ Плюс» (ЕЦСОИ)**

**Методика поверки
МП-005-2023**

г. Красноярск
2023 г.

1 ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ	3
2 НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ	3
3 ПЕРЕЧЕНЬ ОПЕРАЦИЙ ПОВЕРКИ СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ.....	4
4 ТРЕБОВАНИЯ К УСЛОВИЯМ ПРОВЕДЕНИЯ ПОВЕРКИ	5
5 ТРЕБОВАНИЯ К СПЕЦИАЛИСТАМ, ОСУЩЕСТВЛЯЮЩИМ ПОВЕРКУ.....	5
6 МЕТРОЛОГИЧЕСКИЕ И ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ К СРЕДСТВАМ ПОВЕРКИ	6
7 ТРЕБОВАНИЯ ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ БЕЗОПАСНОСТИ ПРОВЕДЕНИЯ ПОВЕРКИ.....	7
8 ВНЕШНИЙ ОСМОТР СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЯ	7
9 ПОДГОТОВКА К ПОВЕРКЕ И ОПРОБОВАНИЕ СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ.....	8
10 ПРОВЕРКА ПРОГРАММНОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ	10
11 ОПРЕДЕЛЕНИЕ МЕТРОЛОГИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЯ.....	10
12 ПОДТВЕРЖДЕНИЕ СООТВЕТСТВИЯ СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЯ МЕТРОЛОГИЧЕСКИМ ТРЕБОВАНИЯМ.....	13
13 ОФОРМЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ПОВЕРКИ.....	14

1 ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Настоящая методика распространяется на измерительные каналы (далее - ИК) системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ) ОАО «ЭнергосбыТ Плюс» (ЕЦСОИ), заводской номер 464, предназначенной для измерения активной и реактивной электроэнергии, потребленной за установленные интервалы времени отдельными технологическими объектами ОАО «ЭнергосбыТ Плюс», сбора, хранения, обработки и передачи полученной информации. Выходные данные системы могут использоваться для коммерческих расчетов.

Поверке подлежит каждый ИК АИИС КУЭ, реализующий косвенный метод измерений электрической энергии. ИК подвергаются 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.

Измерительные компоненты АИИС КУЭ поверяют с интервалами между поверками, установленными при утверждении их типа. Если очередной срок поверки измерительного компонента наступает до очередного срока поверки АИИС КУЭ, поверяется только этот компонент и поверка АИИС 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 АИИС КУЭ (ремонт системы, замена её измерительных компонентов, аварии в энергосистеме) проводится первичная поверка АИИС КУЭ. Допускается подвергать поверке только те ИК, которые подверглись указанным воздействиям, при условии, что собственник АИИС 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 АИИС 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 смещения шкалы времени компонентов АИИС 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 АИИС КУЭ приведен в формуляре (паспорте-формуляре) и в описании типа на АИИС КУЭ.

2 НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ

В настоящей методике использовались ссылки на следующие нормативные документы:

Приказ Минпромторга России от 31.07.2020 № 2510 «Об утверждении Порядка проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке».

Приказ Минпромторга России от 28 августа 2020 г. № 2907 «Об утверждении порядка установления и изменения интервала между поверками средств измерений, порядка установления, отмены методик поверки и внесения изменений в них, требований к методикам поверки средств измерений».

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

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

ГОСТ Р 51321.1-2007 «Устройства комплектные низковольтные распределения и управления. Часть 1. Устройства, испытанные полностью или частично. Общие технические требования и методы испытаний».

ГОСТ 8.216-2011 «ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки».

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

ГОСТ 7746-2015 «Трансформаторы тока. Общие технические условия».

ГОСТ 1983-2015 «Трансформаторы напряжения. Общие технические условия».

ГОСТ 31819.22-2012 (IEC 62053-22:2003) Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 22. Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S.

ГОСТ 31819.23-2012 (IEC 62053-23:2003) Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Статические счетчики реактивной энергии.

ГОСТ 32144-2013 «Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. 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 «Система стандартов безопасности труда. Изделия электротехнические. Общие требования безопасности».

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

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

МИ 3195-2018 «ГСИ. Методика измерения мощности нагрузки измерительных трансформаторов напряжения в условиях эксплуатации».

МИ 3196-2018 «ГСИ. Методика измерения мощности нагрузки измерительных трансформаторов тока в условиях эксплуатации».

МИ 3000-2022 «ГСИ. Системы автоматизированные информационно-измерительные коммерческого учета электрической энергии. Методика поверки».

«Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок» (утвержден приказом Минтруда России № 903н от 15.12.2020).

Примечание:

При использовании настоящей методики поверки целесообразно проверить действия ссылочных стандартов и нормативно-правовых актов. Если ссылочный документ заменен (изменен), то при пользовании настоящей методикой поверки следует руководствоваться заменяющим (измененным) документом. Если ссылочный документ отменен без замены, то положение, в котором дана ссылка на него, применяется в части, не затрагивающей эту ссылку.

3 ПЕРЕЧЕНЬ ОПЕРАЦИЙ ПОВЕРКИ СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

При проведении поверки выполняют операции, указанные в таблице 1.

Таблица 1 – Операции поверки

Наименование операции поверки	Номер раздела (пункта) МП	Обязательность выполнения операций при	
		первичной поверке	периодической поверке
1	2	3	4
1. Внешний осмотр	8	Да	Да
2. Подготовка к поверке и опробование средств измерений:	9	Да	Да
2.1 Поверка соответствия измерительных компонентов АИИС КУЭ	9.3	Да	Да
2.2 Проверка счетчиков электрической энергии	9.4	Да	Да
2.3 Проверка функционирования центральных компьютеров (сервера) АИИС КУЭ	9.5	Да	Да

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4
2.4 Проверка функционирования вспомогательных устройств	9.6	Да	Да
2.5 Проверка отсутствия ошибок информационного обмена	9.7	Да	Да
3. Идентификация программного обеспечения средства измерений	10	Да	Да
4. Определение метрологических характеристик средства измерений:	11	Да	Да
4.1 Проверка нагрузки на вторичные цепи измерительных трансформаторов напряжения	11.1	Да	Да
4.2 Проверка нагрузки на вторичные цепи измерительных трансформаторов тока	11.2	Да	Да
4.3 Проверка падения напряжения в линии связи счетчика с измерительным трансформатором напряжения	11.3	Да	Да
4.4 Проверка пределов смещения шкалы времени СОЕВ АИИС КУЭ относительно национальной шкалы времени UTC (SU)	11.4	Да	Да
4.3. Проверка погрешности ИК	11.5	Да	Да
5. Подтверждение соответствия средства измерений метрологическим требованиям	12	Да	Да
13. Оформление результатов поверки	13	Да	Да

4 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 формуляре АИИС КУЭ, описаниях типа и технической документации ее измерительных компонентов и средств поверки.

5 ТРЕБОВАНИЯ К КВАЛИФИКАЦИИ СПЕЦИАЛИСТОВ, ОСУЩЕСТВЛЯЮЩИХ ПОВЕРКУ

5.1 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 формуляр АИИС КУЭ, имеющих опыт работы по поверке измерительных систем. Для выполнения отдельных операций поверки допускаются работники, удовлетворяющие требованиям, приведенным в п.п. 5.2 – 5.3.

5.2 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.

5.3 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.

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.

6 МЕТРОЛОГИЧЕСКИЕ И ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ К СРЕДСТВАМ ПОВЕРКИ

При проведении поверки применяют основные средства измерений, эталоны и вспомогательные устройства, в соответствии с методиками поверки, указанными в описаниях типа на измерительные компоненты АИИС КУЭ, а также 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 применение средств поверки	Метрологические и технические требования к средствам поверки, необходимые для проведения поверки	Перечень рекомендуемых средств поверки
1	2	3
9. Подготовка к поверке и опробование средств измерений	Средства измерений температуры окружающей среды в диапазоне измерений: от -20 до +60 °С; пределы допускаемой абсолютной погрешности: $\pm 0.2^{\circ}\text{C}$. Средства измерений относительной влажности воздуха в диапазоне измерений: от 0% до 99%; пределы допускаемой абсолютной погрешности: $\pm 2\%$. Средства измерений атмосферного давления в диапазоне измерений: от 840 до 1060 гПа; пределы допускаемой абсолютной погрешности: ± 3 гПа	Измеритель влажности и температуры ИВТМ-7М6-Д, рег. №15500-12
	Средства измерений магнитной индукции внешнего происхождения в диапазоне измерений: от 0,01 до 199.9 мТл; пределы допускаемой абсолютной погрешности: $\pm [2,0 + 0,1 * (V_{\text{п}}/V_{\text{и}} - 1)]\%$	Милитесламетр Ш1-15У, рег. №37751-08

Продолжение таблицы 2

1	2	3
11.1 Проверка нагрузки на вторичные цепи измерительных трансформаторов напряжения	Средства измерений действующего(среднеквадратического) значения переменного напряжения в диапазоне: от $0,01U_{ном}$ до $1,5U_{ном}$ пределы допускаемой абсолютной погрешности: $\pm 0,1$ Средства измерений действующего (среднеквадратического) значения переменного тока в диапазоне измерений: от $0,01I_{ном}$ до $1,2I_{ном}$ пределы допускаемой абсолютной погрешности: $\pm 0,01\%$ Средства измерений фазового угла между фазными напряжениями в диапазоне: от минус 180 до 180 град пределы допускаемой абсолютной погрешности: $\pm 0,1$	Прибор для измерения электроэнергетических величин и показателей качества электроэнергии Энергомонитор 3.3 Т.1, рег. №39952-08
11.2 Проверка нагрузки на вторичные цепи измерительных трансформаторов тока	Средства измерений частоты переменного тока в диапазоне: от 42,5 до 57,5 Гц пределы допускаемой абсолютной погрешности: $\pm 0,01$	
11.3 Проверка падения напряжения в линии связи счетчика с измерительным трансформатором напряжения		
11.4 Проверка пределов смещения шкалы времени СОЕВ АИИС КУЭ относительно национальной шкалы времени UTC (SU)	Устройства формирования и хранения шкалы времени, синхронизированной по сигналам глобальных навигационных спутниковых систем ГЛОНАСС/GPS пределы допускаемой абсолютной погрешности относительно шкалы UTC(SU): $\pm 0,5$ мкс	Блок коррекции времени ЭНКС-2, рег. №37328-15 переносной компьютер с ПО и равноприоритетными интерфейсами связи, оптический преобразователь (далее – оптопорт) или кабель RS485 для работы со счетчиками системы, и с ПО для работы с Блоком коррекции времени ЭНКС-2.

Примечания.

1. Допускается применение других средств поверки с метрологическими характеристиками, обеспечивающими требуемые точности измерений.

2. Все средства измерений, применяемые при поверке, должны быть утвержденного типа и иметь действующие свидетельства о поверке/результаты поверки. Эталоны должны быть аттестованы и иметь действующие свидетельства об аттестации.

7 ТРЕБОВАНИЯ ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ БЕЗОПАСНОСТИ ПРОВЕДЕНИЯ ПОВЕРКИ

7.1 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.

7.2 Эталонные средства измерений, вспомогательные средства поверки и оборудование должны соответствовать требованиям ГОСТ 12.2.003-91, ГОСТ 12.2.007.3-75, ГОСТ ИЕС61439-2013

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

8 ВНЕШНИЙ ОСМОТР СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЯ

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

8.2 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.

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

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

При обнаружении несоответствий по п.п. 8.1-8.4 дальнейшие операции по поверке ИК прекращаются, АИИС КУЭ бракуется и выписывается извещение о непригодности.

9 ПОДГОТОВКА К ПОВЕРКЕ И ОПРОБОВАНИЕ СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

9.1 Для проведения поверки представляют следующую документацию:

- паспорт-формуляр;
- описание типа АИИС КУЭ;
- свидетельств 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;
- акты, подтверждающих правильность подключения вторичных обмоток ТТ;

9.2 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. 11.1-11.2;
- организуют рабочее место для поверителя, для проведения работ по п.п. 9-11.

9.3 Проверка соответствия измерительных компонентов АИИС КУЭ

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

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

9.3.3 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 поверяются по методикам поверки, утвержденным при утверждении их типа.

При обнаружении несоответствий по п. 9.3 дальнейшие операции по поверке ИК прекращаются и выписывается извещение о непригодности АИИС КУЭ

9.4 Проверка счетчиков электрической энергии

9.4.1 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.

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

9.4.3 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.

9.4.4 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.

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

При обнаружении несоответствий по п.9.4 дальнейшие операции по поверке ИК прекращаются, и выписывается извещение о непригодности АИИС КУЭ

9.5 Проверка функционирования центральных компьютеров (серверов) АИИС КУЭ.

9.5.1 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.

9.5.2 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».

9.5.3 Проводят опрос текущих показаний всех счетчиков электроэнергии.

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

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

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

При обнаружении несоответствий по п. 9.5 дальнейшие операции по поверке ИК прекращаются, АИИС КУЭ бракуется и выписывается извещение о непригодности

9.6 Проверка функционирования вспомогательных устройств

9.6.1 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.

9.6.2 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. 9.6 дальнейшие операции по поверке ИК прекращаются, АИИС КУЭ бракуется и выписывается извещение о непригодности.

9.7 Проверка отсутствия ошибок информационного обмена

9.7.1 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.

9.7.2 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 устранившимся отказом какого-либо компонента системы.

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

9.7.4 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. 9.7.4 не должно превышать двух единиц младшего разряда учтенного значения.

9.7.5 Рекомендуются вместе с проверкой по п. 9.7.4 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. 9.7 дальнейшие операции по поверке ИК прекращаются, АИИС КУЭ бракуется и выписывается извещение о непригодности.

10 ПРОВЕРКА ПРОГРАММНОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ

10.1 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.

10.2 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 идентификационное наименование ПО, номер версии ПО, цифровой идентификатор ПО не противоречат приведенным в описании типа на АИИС КУЭ. В противном случае АИИС КУЭ считается не прошедшей поверку, бракуется и

выписывается извещение о непригодности.

11 ОПРЕДЕЛЕНИЕ МЕТРОЛОГИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЯ

Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ определяются метрологическими характеристиками измерительных компонентов, входящих в состав ИК АИИС КУЭ, нагрузками вторичных цепей ТТ, ТН, пределами смещения шкалы времени СОЕВ АИИС 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 АИИС КУЭ.

11.1 Проверка нагрузки вторичных цепей измерительных трансформаторов напряжения

11.1.1 Проверяют наличие и сохранность пломб 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 нарушений (отсутствии) пломб проверяют правильность подключения первичных и вторичных обмоток ТН.

11.1.2 При проверке нагрузки вторичных цепей ТН необходимо убедиться в том, что отклонение вторичного напряжения при нагруженной вторичной обмотке составляет не более 10% от Уном.

Измерение мощности нагрузки вторичных цепей ТН, которая должна находиться в диапазоне, указанном в ГОСТ 1983-2001 и/или в описании типа средств измерений на конкретный тип ТН.

Измерение мощности нагрузки вторичных цепей ТН проводят в соответствии с документом МИ 3195-2018 «ГСИ. Методика измерений мощности нагрузки измерительных трансформаторов напряжения в условиях эксплуатации», аттестованным в установленном порядке и зарегистрированным в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений.

Приписанная характеристика погрешности результата измерений мощности нагрузки ТН – доверительные границы допускаемой относительной погрешности результата измерений мощности нагрузки ТН при доверительной вероятности 0,95 не превышает $\pm 6\%$ с учетом условий выполнения измерений, приведенных в документе МИ 3195-2018 «ГСИ. Методика измерений мощности нагрузки измерительных трансформаторов напряжения в условиях эксплуатации».

При отклонении мощности нагрузки вторичной цепи ТН от заданного значения, процедуру проверки приостанавливают до устранения данных несоответствий. В случае невозможности устранения выявленных несоответствий АИИС КУЭ в части неисправных ИУ бракуется.

П р и м е ч а н и я

1 Допускается измерение мощности нагрузки вторичных цепей ТН не проводить, если такое измерение проводилось при составлении паспорта-протокола на данный ИК в течении 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 ко вторичным обмоткам измерительных трансформаторов.

3 Допускается проведение измерений в соответствии с другими аттестованными методиками измерений.

11.2 Проверка нагрузки вторичных цепей измерительных трансформаторов тока

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

11.2.2 Измеряют мощность нагрузки вторичных цепей ТТ, которая должна находиться в диапазоне, указанном в ГОСТ 7746-2001 и/или в описании типа средств измерений на

конкретный тип ТТ.

Измерение мощности вторичной нагрузки ТТ проводят в соответствии с документом МИ 3196-2018 «ГСИ. Методика измерений мощности нагрузки измерительных трансформаторов тока в условиях эксплуатации», аттестованном в установленном порядке и зарегистрированном в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений.

Приписанная характеристика погрешности результата измерений вторичной нагрузки ТТ – доверительные границы допускаемой относительной погрешности результата измерений вторичной нагрузки ТТ при доверительной вероятности 0,95 не превышает $\pm 6\%$ с учетом условий выполнения измерений, приведенных в документе МИ 3196-2018 «ГСИ. Методика измерений мощности нагрузки измерительных трансформаторов тока в условиях эксплуатации».

При отклонении мощности нагрузки вторичных цепей ТТ от заданного значения, процедуру проверки приостанавливают до устранения данных несоответствий. В случае невозможности устранения выявленных несоответствий АИИС КУЭ в части неисправных ИК бракуется.

П р и м е ч а н и я

1 Допускается измерение мощности нагрузки вторичных цепей ТТ не проводить, если такое измерение проводилось при составлении паспорта-протокола на данный ИК 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.

3 Допускается проведение измерений в соответствии с другими аттестованными методиками измерений.

11.3 Проверка падения напряжения в линии связи счетчика с измерительным трансформатором напряжения

Измерение падения напряжения U_n в линии связи для каждой фазы проводят в соответствии с документом МИ 3598-18 «ГСИ. Методика измерений потерь напряжения в линиях соединения счетчика с трансформатором напряжения в условиях эксплуатации», аттестованном в установленном порядке и зарегистрированном в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений.

Падение напряжения не должно превышать 0,25% от номинального значения напряжения на вторичной обмотке ТН.

Приписанная характеристика погрешности результата измерений потерь напряжения – доверительные границы допускаемой относительной погрешности результата измерений, по МИ 3598-18 при доверительной вероятности $P = 0,95$ не превышает $\pm 1,5\%$ с учетом нормальных и рабочих условий выполнения измерений, приведенных в документе МИ 3598-18 «ГСИ. Методика измерений потерь напряжения в линиях соединения счетчика с трансформатором напряжения в условиях эксплуатации».

При превышении значения падения напряжения в линии связи счетчика с измерительным трансформатором напряжения более $\pm 0,25\%$ операции проверки приостанавливают до устранения данных несоответствий. В случае невозможности устранения выявленных несоответствий АИИС КУЭ в части неисправных ИК бракуется.

П р и м е ч а н и я

1 Допускается измерение падения напряжения в линии связи счетчика с ТН не проводить, если такое измерение проводилось при составлении паспорта-протокола на данный ИК в течении истекающего межповерочного интервала системы. Результаты проверки считают положительными, если паспорт-протокол подтверждает выполнение указанного выше требования.

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

3 В случае отсутствия ТН падение напряжения от точки измерения до счетчика электрической энергии не должно превышать 0,25% от номинального значения напряжения.

4 Допускается проведение измерений в соответствии с другими аттестованными

методиками измерений.

11.4 Проверка пределов смещения шкалы времени СОЕВ АИИС КУЭ относительно национальной шкалы времени UTS (SU)

11.4.1 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 ± 1 с. Для снятия синхронизированных измерений рекомендуется использовать одновременное фотографирование экранов поверяемого и поверительного оборудования.

11.4.2 Распечатывают журнал событий счетчика, выделив события, соответствующие сличению часов счетчика и сервера. Расхождение времени часов: счетчик – сервер БД в момент, предшествующий коррекции, не должно превышать предела допускаемого расхождения ± 1 с.

11.4.3 Смещение шкалы времени СОЕВ АИИС КУЭ относительно национальной шкалы времени UTS (SU) определяется по формуле:

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

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

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

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

$T_{\text{сч}}$ – период синхронизации счетчика, с.

При обнаружении несоответствий по п. 11.2 дальнейшие операции по поверке ИК прекращаются, АИИС КУЭ бракуется и выписывается извещение о непригодности.

11.5 Проверка погрешности ИК

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

$$\delta_w = \pm 1,1 \sqrt{\delta_I^2 + \delta_U^2 + \delta_\theta^2 + \delta_L^2 + \delta_{CO}^2 + \sum_{j=1}^l \delta_{cj}^2 + \delta_{успд}^2} \quad (11-1)$$

где:

δ_I – токовая погрешность ТТ, %

δ_U – погрешность напряжения ТН, %;

δ_θ – погрешность трансформаторной схемы подключения счетчика за счет угловых погрешностей ТТ и ТН, %

δ_L – погрешность из-за потери напряжения в линии присоединения счетчика к ТН, %

δ_{CO} – основная относительная погрешность счетчика, %;

δ_{cj} – дополнительная погрешность счетчика от j -й влияющей величины, %;

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

l – число влияющих величин

11.5.2 Погрешность трансформаторной схемы подключения счетчика δ_θ для состава ИК указанного в п.1 вычисляют по формуле:

- для активной электроэнергии:

$$\delta_{\theta_P} = 0,029 \cdot \sqrt{\theta_I^2 + \theta_U^2} \cdot \frac{\sqrt{1 - \cos^2 \varphi}}{\cos \varphi}, \quad (11-2)$$

- для реактивной энергии:

$$\delta_{\theta_Q} = 0,029 \cdot \sqrt{\theta_I^2 + \theta_U^2} \cdot \frac{\cos \varphi}{\sqrt{1 - \cos^2 \varphi}}, \quad (11-3)$$

где:

- θ_I - угловая погрешность ТТ по ГОСТ 7746-2015, мин;
- θ_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 $0,029 \cdot \theta_{\min} = \theta_{\text{срад}}$ и введении обозначения

$$\theta_{\Sigma} = \sqrt{\theta_I^2 + \theta_U^2} \quad (11-4)$$

выражения 11-2 и 11-3 существенно упрощаются:

$$\delta_{\theta_P} = \theta_{\text{срад}} \cdot \operatorname{tg} \varphi \quad (11-2a)$$

$$\delta_{\theta_Q} = \theta_{\text{срад}} \cdot 1 / \operatorname{tg} \varphi \quad (11-3a)$$

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

$$\cos \varphi = \frac{W_P}{\sqrt{W_P^2 + W_Q^2}}; \quad \operatorname{tg} \varphi = \frac{W_Q}{W_P}. \quad (11-4a)$$

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 %):

$$\delta_{\theta_P}: \text{от } 0 \text{ до } 0,75 \cdot \theta_{\Sigma \text{срад}}; \quad (11-5)$$

$$\delta_{\theta_Q}: \text{от } 10 \text{ до } 1,33 \cdot \theta_{\Sigma \text{срад}}. \quad (11-5a)$$

При оценке угловых погрешностей трансформаторной схемы включения в реальном ИК последовательно используют формулы расчета 11-2, 11-3 и 11-4а, учитывая характеристики реальных трансформаторов, средние значения токов нагрузки и измеряемой энергии.

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

$$\delta_W = \pm 1,1 \sqrt{\delta_I^2 + \delta_{\theta}^2 + \delta_{CO}^2 + \sum_{j=1}^l \delta_{cj}^2 + \delta_{\text{услд}}^2}, \quad (11-6)$$

δ_I - токовая погрешность ТТ, %

δ_{θ} - погрешность трансформаторной схемы подключения счетчика за счет угловых погрешностей ТТ, %

δ_{CO} - основная относительная погрешность счетчика, %;

δ_{cj} - дополнительная погрешность счетчика от j -й влияющей величины, %;

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

l - число влияющих величин

где:

11.5.4 Погрешность трансформаторной схемы подключения счетчика δ_{θ} для состава ИК, указанного в п.11.3.1 вычисляется по формуле:

- для активной электроэнергии:

$$\delta_{\theta_p} = 0,029 \cdot \theta_1 \cdot \frac{\sqrt{1 - \cos^2 \varphi}}{\cos \varphi}, \quad (11-7)$$

- для реактивной энергии:

$$\delta_{\theta_q} = 0,029 \cdot \theta_1 \cdot \frac{\cos \varphi}{\sqrt{1 - \cos^2 \varphi}}, \quad (11-8)$$

11.5.5 Результаты поверки считаются положительными, если результаты расчетов по формулам, указанным в п.11.3 совпадают с соответствующими значениями погрешностей ИК АИИС КУЭ, указанными в описании типа. В противном случае результаты поверки считаются отрицательными.

12 ПОДТВЕРЖДЕНИЕ СООТВЕТСТВИЯ СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ МЕТРОЛОГИЧЕСКИМ ТРЕБОВАНИЯМ

12.1 При положительных результатах проверок по пунктам разделов 8-11 АИИС КУЭ в части ИК, прошедших поверку (подтверждено соответствие АИИС КУЭ метрологическим требованиям), признается пригодным к применению.

12.2 При отрицательных результатах проверок по пунктам разделов 8-11 АИИС КУЭ в части ИК, не прошедших поверку (не подтверждено соответствие АИИС КУЭ метрологическим требованиям), признается непригодной к применению.

13 ОФОРМЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ПОВЕРКИ

13.1 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.

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

13.3 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.

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

13.5 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.