

**ФЕДЕРАЛЬНОЕ БЮДЖЕТНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ
«ГОСУДАРСТВЕННЫЙ РЕГИОНАЛЬНЫЙ ЦЕНТР СТАНДАРТИЗАЦИИ,
МЕТРОЛОГИИ И ИСПЫТАНИЙ В РЯЗАНСКОЙ ОБЛАСТИ»
(ФБУ «Рязанский ЦСМ»)**

СОГЛАСОВАНО

Директор

ФБУ «Рязанский ЦСМ»

Н.М. Дронов

« 21 » июля 2021 г.

М.п.



ГОСУДАРСТВЕННАЯ СИСТЕМА ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЕДИНСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная

коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ)

ООО «РГМЭК» (ООО «Русская аграрная группа»)

Методика поверки

МП РЦСМ-033-2021

г. Рязань
2021 г.

СОДЕРЖАНИЕ

	Стр.
1 ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ	3
2 ПЕРЕЧЕНЬ ОПЕРАЦИЙ ПОВЕРКИ СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ	5
3 ТРЕБОВАНИЯ К УСЛОВИЯМ ПРОВЕДЕНИЯ ПОВЕРКИ.....	5
4 ТРЕБОВАНИЯ К СПЕЦИАЛИСТАМ, ОСУЩЕСТВЛЯЮЩИМ ПОВЕРКУ	5
5 МЕТРОЛОГИЧЕСКИЕ И ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ К СРЕДСТВАМ ПОВЕРКИ.....	6
6 ТРЕБОВАНИЯ (УСЛОВИЯ) ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ БЕЗОПАСНОСТИ ПРОВЕДЕНИЯ ПОВЕРКИ	7
7 ВНЕШНИЙ ОСМОТР СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ	8
8 ПОДГОТОВКА К ПОВЕРКЕ И ОПРОБОВАНИЕ СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ	8
9 ПРОВЕРКА ПРОГРАММНОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ АИИС КУЭ.....	13
10 ОПРЕДЕЛЕНИЕ МЕТРОЛОГИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ ...	14
11 ПОДТВЕРЖДЕНИЕ СООТВЕТСТВИЯ СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ МЕТРОЛОГИЧЕСКИМ ТРЕБОВАНИЯМ	16
12 ОФОРМЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ПОВЕРКИ	16

ВВЕДЕНИЕ

Настоящая методика распространяется на системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РГМЭК» (ООО «Русская аграрная группа») (далее – АИИС КУЭ), утвержденного типа, измерительные каналы (ИК) которых содержат аналоговые масштабные преобразователи напряжения и тока и счетчики электрической энергии с аналоговыми входными сигналами утвержденных типов. АИИС КУЭ представляет собой интегрированную автоматизированную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерений, в состав которой входят измерительные компоненты: измерительные трансформаторы тока (ТТ) по ГОСТ 7746, измерительные трансформаторы напряжения (ТН) по ГОСТ 1983, счетчики электрической энергии по ГОСТ Р 52320-2005, ГОСТ Р 52323-2005, ГОСТ Р 52425-2005, ГОСТ 31818.11-2012, ГОСТ 31819.22-2012, ГОСТ 31819.23-2012 и вспомогательные компоненты, образующие измерительные каналы (ИК) системы. Измерительная информация в цифровой форме с выходов счетчиков поступает на сервер системы и/или автоматизированные рабочие места (АРМ), оснащенные персональными компьютерами с соответствующим программным обеспечением (ПО) «Пирамида 2000». В состав АИИС КУЭ входят так же устройство синхронизации (коррекции) времени (УСВ) и ряд вспомогательных технических устройств – мультиплексоры, модемы, адаптеры цифровых интерфейсов и др.

1 ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Поверке подлежит АИИС КУЭ с перечнем ИК (состав ИК должен соответствовать описанию типа АИИС КУЭ), прошедших процедуру утверждения типа, и на которую распространено свидетельство об утверждении типа. АИИС КУЭ подвергается поверке покомпонентным (поэлементным) способом с учета положений раздела 8 ГОСТ Р 8.596-2002.

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

Допускается проведение поверки АИИС КУЭ с составом ИК, непосредственно применяемых для измерений в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений.

Первичную поверку системы (до ввода в эксплуатацию) проводят после утверждения типа АИИС КУЭ. Допускается при поверке использовать положительные результаты испытаний по опробованию методики поверки. При этом свидетельство о поверке оформляется только после утверждения типа АИИС КУЭ.

Периодическую поверку системы проводят в процессе эксплуатации АИИС КУЭ. Интервал между поверками АИИС КУЭ – раз в 4 года.

Периодичность поверки (межповерочный интервал) АИИС КУЭ осуществляется в соответствии с установленным при утверждении ее типа интервалом между поверками (межповерочным интервалом).

Обеспечение прослеживаемости эталонов и средств измерений.

1) Энергомонитор-3.3Т обеспечивает прослеживаемость к:

- ГЭТ 13-01 ГПЭ единицы электрического напряжения;
- ГЭТ 27-2009 ГПСЭ единицы электрического напряжения в диапазоне частот $3 \cdot 10^{-7}$ - $2 \cdot 10^9$ Гц;
- ГЭТ 4-91 ГПЭ единицы силы постоянного электрического тока;
- ГЭТ 88-2014 ГПСЭ единицы силы электрического тока в диапазоне частот 20 - $1 \cdot 10^6$ Гц;
- ГЭТ 61-88 ГПСЭ единицы угла фазового сдвига между двумя электрическими напряжениями в диапазоне частот $1 \cdot 10^{-2}$ - $2 \cdot 10^7$ Гц;
- ГЭТ 153-2019 ГПЭ единицы электрической мощности в диапазоне частот от 1 до 2500 Гц.

2) Вольтамперфазометр «ПАРМА ВАФ®-А» обеспечивает прослеживаемость к:

- ГЭТ 13-01 ГПЭ единицы электрического напряжения;
- ГЭТ 27-2009 ГПСЭ единицы электрического напряжения в диапазоне частот $3 \cdot 10^{-7}$ - $2 \cdot 10^9$ Гц;
- ГЭТ 88-2014 ГПСЭ единицы силы электрического тока в диапазоне частот 20 - $1 \cdot 10^6$ Гц;
- ГЭТ 61-88 ГПСЭ единицы угла фазового сдвига между двумя электрическими напряжениями в диапазоне частот $1 \cdot 10^{-2}$ - $2 \cdot 10^7$ Гц;
- ГЭТ 153-2019 ГПЭ единицы электрической мощности в диапазоне частот от 1 до 2500 Гц.

3) Измеритель потерь напряжения «СА210» обеспечивает прослеживаемость к:

- ГЭТ 27-2009 ГПСЭ единицы электрического напряжения в диапазоне частот $3 \cdot 10^{-7}$ - $2 \cdot 10^9$ Гц;
- ГЭТ 88-2014 ГПСЭ единицы силы электрического тока в диапазоне частот 20 - $1 \cdot 10^6$ Гц;
- ГЭТ 153-2019 ГПЭ единицы электрической мощности в диапазоне частот от 1 до 2500 Гц.

4) Радиочасы МИР РЧ-01 обеспечивает прослеживаемость к:

- ГЭТ 1-2018 ГПЭ единиц времени, частоты и национальной шкалы времени.

Для обеспечения прослеживаемости, входящие в состав ИК АИИС КУЭ средства измерений, должны быть утвержденных типов и поверяться по соответствующим методикам поверки, в соответствии с интервалами между поверками, установленными при утверждении их типа. Если очередной срок поверки средства измерений (измерительного компонента) наступает до очередного срока поверки АИИС КУЭ, поверяется только этот компонент, а поверка всей АИИС КУЭ не проводится. После поверки средства измерений (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 средства измерений (измерительного компонента), не нарушили метрологических характеристик ИК (схема соединения, коррекция времени и т.п.).

После ремонта АИИС КУЭ, аварий в энергосистеме, если эти события могли повлиять на метрологические характеристики ИК, а также после замены средств измерений (измерительных компонентов), входящих в их состав, проводится внеочередная поверка АИИС КУЭ в объеме первичной поверке. Допускается проводить поверку только тех ИК, которые подверглись указанным выше воздействиям. При этом в случае если замененные средства измерений (измерительные компоненты) не соответствует описанию типа средств измерений, срок действия свидетельства о поверке на АИИС КУЭ в части указанных ИК устанавливается до окончания срока действия основного свидетельства о поверке. Во всех указанных случаях оформляется технический акт о внесенных изменениях, который должен быть подписан руководителем или уполномоченным лицом и руководителем или представителем метрологической службы Предприятия-владельца. Технический акт хранится совместно со свидетельством о поверке, как неотъемлемая часть эксплуатационных документов на АИИС КУЭ.

2 ПЕРЕЧЕНЬ ОПЕРАЦИЙ ПОВЕРКИ СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

При проведении поверки выполняют операции, указанные в таблице 1.

Таблица 1 – Операции поверки

Наименование операции	Номер пункта НД по поверке	Обязательность проведения операции при первичной/ периодической поверке
1	2	3
1. Внешний осмотр средства измерений	7	Да
2. Подготовка к поверке и опробование АИИС КУЭ	8.1-8.3	Да
3. Проверка соответствия измерительных компонентов АИИС КУЭ	8.4	Да
4. Проверка счетчиков электрической энергии	8.5	Да
5. Проверка функционирования компьютера АИИС КУЭ (АРМ или сервера)	8.6	Да
6. Проверка функционирования вспомогательных устройств	8.7	Да
7. Проверка нагрузки на вторичные цепи измерительных трансформаторов напряжения	8.8	Да
8. Проверка нагрузки на вторичные цепи измерительных трансформаторов тока	8.9	Да
9. Проверка падения напряжения в линии связи между вторичной обмоткой ТН и счетчиков	8.10	Да
10. Проверка синхронизации часов компонентов СОЕВ	8.11	Да
11. Проверка отсутствия ошибок информационного обмена	8.12	Да
12. Проверка программного обеспечения АИИС КУЭ	9	Да
13. Определение метрологических характеристик средства измерений	10	Да
14. Подтверждение соответствия средства измерений метрологическим требованиям	11	Да
15. Оформление результатов поверки	12	Да

3 ТРЕБОВАНИЯ К УСЛОВИЯМ ПРОВЕДЕНИЯ ПОВЕРКИ

Влияющие величины, определяющие условия поверки АИИС КУЭ, должны находится в пределах, указанных в технорабочем проекте на АИИС КУЭ, ее измерительные компоненты и средства поверки

4 ТРЕБОВАНИЯ К СПЕЦИАЛИСТАМ, ОСУЩЕСТВЛЯЮЩИМ 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 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 – 4.3.

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 радиочасами МИР РЧ-01, принимающим сигналы глобальной навигационной спутниковой системы 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 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, второй - удостоверение, подтверждающее право работы на установках свыше 1000 В с группой по электробезопасности не ниже III.

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 средства измерений, в соответствии с методиками поверки, указанными в описаниях типа на средства измерений (измерительные компоненты) АИИС КУЭ, а также приведенные в таблице 2.

Таблица 2 — Средства поверки

Наименования средства измерений	Измеряемая величина	Метрологические характеристики	Номер пункта НД по поверке
1	2	3	4
Термометр	Температура окружающего воздуха	Диапазон измерений: от -40 до +50 °С цена деления шкалы 1°С. Пределы допускаемой абсолютной погрешности: ±1°С	3
Психрометр	Относительная влажность воздуха	Диапазон измерений: от 10 до 95% Пределы допускаемой абсолютной погрешности: ±5 %	3
Барометр	Атмосферное давление	Диапазон измерений: от 80 до 106 кПА Пределы допускаемой относительной погрешности: ±1 кПА	3

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4
Измеритель напряжения с токовыми клещами	Действующее значение силы тока	Диапазон измерений: от 0 до 10 А Пределы допускаемой относительной погрешности (δ_I): $\pm 7\%$	8.8, 8.9, 8.10
	Действующее значение напряжения	Диапазон измерений: от 0 до 250 В Пределы допускаемой относительной погрешности (δ_U): $\pm 7\%$	8.8, 8.9, 8.10
Приемник сигналов точного времени, принимающий сигналы спутниковой навигационной системы GPS/ГЛОНАСС	Сигналы точного времени	Пределы допускаемой абсолютной погрешности привязки фронта выходного импульса 1 Гц к шкале координированного времени UTC ± 1 мкс	8.11
Переносной компьютер с ПО и оптическим преобразователем для работы со счетчиками системы			

Перечень рекомендуемых эталонов, средств измерений и вспомогательного оборудования:

- для проведения измерений действующих значений силы тока и напряжения – прибор для измерения электроэнергетических величин и показателей качества электрической энергии «Энергомонитор-3.3Т», Вольтамперфазометр «ПАРМА ВАФ®-А»;

- для проведения измерений температуры и влажности – термогигрометр «ИВА-6» (мод. «ИВА-6Н-Д»);

- в качестве сигналов точного времени используются эталонные сигналы времени:

- сигналы, передаваемые по телевизионному каналу в зоне действия наземной сети;
- сигналы тайм-серверов ВГУП «ВНИИФТРИ», передаваемые в сеть Интернет;
- сигналы, передаваемые спутниковой навигационной системой GPS/ГЛОНАСС;
- сигналы длинноволновых и коротковолновых радиостанций, входящих в систему передачи эталонных сигналов времени и частоты.

1. Допускается применение других средств поверки с метрологическими характеристиками, обеспечивающими требуемые точности измерений (согласно таблице 2)

2. Все средства измерений, применяемые при поверке, должны быть утвержденного типа, а также иметь действующие свидетельства о поверке.

6 ТРЕБОВАНИЯ (УСЛОВИЯ) 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 техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей», «Правилами технической эксплуатации электроустановок потребителей», «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 При применении эталонов, средств измерений, вспомогательные средства поверки и оборудование должны обеспечиваться требования безопасности согласно ГОСТ 12.2.003-91, ГОСТ 12.2.007.3-75, ГОСТ Р 51321.1-2007

7 ВНЕШНИЙ ОСМОТР СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

7.1 Проверяют целостность корпусов, отсутствие видимых повреждений средств измерений (измерительных компонентов).

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

7.3 В случае выявления несоответствий по пунктам 7.1-7.2 поверку приостанавливают до устранения выявленных несоответствий. В случае невозможности устранения выявленных несоответствий АИИС КУЭ в части неисправных ИК бракуется.

8 ПОДГОТОВКА К ПОВЕРКЕ И ОПРОБОВАНИЕ СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

8.1 Перед проведением поверки выполняют следующие подготовительные работы:

- проводят технические и организационные 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 их эксплуатационной документации;

8.2 Для проведения поверки представляют следующую документацию:

- руководство по эксплуатации АИИС КУЭ;
- описание типа АИИС КУЭ;
- свидетельства о поверке средств измерений (измерительных компонентов), входящих в ИК, и свидетельство о предыдущей поверке системы (при периодической и внеочередной поверке);

- паспорта-протоколы на ИК, оформленные в соответствии с требованиями пп. 3 – 6 настоящей методики поверки и/или требованиями документов: МИ 3196-2018 «Государственная система обеспечения единства измерений. Методика измерений мощности нагрузки измерительных трансформаторов тока в условиях эксплуатации», МИ 3195-2018 «Государственная система обеспечения единства измерений. Методика измерений мощности нагрузки измерительных трансформаторов напряжения в условиях эксплуатации», «Методика измерений падения напряжения во вторичной цепи измерительного трансформатора напряжения прибором СА-210 в условиях эксплуатации», аттестованный ФГУП «ВНИИМС», свидетельство об аттестации № 01.00225/206-228-14 от 25.09.2014 года;

- рабочие журналы АИИС КУЭ с данными по климатическим и иным условиям эксплуатации за межповерочный интервал (только при периодической поверке).

8.3 Опробование АИИС КУЭ.

Проверяют функционирование АИИС КУЭ в целом.

Проводят опрос текущих показаний всех счетчиков электроэнергии.

Поверку считают успешной, если все счетчики опрошены и нет сообщений об ошибках, а также получен отчет, содержащий данные, зарегистрированные счетчиком

8.4 Проверка соответствия измерительных компонентов АИИС КУЭ

8.4.1 Проверяют правильность расположения и монтажа средств измерений (измерительных компонентов), правильность схем подключения ТТ и ТН к счетчикам электрической энергии; правильность прокладки проводных линий связи по проектной документации на АИИС КУЭ.

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

8.4.3 Проверяют наличие свидетельств о поверке и срок их действия для всех средств измерений (измерительных компонентов): измерительных трансформаторов тока и напряжения, счетчиков электрической энергии, УСВ. При выявлении просроченных свидетельств о поверке средств измерений (измерительных компонентов) дальнейшие операции по поверке АИИС

КУЭ, в части ИК, в которые они входят, приостанавливают и выполняют после поверки этих средств измерений (измерительных компонентов).

Допускается при обнаружении просроченных свидетельств о поверке средств измерений (измерительных компонентов) ИК проводить их поверку на месте эксплуатации в процессе поверки АИИС КУЭ. Измерительные компоненты поверяются по методикам поверки, утвержденным при утверждении их типа.

8.4.4 В случае выявления несоответствий по пунктам 8.4.1-8.4.3 поверку приостанавливают до устранения выявленных несоответствий. В случае невозможности устранения выявленных несоответствий АИИС КУЭ в части неисправных ИК бракуется.

8.5 Проверка счетчиков электрической энергии

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

8.5.2 Проверяют работу всех сегментов индикаторов, отсутствие кодов ошибок или предупреждений, последовательная проверка визуальных параметров.

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

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

8.5.5 В случае выявления несоответствий по пунктам 8.5.1-8.5.4 процедуру проверки приостанавливают до устранения данных несоответствий.

8.6 Проверка функционирования компьютеров АИИС КУЭ (АРМ или сервера)

8.6.1 Проводят опрос текущих показаний всех счетчиков электроэнергии.

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

8.6.3 Проверяют защиту программного обеспечения на компьютере 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.

8.6.4 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»

8.6.5 В случае выявления несоответствий по пунктам 8.6.1-8.6.4 процедуру поверки приостанавливают до устранения данных несоответствий. В случае невозможности устранения выявленных несоответствий АИИС КУЭ в части неисправных ИК бракуется.

8.7 Проверка функционирования вспомогательных устройств

8.7.1 Проверка функционирования модемов.

Проверяют функционирование модемов, используя коммуникационные возможности специальных программ из состава ПО АИИС КУЭ, определяемой согласно руководству пользователя ПО. 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.

8.7.2 Проверка функционирования адаптеров интерфейса.

Подключают к адаптерам переносной компьютер с программным обеспечением. Проверка считается успешной, если удалось опросить все счетчики, подключенных к данному адаптеру.

8.7.3 В случае выявления несоответствий по пунктам 8.7.1-8.7.2 процедуру поверки приостанавливают до устранения данных несоответствий. В случае невозможности устранения выявленных несоответствий АИИС КУЭ в части неисправных ИК бракуется.

8.8 Проверка нагрузки на вторичные цепи измерительных трансформаторов напряжения

8.8.1 Проверяют наличие и сохранность пломб поверителей 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 при нарушении (отсутствии) пломб проверяют правильность подключения первичных и вторичных обмоток ТН.

8.8.2 При проверке нагрузки вторичных цепей ТН, необходимо убедиться в том, что отклонение вторичного напряжения при нагруженной вторичной обмотке составляет не более 10 % от $U_{ном}$.

Измеряют мощность 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 «Государственная система обеспечения единства измерений. Методика измерений мощности нагрузки измерительных трансформаторов напряжения в условиях эксплуатации», аттестованном в установленном порядке и зарегистрированном в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений.

Приписная характеристика погрешности результата измерений мощности нагрузка 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 «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 ИК бракуется.

Примечания

1 Допускается измерения мощности нагрузки вторичных цепях ТН не проводить, если такие измерения проводились при составлении паспортов-протоколов на данный ИК 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 ко вторичным обмоткам измерительных трансформаторов.

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

8.9 Проверка нагрузки вторичных цепей измерительных трансформаторов тока

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

8.9.2 Измеряют мощность нагрузки вторичных цепей ТТ, которая должна находиться в диапазоне, указанном в ГОСТ 7746-2001, ГОСТ 7746-2015 и/или в описании типа средств измерений на конкретный тип ТТ.

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

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

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

Примечания

1 Допускается измерения мощности нагрузки вторичных цепях ТТ не проводить, если такие измерения проводились при составлении паспортов-протоколов 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.

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

Измеряют падение напряжения U_n в линии связи для каждой фазы проводят в соответствии с документом «Методика измерений падения напряжения во вторичной цепи измерительного трансформатора напряжения прибором СА-210 в условиях эксплуатации», аттестованный ФГУП «ВНИИМС», свидетельство об аттестации № 01.00225/206-228-14 от 25.09.2014 года, 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.

Приписная характеристика погрешности результата измерений потерь напряжения – доверительные границы допускаемой относительной погрешности результата измерений, по документу «Методика измерений падения напряжения во вторичной цепи измерительного трансформатора напряжения прибором СА-210 в условиях эксплуатации» при доверительной вероятности $P = 0,95$ не превышает $\pm 1,5\%$ с учетом нормальных и рабочих условий выполнения измерений, приведенных в документе «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 приостанавливаются до устранения данных несоответствий. В случае невозможности устранения выявленных несоответствий АИИС КУЭ в части неисправных ИК бракуется.

Примечания

1 Допускается измерение падения напряжения в линии связи счетчика с ТН не проводить, если такие измерения проводились при составлении паспортов-протоколов на данный ИК в течение 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. Допускается проведение измерений в соответствии с другими аттестованными методиками измерений.

8.11 Проверка синхронизации часов компонентов СОЕВ

8.11.1 Проверка смещения шкалы времени компонентов СОЕВ АИИС КУЭ относительно национальной шкалы координированного времени UTC (SU)

Включают радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы точного времени глобальной навигационной спутниковой системы ГЛОНАСС и сверяют показания радиочасов МИР РЧ-01 с показаниями часов счетчиков, сервера.

Результат проверки считается положительным, если предел смещения шкалы времени компонентов СОЕВ АИИС КУЭ относительно национальной шкалы координированного времени UTC (SU) не превышает ± 5 с.

8.11.2. Проверка правильности работы СОЕВ

Проверяют правильность работы системы коррекции времени, определяя по журналу событий расхождение времени корректирующего и корректируемого компонента в момент, непосредственно предшествующий коррекции времени.

Расхождение времени, корректирующего и корректируемого компонентов не должно превышать предела допускаемого расхождения, указанного в паспорте-формуляре АИИС КУЭ.

В случае выявления несоответствия по пунктам 8.11.1-8.11.2 поверку приостанавливают до устранения выявленных несоответствий.

При обнаружении несоответствий по п. 8.11.1-8.11.2 АИИС КУЭ в части неисправных ИК бракуется.

8.12 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.

8.12.1 На центральном компьютере (сервере) системы отображают или 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.

8.12.2 Выводят на экране компьютера или распечатывают журнал событий счетчика, сервера и отмечают моменты нарушения связи между измерительными компонентами системы. Проверяют сохранность измерительной информации в центральном сервере системы на тех интервалах времени, в течение которого была нарушена связь.

8.12.3 Выводят на экране компьютера или распечатывают на центральном компьютере (сервере) профиль нагрузки за полные сутки, предшествующие дню проверки. Используя переносной компьютер, считывают через оптический порт 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 одной единицы младшего разряда учтенного значения.

8.12.4 Рекомендуются вместе с проверкой по п. 8.12.3 сличать 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

оптический порт 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.

8.12.5 В случае выявления несоответствий по пунктам 8.12.1-8.12.4 АИИС КУЭ в части неисправных ИК бракуется.

9 ПРОВЕРКА ПРОГРАММНОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ АИИС КУЭ

9.1 Проводится проверка соответствия заявленных идентификационных данных программного обеспечения, указанных в описании типа и эксплуатационной документации:

- 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 Проверка выполняется в соответствии с Р 50.2.077-2014 «Государственная система обеспечения единства измерений. Испытания средств измерений в целях утверждения типа. Проверка защиты программного обеспечения» и ГОСТ Р 8.654-2015 «Государственная система обеспечения единства измерений. Требования к программному обеспечению средств измерений. Основные положения».

9.3 Проверка документации в части программного обеспечения.

На проверку представляется документация на программное обеспечение:

Руководство пользователя. Представленная техническая документация должна соответствовать ГОСТ Р 8.654-2015 «Государственная система обеспечения единства измерений. Требования к программному обеспечению средств измерений. Основные положения».

9.4 Проверка идентификации программного обеспечения АИИС КУЭ

Убедиться, что идентификационное наименование и номер версии программного обеспечения соответствуют заявленным (наименование ПО и его версия определяются после загрузки ПО в разделе «справка»).

Результат проверки считать положительным, если идентификационное наименование и номер версии программного обеспечения соответствуют заявленным.

9.5 Проверка цифрового идентификатора программного обеспечения

На выделенных модулях ПО проверяют Цифровые идентификаторы и алгоритм вычисления цифрового идентификатора.

Проверка Цифрового идентификатора программного обеспечения происходит на ИВК (сервере), где установлено ПО. Запускают менеджер файлов, позволяющий производить хэширование файлов или специализированное ПО, предоставляемое разработчиком. В менеджере файлов, необходимо открыть каталог и выделить файлы, указанные в описании типа АИИС КУЭ. Далее, запустив соответствующую программу, из состава ПО АИИС КУЭ, просчитать хэш. По результатам формируются файлы, содержащие коды алгоритмов вычисления цифровых идентификаторов в текстовом формате. Наименование файлов алгоритмов вычисления цифровых идентификаторов должно соответствовать наименованию файлов, для которых проводилось хэширование.

ПО считается подтвержденным, если идентификационное ПО, номер версии (идентификационный номер) ПО, цифровой идентификатор ПО не противоречат приведенным в описании типа на АИИС КУЭ.

В противном случае АИИС КУЭ считается не прошедшим поверку и признается непригодным к применению.

10 ОПРЕДЕЛЕНИЕ МЕТРОЛОГИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

10.1 Определение погрешности ИК при измерении электрической энергии

10.1.1 Расчетными методами проверяют правильность значений характеристик погрешности измерительных каналов АИИС КУЭ, указанных в описании типа АИИС КУЭ.

10.1.2 Границы интервала основной погрешности измерительного канала (ИК) электроэнергии рассчитывают для вероятности $P=0,95$ для нормальных условий

10.1.3 Границы интервала основной относительной погрешности ИК активной электроэнергии вычисляют по формуле:

$$\delta_{\text{ИКсА}} = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\delta_{\text{ТТ}}^2 + \delta_{\text{ТН}}^2 + \delta_{\theta\text{А}}^2 + \delta_{\text{Л}}^2 + \delta_{\text{ОС}}^2} \quad (10.1)$$

где $\delta_{\text{ИКсА}}$ – границы интервала основной относительной погрешности ИК активной электроэнергии в % для вероятности 0,95;

$\delta_{\text{ТТ}}$ – предел допускаемой относительной погрешности по амплитуде трансформатора тока (ТТ) в %;

$\delta_{\text{ТН}}$ – предел допускаемой относительной погрешности по амплитуде трансформатора напряжения (ТН) в %;

$\delta_{\theta\text{А}}$ – границы интервала относительной погрешности измерения активной электроэнергии, обусловленной угловыми погрешностями измерительных трансформаторов в %;

$\delta_{\text{Л}}$ – предел допускаемой относительной погрешности, обусловленной потерями напряжения в линии связи между ТН и счетчиком в %;

$\delta_{\text{ОС}}$ – предел допускаемой основной относительной погрешности счетчика электроэнергии в %.

Границы интервала суммарной абсолютной угловой погрешности θ в минутах и границы интервала относительной погрешности $\delta_{\theta\text{А}}$ в % определяются по формулам:

$$\theta = \sqrt{\theta_{\text{Т}}^2 + \theta_{\text{У}}^2} \quad (10.2)$$

$$\delta_{\theta\text{А}}^2 = 0,029 \cdot \theta \cdot \text{tg}\varphi \quad (10.3)$$

где $\theta_{\text{Т}}$ и $\theta_{\text{У}}$ – пределы допускаемых угловых погрешностей ТТ и ТН в минутах, соответственно;

φ – угол сдвига между векторами первичных тока и напряжения в градусах.

10.1.4 Границы интервала погрешности ИК в рабочих условиях эксплуатации рассчитывают для вероятности 0,95. В качестве рабочих условий используют данные, предусмотренные эксплуатационной документацией на систему.

10.1.5 Границы интервала относительной погрешности ИК активной электроэнергии в рабочих условиях вычисляют по формуле:

$$\delta_{\text{ИКрА}} = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\delta_{\text{ТТ}}^2 + \delta_{\text{ТН}}^2 + \delta_{\theta\text{А}}^2 + \delta_{\text{Л}}^2 + \delta_{\text{ОС}}^2 + \sum_{i=1}^m \delta_{\text{доп}i}^2} \quad (10.4)$$

где $\delta_{\text{ИКрА}}$ – границы интервала относительной погрешности ИК активной электроэнергии в % для вероятности 0,95;

$\delta_{\text{ТТ}}$, $\delta_{\text{ТН}}$, $\delta_{\theta\text{А}}$, $\delta_{\text{Л}}$, $\delta_{\text{ОС}}$ – те же величины, что и в формуле (9.1);

$\delta_{\text{доп}i}$ – предел допускаемой дополнительной погрешности счетчика электроэнергии в рабочих условиях от i -ой влияющей величины;

m – общее число влияющих величин.

10.1.6 Границы интервала основной относительной погрешности ИК реактивной электроэнергии вычисляют по формуле:

$$\delta_{\text{ИК.кР}} = \pm 1.1 \cdot \sqrt{\delta_{\text{ТТ}}^2 + \delta_{\text{ТН}}^2 + \delta_{\text{вР}}^2 + \delta_{\text{Л}}^2 + \delta_{\text{ос}}^2} \quad (10.5)$$

где $\delta_{\text{ИК.кР}}$ – границы интервала основной относительной погрешности ИК реактивной электроэнергии в % для вероятности 0,95;

$\delta_{\text{ос}}$ – предел допускаемой основной относительной погрешности счетчика электроэнергии в %;

$\delta_{\text{вР}}$ – границы интервала относительной погрешности измерения реактивной электроэнергии, обусловленной угловыми погрешностями измерительных трансформаторов в %;

$$\delta_{\text{вР}}^2 = 0,029 \cdot \theta \cdot \text{ctg} \varphi \quad (10.6)$$

10.1.7 Границы интервала относительной погрешности ИК реактивной электроэнергии в рабочих условиях вычисляют по формуле:

$$\delta_{\text{ИК.кР}} = \pm 1.1 \cdot \sqrt{\delta_{\text{ТТ}}^2 + \delta_{\text{ТН}}^2 + \delta_{\text{вР}}^2 + \delta_{\text{Л}}^2 + \delta_{\text{ос}}^2 + \sum_{i=1}^m \delta_{\text{Доп.}i}^2} \quad (10.7)$$

где $\delta_{\text{Доп.}i}$ – предел допускаемой дополнительной погрешности счетчика электроэнергии в рабочих условиях от i -ой влияющей величины;

остальные величины те же, что и в формулах (10.1), (10.3), (10.4), (10.6);

Примечание – Формулы (10.1), (10.4), (10.5), (10.7) даны для случая, когда отклонение внешних влияющих величин от нормальных значений вызывает дополнительные погрешности только у счетчика электроэнергии, а составляющими погрешности измерения электроэнергии, обусловленными погрешностью задания интервала времени интегрирования электрической мощности, погрешностью передачи информации по ГОСТ 4.199-85, погрешностью обработки данных можно пренебречь.

10.1.8 Результаты проверки считаются положительными, если результаты расчётов по формулам (10.1), (10.4), (10.5), (10.7) совпадают со значениями характеристик погрешностей ИК АИИС КУЭ, указанными в описании типа.

В противном случае результаты проверки считаются отрицательными.

10.2 Определение погрешности смещения шкалы времени компонентов АИИС КУЭ, входящих в состав СОЕВ, относительно шкалы времени UTC (SU)

10.2.1 Рассчитывают абсолютную погрешность смещения шкалы времени счетчиков и сервера относительно шкалы времени UTC (SU).

10.2.1.1 Включают устройство синхронизации времени - радиочасы МИР РЧ-01, принимающее сигналы глобальной навигационной спутниковой системы ГЛОНАСС, и сравнивают показания часов МИР РЧ-02 с показаниями часов счетчиков электрической энергии, сервера ИВК в единый момент времени и фиксируют разность показаний по формуле:

$$\Delta t = t_s - t_{ki} \quad (10.8)$$

где t_s – показания часов МИР РЧ-01, чч:мм:сс;

t_{ki} – показания часов i -го компонента АИИС КУЭ, чч:мм:сс.

Результат проверки считается положительным, если смещение шкалы времени счетчиков, сервера ИВК относительно шкалы времени UTC (SU) не превышает ± 5 с.

10.2.2 Проверяют систему коррекции времени.

Проверяют правильность работы системы коррекции времени, определяя по журналу событий расхождение времени, корректируемого и корректирующего компонентов в момент, непосредственно предшествующий коррекции времени.

Результат проверки считается положительным, если расхождение времени, корректируемого и корректирующего компонентов в журнале событий, не превышает предела

допускаемого расхождения, указанного в описании типа АИИС КУЭ.

10.2.3 В случае выявления несоответствий по пунктам 10.2.1, 10.2.2 АИИС КУЭ в части неисправных ИК бракуется.

11 ПОДТВЕРЖДЕНИЕ СООТВЕТСТВИЯ СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ МЕТРОЛОГИЧЕСКИМ ТРЕБОВАНИЯМ

В процессе выполнения поверки специалист производит расчёт погрешностей, в соответствии с формулами, приведенными в методике поверки. Конечные результаты расчетов должны быть представлены с соблюдением правил округления и обязательным указанием единиц измерений, вычисленной физической величины. Результаты считают удовлетворительными, если полученные (рассчитанные) значения погрешностей не превышают значений, приведенных в описании типа.

12 ОФОРМЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ПОВЕРКИ

12.1 На основании положительных результатов подтверждения соответствия по пунктам разделов 7-11 выписывают свидетельство о поверке АИИС КУЭ по форме и содержанию, удовлетворяющие требованиям Приказа Минпромторга от 31.07.2020 г. № 2510. В приложении к свидетельству указывают перечень и состав ИК с указанием наименований, типов в соответствии со свидетельствами об утверждении типа СИ, заводских номеров средств измерений (измерительных компонентов), входящих в состав ИК (для счетчиков электрической энергии также указывается условное обозначение модификации и вариант исполнения в соответствии со свидетельством об утверждении типа СИ), прошедших поверку и пригодных к применению, также указывают наименование, типы и заводские номера УСВ. Отражают результаты проверки АИИС КУЭ по защите от несанкционированного вмешательства. Знак поверки наносится на свидетельство о поверке путем нанесения оттиска поверительного клейма.

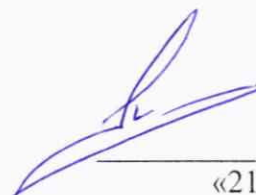
12.2 В случае, если отдельные ИК были забракованы по пунктам разделов 7-11, АИИС КУЭ признается непригодной к дальнейшей эксплуатации, в части ИК не прошедших с положительным результатом поверку и на нее выдают извещение о непригодности по форме и содержанию, удовлетворяющее требованиям Приказа Минпромторга от 31.07.2020 г. № 2510 с указанием причин непригодности. В приложении к извещению указывают перечень и состав ИК с указанием наименований, типов в соответствии со свидетельствами об утверждении типа СИ, заводских номеров средств измерений (измерительных компонентов), входящих в состав ИК (для счетчиков электрической энергии также указывается условное обозначение модификации и вариант исполнения в соответствии со свидетельством об утверждении типа СИ), не соответствующих метрологическим требованиям, установленным в описании типа.

12.3 Результат первичной поверки АИИС КУЭ оформляются только после утверждения типа системы. Допускается при проведении испытаний в целях утверждения типа и опробовании методики поверки при их проведении одновременно оформлять результаты калибровки ИК и использовать их в дальнейшем при поверке АИИС КУЭ при условии выполнения требований постановления Правительства Российской Федерации от 02.04.2015 №311.

12.4 В ходе поверки оформляется протокол поверки, отражающий выполнение процедур по пунктам, разделов 7-11 и их результаты. Протокол поверки оформляют в произвольной форме.

Разработал:

Ведущий инженер по метрологии
ФБУ «Рязанский ЦСМ»



Д.А. Щербаков
«21» июля 2021 г.