

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

СОГЛАСОВАНО:

Заместитель директора
по метрологии
ФБУ «Воронежский ЦСМ»



П.В. Воронин

2023 г.

Государственная система обеспечения единства измерений
Система автоматизированная информационно-измерительная
коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ)
ООО ТЦ «Северный»

Методика поверки

МП ВЦСМ-02-2023

2023 г.

Настоящая методика распространяется на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО ТЦ «Северный» (далее по тексту – АИИС КУЭ) и устанавливает порядок проведения первичной и периодической поверок АИИС КУЭ.

1 ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Поверке подлежит каждый ИК АИИС КУЭ, реализующий косвенный метод измерений электрической энергии. ИК подвергаются поверке покомпонентным (поэлементным) способом с учетом положений разделов 7-8 ГОСТ 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.

Периодичность поверки (межповерочный интервал) АИИС КУЭ осуществляется в соответствии с установленным при утверждении ее типа интервалом между поверками (межповерочным интервалом) – раз в 4 года.

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.).

В рамках поверки документально подтверждается обеспечение прослеживаемости к государственным первичным эталонам поверяемой АИИС КУЭ, (измерительные трансформаторы, счетчики электроэнергии, УССВ утвержденных типов и имеют действующие свидетельства о поверке):

- гэт88-2014. ГПСЭ единицы силы электрического тока в диапазоне от $20 \cdot 10^6$ Гц;
- гэт89-2008. ГПСЭ единицы электрического напряжения (вольта) в диапазоне частот $10 \cdot 3 \cdot 10^7$ Гц;
- гэт153-2019. ГПЭ единицы электрической мощности в диапазоне частот от 1 до 2500 Гц;
- гэт1-2022. ГПЭ единицы времени, частоты и национальной шкалы времени.

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 поверки. 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

При проведении поверки выполняют операции, указанные в таблице 1.

Таблица 1 – Операции поверки

Наименование операции	Номер пункта методики поверки	Проведение операции при	
		Первичной поверке	Периодической поверке
1 Внешний осмотр средства измерений	7	Да	Да
2 Подготовка к поверке и опробование средства измерений	8	Да	Да
3 Проверка соответствия измерительных компонентов АИИС КУЭ	8.3	Да	Да
4 Проверка счетчиков электрической энергии	8.4	Да	Да
5 Проверка функционирования компьютеров АИИС КУЭ (сервера)	8.5	Да	Да
6 Проверка функционирования вспомогательных устройств	8.6	Да	Да
7 Проверка отсутствия ошибок информационного обмена	8.7	Да	Да
8 Проверка программного обеспечения средства измерений	9	Да	Да
9 Определение метрологических характеристик средства измерений	10	Да	Да
10 Проверка нагрузки на вторичные цепи измерительных трансформаторов напряжения	10.1	Да	Да
11 Проверка нагрузки на вторичные цепи измерительных трансформаторов тока	10.2	Да	Да
12 Проверка падения напряжения в линии связи между вторичной обмоткой ТН и счетчиков	10.3	Да	Да
13 Определение погрешности смещения шкалы времени компонентов АИИС КУЭ, входящих в состав СОЕВ, относительно шкалы времени UTC (SU)	10.5	Да	Да
14 Подтверждение соответствия средства измерений метрологическим требованиям	11	Да	Да
15. Оформление результатов поверки	12	Да	Да

3 ТРЕБОВАНИЯ К УСЛОВИЯМ ПРОВЕДЕНИЯ ПОВЕРКИ

Влияющие величины, определяющие условия поверки АИИС КУЭ, должны находиться в пределах, указанных в технической документации на АИИС КУЭ, ее измерительные компоненты и средства поверки.

4 ТРЕБОВАНИЯ К СПЕЦИАЛИСТАМ, ОСУЩЕСТВЛЯЮЩИМ ПОВЕРКУ

4.1 К проведению поверки АИИС КУЭ допускают поверителей, изучивших настоящую методику поверки и руководство по эксплуатации на АИИС КУЭ.

4.2 Измерение вторичной нагрузки измерительных трансформаторов тока, входящих в состав АИИС КУЭ, осуществляется персоналом, имеющим стаж работы по данному виду измерений не менее 1 года, изучившим документ МИ 3196-2018 «Методика измерений мощности нагрузки измерительных трансформаторов тока в условиях эксплуатации». Измерение проводят не менее двух специалистов, имеющие допуск к работам в

электроустановках свыше 1000 В, один из которых должен иметь группу по электробезопасности не ниже IV.

4.3 Измерение вторичной нагрузки измерительных трансформаторов напряжения, входящих в состав АИИС КУЭ, осуществляется персоналом, имеющим стаж работы по данному виду измерений не менее 1 года, изучившим документ МИ 3195-2018 «Методика измерений нагрузки измерительных трансформаторов тока в условиях эксплуатации». Измерение проводят не менее двух специалистов, имеющие допуск к работам в электроустановках свыше 1000 В, один из которых должен иметь группу по электробезопасности не ниже IV.

4.4 Измерение потерь напряжения в линии связи счетчика с измерительным трансформатором напряжения, входящими в состав АИИС КУЭ, осуществляется персоналом, имеющим стаж работы по данному виду измерений не менее 1 года, изучившим МИ 3598-18 «Методика измерений потерь напряжения в линиях соединения счетчика с трансформатором напряжения в условиях эксплуатации». Измерение проводят не менее двух специалистов, имеющие допуск к работам в электроустановках свыше 1000 В, один из которых должен иметь группу по электробезопасности не ниже IV.

5 МЕТРОЛОГИЧЕСКИЕ И ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ К СРЕДСТВАМ ПОВЕРКИ

При проведении поверки применяют средства измерений, в соответствии с методиками поверки, АИИС КУЭ, а также приведенные в таблице 2.

Таблица 2 — Средства поверки

Наименования средства измерений	Измеряемая величина	Метрологические характеристики	Номер пункта НД по поверке
Термогигрометр ИВА-6Н-Д, Рег. № 82393-21	Температура окружающего воздуха	Диапазон измерений: от -20 до +60 °С Пределы допускаемой абсолютной погрешности: $\pm 0,3^\circ\text{C}$	8.2
	Относительная влажность воздуха	Диапазон измерений: от 0 до 98% Пределы допускаемой абсолютной погрешности в диапазоне от 0 до 90%: $\pm 2\%$ Пределы допускаемой абсолютной погрешности в диапазоне от 90 до 98%: $\pm 3\%$	8.2
	Атмосферное давление	Диапазон измерений: от 70 до 110 кПа Пределы допускаемой абсолютной погрешности: $\pm 0,25\%$	8.2
Измеритель многофункциональный характеристик переменного тока Ресурс-UF2-ПТ, Рег. № 29470-05	Действующее значение силы тока	Диапазон измерений: от 0,01 до 0,05 · I _{ном} от 0,01 до 0,05 · I _{ном} Пределы допускаемой относительной погрешности (δ_I): $\pm 0,1\%$ и 0,05 %	8.2; 8.3, 10.1-10.2
	Действующее значение напряжения	Диапазон измерений: от 0,8 до 1,2 · U _{ном} Пределы допускаемой относительной погрешности (δ_U): $\pm 0,05\%$	8.2; 8.3, 10.1-10.2

Наименования средства измерений	Измеряемая величина	Метрологические характеристики	Номер пункта НД по поверке
	Частота переменного тока	Диапазон измерений: от 45 до 55 Гц Пределы допускаемой относительной погрешности: $\pm 0,02 \%$	8.2; 8.3, 10.1-10.2
	Коэффициент мощности	Диапазон измерений: от 0,5 до 1,0 Пределы допускаемой относительной погрешности: $\pm 0,02 \%$	8.2; 8.3, 10.1-10.2
Измеритель потерь напряжения СА210 Рег. № 40951-09		Диапазон измерений потерь напряжения в диапазоне напряжения от 30 до 220 В – от минус 5 до 5% Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности: $\pm \Delta_{\delta U} = (0,01 \cdot \delta U + 0,02) \%$	10.3
Радиочасы МИР РЧ-01 Рег. № 27008-04	Сигналы точного времени	Пределы допускаемой погрешности привязки переднего фронта выходного импульса 1 Гц к шкале координированного времени UTC составляют ± 1 мкс	10.5
Переносной компьютер с ПО и оптическим преобразователем	Для работы с радиочасами МИР РЧ-01 и счетчиками системы	–	8.3, 8.4, 8.6, 10.5
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, 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, ГОСТ 12.2.007.3, «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, ГОСТ 12.2.007.3 и ГОСТ 12.2.007.7.

7 ВНЕШНИЙ ОСМОТР СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

7.1 Перед проведением поверки выполняют следующие подготовительные работы:

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

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

7.1.3 В случае выявления несоответствий по пунктам 7.1.1-7.1.2 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 Для проведения поверки представляют следующую документацию:

- описание типа АИИС КУЭ;
- формуляр АИИС КУЭ;
- паспорта (формуляры) с отметкой о поверке и/или свидетельства о поверке средств измерений (измерительных компонентов), входящих в ИК, и/или ссылки на записи сведений о поверке средств измерений (измерительных компонентов), входящих в ИК, в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений;
- паспорта-протоколы на ИК, оформленные в соответствии с требованиями документов: МИ 3195-2018 «Методика измерений мощности нагрузки измерительных трансформаторов напряжения в условиях эксплуатации», МИ 3196-2018 «Методика измерений мощности нагрузки измерительных трансформаторов тока в условиях эксплуатации»; МИ 3598-2018 «Методика измерения потерь напряжения в линиях соединения счетчика с трансформатором напряжения в условиях эксплуатации»
- рабочие журналы АИИС КУЭ с данными по климатическим и иным условиям эксплуатации за межповерочный интервал (только при периодической поверке);
- технические акты о внесенных в АИИС КУЭ изменениях (при наличии).

8.2 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;

8.3 Поверяют соответствие измерительных компонентов АИИС КУЭ

8.3.1 Проверяют правильность расположения и монтажа средств измерений (измерительных компонентов), правильность схем подключения ТТ, 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 (измерительных компонентов) типам, указанным в описании типа АИИС КУЭ и/или паспорте (формуляре).

8.3.3 Проверяют наличие свидетельств о поверке и срок их действия для всех средств измерений (измерительных компонентов): измерительных трансформаторов тока и счетчиков электрической энергии, УССВ. 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.

8.3.4 В случае выявления несоответствий по пунктам 8.3.1–8.3.3 поверку приостанавливают до устранения выявленных несоответствий. В случае невозможности устранения выявленных несоответствий АИИС КУЭ в части неисправных ИК бракуется.

8.4 Проверяют счетчики электрической энергии

8.4.1 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.

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

8.4.3 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.

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

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

8.4.6 В случае выявления несоответствий по пунктам 8.4.1–8.4.5 процедуру проверки приостанавливают до устранения данных несоответствий.

8.5 Проверяют функционирование компьютеров АИИС КУЭ (АРМ или сервера)

8.5.1 Проводят опрос текущих показаний всех счетчиков электроэнергии.

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

8.5.3 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.

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

8.5.5 Проверяют правильность значений коэффициентов трансформации измерительных трансформаторов, если предусмотрено их хранение в сервере АИИС КУЭ.

8.5.6 В случае выявления несоответствий по пунктам 8.5.1–8.5.5 процедуру проверки приостанавливают до устранения данных несоответствий. В случае невозможности устранения выявленных несоответствий АИИС КУЭ в части неисправных ИК бракуется.

8.6 Проверяют функционирование вспомогательных устройств

8.6.1 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.

8.6.2 В случае выявления несоответствий по пункту 8.6.1 процедуру проверки приостанавливают до устранения данных несоответствий. В случае невозможности устранения выявленных несоответствий АИИС КУЭ в части неисправных ИК бракуется.

8.7 Проверяют отсутствие 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.

8.7.1 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.

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

8.7.3 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 учетного значения.

8.7.4 Рекомендуются вместе с проверкой по п. 8.7.3 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.

8.6.5 В случае выявления несоответствий по пунктам 8.7.1–8.7.4 АИИС КУЭ в части неисправных ИК бракуется.

9 ПРОВЕРКА ПРОГРАММНОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

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 ГОСТ Р 8.654-2015 «ГСИ. Требования к программному обеспечению средств измерений. Основные положения».

9.2.1 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.

9.2.2 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.

9.2.3 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 не пригодным к применению.

10 ОПРЕДЕЛЕНИЕ МЕТРОЛОГИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ определяются метрологическими характеристиками измерительных компонентов входящих в состав ИК АИИС КУЭ (ТТ, ТН, счетчики электрической энергии и УССВ), нагрузками вторичных цепей ТН, ТТ, падением напряжения в линии связи счетчика с ТН, пределами смещений шкалы времени СОЕВ АИИС КУЭ относительно национальной шкалы времени UTC (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.

10.1 Проверка нагрузки вторичных цепей измерительных трансформаторов тока

10.1.1 Проверяют нагрузки вторичных цепей измерительных трансформаторов тока

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

10.1.1.2 Измеряют мощность нагрузки вторичных цепей ТТ, которая должна находиться в диапазоне, указанном в ГОСТ 774 и/или в описании типа средств измерений на конкретный тип ТТ.

Измерение мощности вторичной нагрузки ТТ проводят в соответствии с документом МИ 3196-2018 «Методика измерений 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 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 «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.

10.2 Проверка нагрузки вторичных цепей измерительных трансформаторов напряжения

10.2.1 Проверяют нагрузки вторичных цепей измерительных трансформаторов напряжения

10.2.1.1 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.

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

Измеряют мощность нагрузки вторичных цепей ТН, которая должна находиться в диапазоне, указанном в ГОСТ 1983 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 «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.

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

10.1.3 Проверяют падения напряжения в линии связи счетчика с измерительным трансформатором напряжения

Измеряют падение напряжения $U_{\text{л}}$ в линии связи для каждой фазы проводят в соответствии с документом МИ 3598-18 «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.

Приписная 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 «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.

П р и м е ч а н и я

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.

10.4 Рассчитывают границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК в рабочих условиях эксплуатации ($\pm \delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95.

10.4.1 Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК в рабочих условиях эксплуатации рассчитывают по формуле:

$$\delta_w = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\delta_J^2 + \delta_U^2 + \delta_Q^2 + \delta_{\text{л}}^2 + \delta_{\text{с.о.}}^2 + \sum_{j=1}^I \delta_{\text{с}j}^2} \quad (1)$$

В формуле приведены следующие обозначения:

δ_J - токовая погрешность ТТ, %;

δ_U - погрешность напряжения ТН, %;

δ_Q - погрешность трансформаторной схемы подключения счетчика за счет угловых погрешностей ТТ и ТН, %;

$\delta_{\text{л}}$ - погрешность из-за потери напряжения в линии соединения счетчика с ТН, %;

$\delta_{\text{с.о.}}$ - основная относительная погрешность счетчика, %;

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

Вычисляется по формуле $\delta_{\text{с}j} = K_j \cdot \Delta \xi_j$

I - число влияющих величин;

K_j - функция влияния j -й величины, % на единицу влияющей величины или %/ %;

$\Delta\xi_j$ - отклонение j-й влияющей величины от ее нормального значения, ед. или %;

При отсутствии в ИК каких-либо измерительных компонентов, соответствующие значения погрешностей в формуле (1) не используются.

10.4.2 Результат поверки считается положительным, если рассчитанные значения погрешностей не превышают значений, приведенных в описании типа.

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

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

10.5.1.1 Включают радиочасы МИР РЧ-01. Сравнивают показания радиочасов МИР РЧ-01 с показаниями часов счетчиков электрической энергии, сервера в единый момент времени и фиксируют разность показаний по формуле:

$$\Delta_t = t_{\Sigma} - t_{Ki} \quad (2)$$

где

t_{Σ} - показания радиочасов МИР РЧ-01, чч:мм:сс;

t_{Ki} - показания i-го компонента АИИС КУЭ, чч:мм:сс;

П р и м е ч а н и е

В качестве приемника сигналов точного времени могут быть использованы только средства измерений утвержденного типа, прошедшие поверку или аттестованные в качестве эталона.

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

10.5.2 Проверяют систему коррекции времени.

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

10.5.2.2 Результат поверки считается положительным, если расхождение времени корректируемого и корректирующего компонентов в журнале событий не превышает предела допускаемого расхождения, указанного в описании типа АИИС КУЭ.

10.5.3 В случае выявления несоответствий по пунктам 10.5.1, 10.5.2, АИИС КУЭ в части неисправных ИК бракуется.

11 ПОДТВЕРЖДЕНИЕ СООТВЕТСТВИЯ СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ МЕТРОЛОГИЧЕСКИМ ТРЕБОВАНИЯМ

В процессе выполнения поверки специалист производит расчет погрешностей, в соответствии с формулами, приведенными в методике поверки. Конечные результаты расчетов должны быть представлены с соблюдением правил округления и обязательными указаниями 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 проверок по пунктам разделов 7-10, АИИС КУЭ признается пригодной к применению. На АИИС КУЭ оформляется свидетельство о поверке в соответствии действующими нормативно правовыми документами. 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 УССВ. 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, 8, 10, АИИС КУЭ признается непригодной к дальнейшей эксплуатации, в части ИК не прошедших с положительным результатом поверку и на нее выдают извещение о непригодности 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 АИИС КУЭ.

Разработал:
Инженер по метрологии 2 категории



И.А. Кулаков