

СОГЛАСОВАНО

Заместитель генерального директора
ФБУ «Тест-С.-Петербург»

Р. В. Павлов

2022 г.



Государственная система обеспечения единства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Северной ТЭЦ-21 филиала «Невский» ПАО «ТГК-1»

Методика поверки

МП 21-04-2022

взамен МП 074-2018

г. Санкт-Петербург
2022 г.

1 Общие положения

Настоящая методика распространяется на измерительные каналы (далее – ИК) системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Северной ТЭЦ-21 филиала «Невский» ПАО «ТГК-1» (далее – АИИС КУЭ), предназначенной для измерения активной и реактивной электрической энергии, потребленной за установленные интервалы времени, отдельными технологическими объектами Северной ТЭЦ-21, сбора, хранения, обработки и передачи полученной информации.

Перечень ИК и их метрологические характеристики приведены в паспорте АИИС КУЭ.

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

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

Первичную поверку АИИС КУЭ 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.

Для обеспечения прослеживаемости входящие в состав ИК АИИС КУЭ средства измерений (измерительные компоненты) должны быть утвержденных типов и поверяться по соответствующим методикам поверки и 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, 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.).

Применяемый при поверке АИИС КУЭ рабочий эталон 4-го разряда по приказу Росстандарта от 16.02.2022 г. № 382 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений времени и частоты» обеспечивает прослеживаемость к ГЭТ 1-2022 «Государственный первичный эталон единиц 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 соответствуют описанию типа АИИС КУЭ, 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 им лицом и руководителем или представителем метрологической службы предприятия-владельца АИИС КУЭ. Технический акт хранится совместно со свидетельством о поверке, как неотъемлемая часть эксплуатационных документов АИИС КУЭ.

Перечень ИК и их метрологические характеристики приведены в формуляре АИИС КУЭ.

Интервал между поверками АИИС КУЭ – 4 года.

2 Перечень операции поверки средства измерений

При проведении поверки выполняют операции, указанные в таблице 1.

Таблица 1 – Операции при проведении поверки

Наименование операции поверки	Обязательность выполнения операций поверки при		Номер раздела (пункта) методики поверки в соответствии с которым выполняется операция поверки
	первичной поверке	периодической поверке	
1 Подготовка к поверке и опробование средства измерений	Да	Да	7
2 Внешний осмотр средства измерений	Да	Да	8.1
3 Проверка программного обеспечения	Да	Да	8.2
4 Проверка соответствия измерительных компонентов АИИС КУЭ	Да	Да	8.3
5 Проверка счетчиков электрической энергии	Да	Да	8.4
6 Проверка функционирования компьютеров АИИС КУЭ (АРМ или сервера)	Да	Да	8.5
7 Проверка функционирования вспомогательных устройств	Да	Да	8.6
8 Проверка нагрузки на вторичные цепи измерительных трансформаторов напряжения (далее – ТН)	Да	Да	8.7
9 Проверка нагрузки вторичных цепей измерительных трансформаторов тока (далее – ТТ)	Да	Да	8.8
10 Проверка падения напряжения в линии связи счетчика с измерительным трансформатором напряжения	Да	Да	8.9
11 Проверка погрешности системы обеспечения единого времени (далее – СОЕВ)	Да	Да	8.10
12 Проверка отсутствия ошибок информационного обмена	Да	Да	8.11
13 Определение метрологических характеристик средства измерений	Да	Да	9
14 Подтверждение соответствия средства измерений метрологическим требованиям	Да	Да	10
15 Оформление результатов поверки	Да	Да	11

3 Требования к условиям проведения поверки

3.1 Влияющие величины, определяющие условия поверки АИИС КУЭ, должны находиться в пределах, указанных в описании типа и формуляре АИИС КУЭ, описаниях типа и технической документации ее измерительных компонентов и средств измерений.

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 3196-18 «ГСИ. Методика измерений мощно-

сти нагрузки трансформаторов тока в условиях эксплуатации». Измерение проводят не менее двух специалистов, имеющих доступ к работам в электроустановках выше 1000 В, один из которых должен иметь группу по электрической безопасности 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 3195-18 «ГСИ. Методика измерений мощности нагрузки трансформаторов напряжения в условиях эксплуатации». Измерение проводят не менее двух специалистов, имеющих доступ к работам в электроустановках выше 1000 В, один из которых должен иметь группу по электрической безопасности не ниже IV.

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

5 Метрологические и технические требования к средствам поверки

5.1 При проведении поверки применяют эталоны, средства измерений и вспомогательные устройства в соответствии с документами на поверку, указанными в описаниях типа на средства измерений (измерительные компоненты) АИИС КУЭ, а также приведенные в таблице 2.

Все средства измерений, применяемые при поверке, должны быть утвержденного типа, а также иметь действующие свидетельства о поверке. Эталоны единиц величин и средства измерений, применяемые в качестве эталонов единиц, должны удовлетворять требованиям по точности государственных поверочных схем, установленным в соответствии с приказом Минпромторга России от 11.02.2020 г. № 456.

Таблица 2 – Средства поверки и вспомогательные устройства

Наименование средства измерений/эталона	Измеряемая величина/ Метрологические характеристики	Наименование, тип, регистрационный номер в ФИФ рекомендуемого средства измерений/эталона	Номер пункта НД по поверке
1	2	3	4
Термометр	Температура окружающего воздуха: Диапазон измерений: от минус 40 °С до плюс 50 °С; пределы допускаемой абсолютной погрешности: ± 1 °С	Прибор комбинированный ТКА-ПКМ, рег. № 24248-09 в ФИФ	Раздел 3
Психрометр	Относительная влажность воздуха: Диапазон измерений: от 10 % до 95 %; пределы допускаемой абсолютной погрешности: ± 5 %	Прибор комбинированный ТКА-ПКМ, рег. № 24248-09 в ФИФ	Раздел 3
Барометр	Атмосферное давление: диапазон измерений: от 80 до 106 кПа; пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений атмосферного давления: $\pm 0,2$ кПа	Барометр-анероид метеорологический БАММ-1, рег. № 5738-76 в ФИФ	Раздел 3

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4
Миллитесламетр	Магнитная индукция внешнего происхождения: Диапазон измерений: от 0,01 до 19,99 мТл; пределы основной относительной погрешности измерений средневыпрямленных значений переменного магнитного поля и в диапазоне частот 20–400 Гц: $\pm[2,5 + 0,1 \cdot (В_{п} / В_{и} - 1)] \%$	Миллитесламетр портативный универсальный ТПУ, рег. № 28134-04 в ФИФ	Раздел 3
Измеритель напряжения с токовыми клещами	Действующее значение силы тока: Диапазон измерений: от 0 до 10 А, Пределы допускаемой относительной погрешности $\pm[1 + 0,1 \cdot (I_{к} / I_{и} - 1)] \%$. Действующее значение напряжения: Диапазон измерений: от 0 до 460 В; от 80 % до 115 % $U_{ном}$. Пределы допускаемой относительной погрешности $\pm[1 + 0,1 \cdot (U_{к} / U_{и} - 1)] \%$. Частота измеряемого напряжения: Диапазон измерений: от 45 до 65 Гц. Пределы допускаемой относительной погрешности $\pm 0,1 \%$	Вольтамперфазометр Парма ВАФ-А, рег. № 22029-05 в ФИФ	пп. 8.7–8.9
Приемник сигналов точного времени, принимающий сигналы спутниковой навигационной системы ГЛОНАСС	Сигналы точного времени: Пределы допускаемой абсолютной погрешности синхронизации фронта выходного импульса 1 Гц относительно шкалы координированного времени UTC(SU): $\pm 0,4$ с/сут (рабочий эталон 4-го разряда по приказу Росстандарта от 16.02.2022 г. № 382)	Блок коррекции времени ЭНКС-2, рег. № 37328-15 в ФИФ	п. 8.10
Переносной компьютер с ПО для работы со счетчиками системы и с ПО для работы с приемником сигналов точного времени. Оптический преобразователь для работы со счетчиками системы. Фотоаппарат			

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

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» и «Правилами технической эксплуатации электроустановок потребителей», а также требования безопасности на средства поверки, поверяемые трансформаторы и счетчики, изложенные в их руководствах по эксплуатации.

6.2 При применении эталонов, средств измерений, вспомогательных средств поверки и оборудования должны обеспечиваться требования безопасности согласно ГОСТ 12.2.003-91, ГОСТ 12.2.007.3-75, ГОСТ 12.2.007.7-73.

7 Подготовка к поверке и опробование средства измерений

7.1 Перед проведением поверки выполняют следующие подготовительные работы:

- проводят технические и организационные мероприятия по обеспечению безопасности проверочных работ в соответствии с действующими правилами и руководствами по эксплуатации применяемого оборудования;

- средства поверки выдерживают в условиях и в течение времени, установленных в их эксплуатационных документах.

7.2 Для проведения поверки представляют следующую документацию:

- формуляр 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 настоящей методики поверки и/или требованиями документов: МИ 3196-2018 «ГСИ. Методика измерений мощности нагрузки трансформаторов тока в условиях эксплуатации», МИ 3195-2018 «ГСИ. Методика измерений мощности нагрузки трансформаторов напряжения в условиях эксплуатации», МИ 3598-2018 «ГСИ. Методика измерений потерь напряжения в линии связи счетчика с измерительным трансформатором напряжения в условиях эксплуатации»;

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

- акты допуска приборов учета в эксплуатацию в электроустановках напряжением до и выше 1000 В или аналогичные документы.

7.3 Процедуры по опробованию средства измерений предусмотрены в эксплуатационной документации.

8 Проведение поверки

8.1 Внешний осмотр средства измерений

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

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

8.1.3 В случае выявленных несоответствий по пунктам 8.1.1–8.1.2 поверку приостанавливают до устранения выявленных несоответствий. В случае невозможности устранения выявленных несоответствий АИИС КУЭ в части неисправных ИК бракуется.

8.2 Проверка программного обеспечения средства измерений

8.2.1 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 (контрольная сумма исполняемого кода);

- алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения.

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

8.2.2.1 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.

8.2.2.2 Проверка идентификационного программного обеспечения АИИС КУЭ.

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

Результат проверки считать положительным, если идентификационное наименование и номер версии программного обеспечения соответствует заявленному.

8.2.2.3 Проверка цифрового идентификатора программного обеспечения.

На выделенных модулях ПО проверить цифровые идентификаторы и алгоритм вычисления цифрового идентификатора.

Проверка цифрового идентификатора программного обеспечения производится на ИВК (сервере), где установлено ПО. Запустить менеджер файлов, позволяющий производить хеширование 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 на АИИС КУЭ, просчитать хеш. 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 хеширование.

ПО считается подтвержденным, если идентификационное наименование 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 прошедшей поверку и признается не пригодной к применению.

8.3 Поверка соответствия измерительных компонентов АИИС КУЭ

8.3.1 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.

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

8.3.3 Проверяют наличие свидетельств о поверке и срок их действия для всех средств измерений (измерительных компонентов): измерительных трансформаторов, счетчиков электрической энергии, устройств синхронизации времени. При выявлении просроченных свидетельств о поверке всех средств измерений (измерительных компонентов) дальнейшие операции по поверке АИИС КУЭ, в части ИК в которые они входят, приостанавливаются и выполняют после поверки этих средств измерений (измерительных компонентов).

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

8.3.4 В случае выявленных 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 Проверка счетчиков электрической энергии

8.4.1 Проверяют наличие и сохранность пломб на счетчике и испытательной колодке. Проверяют наличие документов энергосбытовых организаций, подтверждающих правильность подключения счетчика к цепям тока и напряжения, в частности, правильность чередования фаз. При отсутствии таких документов или нарушении (отсутствии) пломб проверяют правильность подключения счетчиков 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 визуализации 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 ответ, 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 В случае выявленных несоответствий по пунктам 8.4.1–8.4.4 процедуру проверки приостанавливают до устранения данных несоответствий. В случае невозможности устранения выявленных несоответствий АИИС КУЭ в части неисправных ИК бракуется.

8.5 Проверка функционирования компьютеров АИИС КУЭ (АРМ и/или сервер)

8.5.1 Проводят опрос текущих показаний всех счетчиков электрической энергии.

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

8.5.3 Проверяют защиту программного обеспечения на компьютере сервера 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 в сервере АИИС КУЭ.

8.5.6 В случае выявленных 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 Проверка функционирования вспомогательных устройств

8.6.1 Проверка функционирования адаптеров интерфейса.

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

8.6.2 В случае выявленных 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 Проверка нагрузки на вторичные цепи измерительных трансформаторов напряжения (далее – ТН)

8.7.1 Проверяют наличие и сохранность пломб поверительных и энергоснабжающих организаций на клемных соединениях, имеющихся на линии связи ТН со счетчиком.

Проверяют наличие документов энергосбытовых организаций, подтверждающих правильность подключения первичных и вторичных обмоток ТН. При отсутствии таких документов или нарушении (отсутствии) пломб проверяют правильность подключения первичных и вторичных обмоток ТН.

8.7.2 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 средства измерений на конкретный тип ТН.

Измерение мощности нагрузки вторичных цепей ТН проводят в соответствии с документом МИ 3195-2018 «ГСИ. Методика измерений мощности нагрузки 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 превышают $\pm 6\%$ с учетом условий выполнения измерений, приведенных в документе «ГСИ. Методика измерений мощности нагрузки трансформаторов напряжения в условиях эксплуатации».

При отклонении мощности нагрузки вторичной цепи ТН от заданного значения, процедуру проверки приостанавливают до устранения выявленных несоответствий АИИС КУЭ в части неисправных ИК бракуют.

Примечания

1 Допускается измерение мощности вторичных цепей ТН не проводить, если такое измерение проводилось при составлении паспорта-протокола на данный ИК в течение истекающего межповерочного интервала системы. Результат проверки считают положительным, 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.

8.8 Проверка нагрузки на вторичные цепи измерительных трансформаторов тока (далее – ТТ)

8.8.1 Проверяют наличие документов энергосбытовых организаций, подтверждающих правильность подключения первичных и вторичных обмоток ТТ. При отсутствии таких документов или нарушении (отсутствии) пломб проверяют правильность подключения первичных и вторичных обмоток ТТ.

8.8.2 Измеряют нагрузки вторичных цепей ТТ, которые должны находиться в диапазоне, указанном в ГОСТ 7746 и/или в описании типа средства измерений на конкретный тип ТТ.

Измерение вторичной нагрузки цепей ТТ проводят в соответствии с документом МИ 3196-2018 «ГСИ. Методика измерений нагрузки трансформаторов тока в условиях эксплуатации», аттестованным в установленном порядке и зарегистрированным 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 превышают $\pm 6\%$ с учетом условий выполнения измерений, приведенных в документе «ГСИ. Методика измерений нагрузки трансформаторов тока в условиях эксплуатации».

При отклонении нагрузки вторичной цепи ТТ от заданного значения, процедуру проверки приостанавливают до устранения выявленных несоответствий АИИС КУЭ в части неисправных ИК бракуют.

Примечания

1 Допускается измерение вторичных цепей ТТ не проводить, если такое измерение проводилось при составлении паспорта-протокола на данный ИК в течение истекающего межповерочного интервала системы. Результат проверки считают положительным, если паспорт-протокол подтверждает выполнение указанного выше условия для ТТ.

2 Допускается 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 падения напряжения в линии связи счетчика с измерительным трансформатором напряжения

Измерение падения напряжения U_l в линии связи для каждой фазы проводят в соответствии с документом МИ 3598-2018 «ГСИ. Методика измерений потерь напряжения в линии связи счетчика с измерительным трансформатором напряжения в условиях эксплуатации», аттестованным в установленном порядке и зарегистрированным 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 0,95 не превышают $\pm 1,5$ % с учетом условий нормальных и рабочих условий выполнения измерений, приведенных в документе «ГСИ. Методика измерений потерь напряжения в линии связи счетчика с измерительным трансформатором напряжения в условиях эксплуатации».

При превышении значения падения напряжения в линии связи счетчика с измерительным трансформатором напряжения более $\pm 0,25$ % операцию проверки приостанавливают 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 измерительным трансформатором напряжения не проводить, если такое измерение проводилось при составлении паспорта-протокола на данный ИК в течение истекающего межповерочного интервала системы. Результат проверки считают положительным, если паспорт-протокол подтверждает выполнение указанного выше условия для ТТ.

2 Допускается падение напряжения в линии связи счетчика с измерительным трансформатором напряжения 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.

8.10 Проверка погрешности системы обеспечения единого времени (далее – СОЕВ)

8.10.1 Проверка времени УССВ.

Включают приемник сигналов точного времени и проверяют показания часов УССВ по сигналам точного времени. Расхождение времени между приемником сигналов точного времени и УССВ должно находиться в пределах, указанных в описании типа на АИИС КУЭ.

Примечание – В качестве сигналов точного времени используют эталонные сигналы времени:

- сигналы передаваемые спутниковой навигационной системой GPS/ГЛОНАСС;
- сигналы длинноволновых и коротковолновых радиостанций, входящих в систему передачи эталонных сигналов времени и частоты.

8.10.2 Проверка времени счетчиков и сервера

Проверяют правильность работы системы коррекции времени, определяя по журналу событий расхождение времени корректируемого и корректирующего компонентов (например, счетчик-сервер, УССВ-сервер) в момент, непосредственно предшествующий коррекции времени. Расхождение времени корректируемого и корректирующего компонентов не должно превышать предела допускаемого расхождения, указанного в описании типа АИИС КУЭ.

8.10.3 В случае выявления несоответствий пунктам 8.10.1–8.10.2 АИИС КУЭ в части неисправных ИК бракуется.

8.11 Проверка отсутствия ошибок информационного обмена

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

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

8.11.1 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.

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

8.11.3 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.

8.11.4 Рекомендуются вместе с проверкой по пункту 8.11.3 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) АИИС КУЭ. Расхождение не должно превышать две единицы младшего разряда учтенного значения.

8.11.5 В случае выявления несоответствий пунктам 8.11.1–8.11.4 АИИС КУЭ в части неисправных ИК бракуется.

9 Определение метрологических характеристик средства измерений

9.1 Расчетными методами проверяют погрешности измерительных каналов АИИС КУЭ, указанных в описании типа АИИС КУЭ.

9.2 Границы интервала основной погрешности ИК электрической энергии рассчитывают для вероятности $P = 0,95$ для нормальных условий.

9.3 Границы интервала основной относительной погрешности ИК активной электрической энергии вычисляют по формуле

$$\delta_{ИК0A} = \pm 1,1 \sqrt{\delta_{ТТ}^2 + \delta_{ТН}^2 + \delta_{\theta A}^2 + \delta_l^2 + \delta_{oc}^2} \quad (1)$$

где $\delta_{ИК0A}$ – границы интервала основной относительной погрешности ИК активной электрической энергии в % для вероятности 0,95;

$\delta_{ТТ}$ – предел допускаемой относительной погрешности по амплитуде трансформатора тока (ТТ) в % (согласно ГОСТ 7746);

$\delta_{ТН}$ – предел допускаемой относительной погрешности по амплитуде трансформатора напряжения (ТН) в % (согласно ГОСТ 1983);

$\delta_{\theta A}$ – границы интервала относительной погрешности измерения активной электрической энергии обусловленной угловыми погрешностями измерительных трансформаторов в %;

δ_{oc} – предел допускаемой основной относительной погрешности счетчика электрической энергии в % (согласно ГОСТ 31819.22-2012).

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

$$\theta = \sqrt{\theta_I^2 + \theta_U^2}, \quad (2)$$

$$\delta_{\theta A} = 0,029 \cdot \theta \cdot \operatorname{tg} \varphi, \quad (3)$$

где θ_I и θ_U – пределы допускаемых угловых погрешностей ТТ и ТН в минутах, соответственно (согласно ГОСТ 7746 и ГОСТ 1983);

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

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

9.5 Границы интервала относительной погрешности ИК активной электрической энергии в рабочих условиях вычисляют по формуле

$$\delta_{IKP A} = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\delta_{TT}^2 + \delta_{TH}^2 + \delta_{\theta A}^2 + \delta_L^2 + \delta_{OC}^2 + \sum_{i=1}^m \delta_{don_i}^2}, \quad (4)$$

где $\delta_{IKP A}$ – границы интервала относительной погрешности ИК активной электрической энергии в % для вероятности 0,95;

δ_{TH} , δ_{TT} , $\delta_{\theta A}$, δ_{OC} – те же величины, что и в формуле (1);

δ_{don_i} – предел относительной допускаемой дополнительной погрешности счетчика электрической энергии в рабочих условиях от i -ой влияющей величины (согласно ГОСТ 31819.22-2012);

m – общее число влияющих величин.

9.6 Границы интервала основной относительной погрешности ИК реактивной электрической энергии вычисляют по формуле

$$\delta_{IKOP} = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\delta_{TT}^2 + \delta_{TH}^2 + \delta_{\theta P}^2 + \delta_L^2 + \delta_{OC}^2}, \quad (5)$$

где δ_{IKOP} – границы интервала основной относительной погрешности ИК реактивной электрической энергии в % для вероятности 0,95;

δ_{oc} – предел допускаемой основной относительной погрешности счетчика электрической энергии в % (согласно ГОСТ 31819.23-2012);

$\delta_{\theta P}$ – границы интервала относительной погрешности измерения реактивной электрической энергии, обусловленной угловыми погрешностями измерительных трансформаторов в %

$$\delta_{\theta P} = 0,029 \cdot \theta \cdot \operatorname{ctg} \theta, \quad (6)$$

Остальные величины в формулах (5) и (6) те же, что в формулах (1) и (3).

9.7 Границы интервала относительной погрешности ИК реактивной электрической энергии в рабочих условиях вычисляют по формуле

$$\delta_{IK_{P P}} = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\delta_{TT}^2 + \delta_{TH}^2 + \delta_{\theta P}^2 + \delta_{Л}^2 + \delta_{OC}^2 + \sum_{i=1}^m \delta_{доп_i}^2}, \quad (7)$$

где $\delta_{доп_i}$ – предел относительной допускаемой дополнительной погрешности счетчика электрической энергии в рабочих условиях от i -ой влияющей величины (согласно ГОСТ 31819.23-2012);

остальные величины те же, что в формулах (1), (3), (4) и (6).

Примечание – Формулы (1), (4), (5) и (7) даны для случая, когда отклонение внешних влияющих величин от нормальных значений вызывает дополнительные погрешности только у счетчика электрической энергии, а составляющими погрешности измерения электрической энергии обусловленными погрешностью задания интервала времени интегрирования электрической мощности, погрешностью передачи информации по ГОСТ 4.199-85, погрешностью обработки данных можно пренебречь.

9.8 Результаты проверки считаются положительными, если результаты расчётов по формулам (1), (4), (5), (7) совпадают со значениями характеристик погрешностей ИК АИИС КУЭ, указанных в описании типа.

В противном случае результаты проверки соответствующих ИК считаются отрицательными, соответствующая запись делается в протоколе испытаний.

10 Подтверждение соответствия средства измерений метрологическим требованиям

10.1 При положительных результатах проверок по пунктам разделов 7–9 АИИС КУЭ в составе ИК, прошедших поверку, признается пригодной к применению (подтверждено соответствие АИИС КУЭ метрологическим требованиям).

10.2 При отрицательных результатах проверок по пунктам разделов 7–9 АИИС КУЭ в части ИК, не прошедших поверку, признается непригодной к применению (не подтверждено соответствие АИИС КУЭ метрологическим требованиям).

11 Оформление результатов поверки

11.1 Сведения о результатах поверки АИИС КУЭ должны быть переданы в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений в соответствии с указаниями части 3 статьи 20 Федерального закона от 26.06.2008 г. № 102-ФЗ, аккредитованным на поверку лицом, проводившим поверку, в сроки, установленные приказом Минпромторга России от 31.07.2020 г. № 2510.

11.2 По заявление владельца АИИС КУЭ или лица, представившего АИИС КУЭ на поверку, в случае положительных результатов поверки по п. 10.1 (подтверждено соответствие АИИС КУЭ метрологическим требованиям) выдается свидетельство о поверке, оформленное в соответствии с требованиями приказа Минпромторга России от 31.07.2020 г. № 2510, или в случае отрицательных результатов поверки по п. 10.2 (не подтверждено соответствие АИИС КУЭ метрологическим требованиям) выдается извещение о непригодности к применению, по форме и содержанию удовлетворяющее требованиям приказа Минпромторга России от 31.07.2020 г. № 2510, с указанием причин непригодности.

11.3 В приложении к свидетельству о поверке указывают перечень и состав ИК с указанием их наименований, типов, заводских номеров средств измерений (измерительных компонентов), для счетчиков электрической энергии также указывают условное обозначение модификации и варианта исполнения, прошедших поверку и пригодным к применению. Знак поверки наносится на свидетельство о поверке.

11.4 В приложении к извещению о непригодности указывают перечень и состав ИК с указанием их наименований, типов, заводских номеров средств измерений (измерительных компонентов), для счетчиков электрической энергии также указывают условное обозначение модификации и варианта исполнения, не соответствующих метрологическим требованиям, установленным в описании типа АИИС КУЭ.

11.5 Результаты первичной поверки АИИС КУЭ оформляются только после утверждения типа АИИС КУЭ. Допускается при проведении испытаний в целях утверждения типа и опробования методики поверки одновременно оформлять результаты калибровки ИК и использовать их в дальнейшем при поверке.

11.6 В ходе поверки оформляется протокол поверки, отражающий выполнение процедур по пунктам разделов 7-9 и их результаты. Протокол поверки оформляют в произвольной форме.

11.7 АИИС КУЭ должна быть защищена от несанкционированного доступа на физическом (пломбирование средств измерений, входящих в состав АИИС КУЭ и вторичных измерительных цепей) и программном (обеспечивается средствами защиты используемого ПО) уровне.

Разработал:

Генеральный директор
ООО «ЭНЕРГОСЕРВИС»

В. Е. Иванов