

СОГЛАСОВАНО
Заместитель генерального директора по
метрологии
ФБУ «УРАЛТЕСТ»
Д. Г. Дедков
МП «14» 09 2022 г.

Государственная система обеспечения единства измерений

**Система автоматизированная информационно-измерительная
коммерческого учета электроэнергии
АО «РУСАЛ Урал» (Красногорская ТЭЦ)**

Методика поверки

МП 4400/0312-2022

г. Екатеринбург

2022

Содержание

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

Настоящая методика распространяется на измерительные каналы (далее - ИК) системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии АО «РУСАЛ Урал» (Красногорская ТЭЦ) (далее – АИИС КУЭ), предназначенной для измерения активной и реактивной электрической энергии и мощности, автоматизированного сбора, накопления, обработки, хранения, отображения и передачи полученной информации, формирования отчетных документов.

Перечень ИК и их метрологические характеристики приведены в описании типа на АИИС КУЭ.

1 ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Поверке подлежит АИИС КУЭ с перечнем измерительных каналов (ИК), прошедших процедуру утверждения типа.

Допускается проведение поверки АИИС КУЭ в части отдельных ИК в соответствии с заявлением предприятия-владельца АИИС КУЭ с обязательным указанием информации об объеме проведенной поверки с последующей передачей этих сведений в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений в установленном порядке.

Поверку ИК АИИС КУЭ выполняют покомпонентным (поэлементным) способом

Первичную поверку АИИС КУЭ проводят после утверждения типа АИИС КУЭ. Допускается при первичной поверке использовать положительные результаты испытаний по опробованию методики поверки.

Периодическую поверку АИИС КУЭ выполняют в процессе эксплуатации.

Средства измерений (измерительные компоненты) ИК АИИС КУЭ поверяют по соответствующим методикам поверки в соответствии с интервалами между поверками, установленными при утверждении их типа. Если очередной срок поверки измерительного компонента наступает до очередного срока поверки АИИС КУЭ, поверяется только этот компонент, и поверка АИИС КУЭ не проводится. После поверки измерительного компонента и восстановления ИК выполняется проверка ИК в той его части и в том объеме, который необходим для того, чтобы убедиться, что действия, связанные с поверкой измерительного компонента, не нарушили метрологических свойств ИК (схема соединения, коррекция времени и т.п.).

После ремонта АИИС КУЭ, аварий в энергосистеме, если эти события могли повлиять на метрологические характеристики ИК, а так же 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 условии, что предприятие-владелец АИИС КУЭ подтвердит официальным заключением, что остальные ИК этим воздействиям не подвергались.

Во всех указанных случаях оформляется технический акт о внесенных изменениях, который должен быть подписан руководителем или уполномоченным им лицом предприятия-владельца АИИС КУЭ. Технический акт хранится как неотъемлемая часть эксплуатационных документов на АИИС КУЭ.

Для обеспечения прослеживаемости входящие в состав ИК АИИС КУЭ средства измерений (измерительный компоненты) должны быть утвержденных типов, поверены в установленном порядке.

В рамках поверки документально подтверждается обеспечение прослеживаемости к государственным первичным эталонам:

- ГЭТ 88-2014 в соответствии с государственной поверочной схемой, утвержденной приказом Росстандарта от 14.05.2015 г. № 575;

- ГЭТ 89-2008 в соответствии с государственной поверочной схемой, утвержденной приказом Росстандарта от 03.09.2021 г. № 1942;

- ГЭТ 153-2019 в соответствии с государственной поверочной схемой, утвержденной приказом Росстандарта от 23.07.2021 г. № 1436;

- ГЭТ 1-2022 в соответствии с Приказом Росстандарта от 31.07.2018 № 1621.

Перечень ИК АИИС КУЭ приведен в описании типа.

2 ПЕРЕЧЕНЬ ОПЕРАЦИЙ ПОВЕРКИ СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

При проведении поверки выполняют операции, указанные в таблице 1.
Таблица 1 – Операции поверки

Наименование операции поверки	Номер пункта методики поверки, в соответствии с которым выполняется операция поверки	Обязательность проведения операций поверки 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	8.2	Да	Да
3 Проверка счетчиков электрической энергии	8.3	Да	Да
4 Проверка УСПД	8.4	Да	Да
5 Проверка функционирования компьютеров (серверов) АИИС КУЭ	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 вторичных цепей измерительных ТН	10.1	Да	Да
11 Проверка нагрузки вторичных цепей измерительных ТТ	10.2	Да	Да
12 Проверка падения напряжения в линии связи счетчика с измерительным ТН	10.3	Да	Да
13 Проверка системы обеспечения единого времени	10.4	Да	Да
14 Определение относительной погрешности передачи и обработки данных	10.5	Да	Да
15 Определение относительной погрешности приращения энергии	10.6	Да	Да
16 Определение относительной погрешности вычисления приращения энергии	10.7	Да	Да
17 Подтверждение соответствия средства измерений метрологическим требованиям	11	Да	Да

3 ТРЕБОВАНИЯ К УСЛОВИЯМ ПРОВЕДЕНИЯ ПОВЕРКИ

Условия поверки АИИС КУЭ должны соответствовать условиям ее эксплуатации, установленным в описании типа, но не выходить за нормированные условия применения средств поверки.

4 ТРЕБОВАНИЯ К СПЕЦИАЛИСТАМ, ОСУЩЕСТВЛЯЮЩИМ ПОВЕРКУ

4.1 К проведению поверки АИИС КУЭ допускают поверителей, изучивших настоящую методику поверки, эксплуатационную документацию на АИИС КУЭ, средства поверки и имеющих стаж работы по данному виду измерений не менее 1 года.

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 «ГСИ. Методика измерений мощности нагрузки измерительных трансформаторов тока в условиях эксплуатации» и прошедшим обучение по проведению измерений в соответствии с указанным документом. Измерение 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.

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 «ГСИ. Методика измерений мощности нагрузки измерительных трансформаторов напряжения в условиях эксплуатации» и прошедшим обучение по проведению измерений в соответствии с указанным документом. Измерение 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.

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 3598-2018 «ГСИ. Методика измерений потерь напряжения в линиях соединения счетчика с трансформатором напряжения в условиях эксплуатации» и прошедшим обучение по проведению измерений в соответствии с указанным документом. Измерение 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.

4.5 Определение погрешности часов компонентов АИИС КУЭ и отсутствия ошибок информационного обмена осуществляется работниками, имеющими опыт работы по данному виду измерений не менее 1 года.

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

5 МЕТРОЛОГИЧЕСКИЕ И ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ К СРЕДСТВАМ ПОВЕРКИ

5.1 При проведении поверки применяют эталоны, средства измерений и вспомогательные устройства, в соответствии с методиками поверки, указанными в описании типа на измерительные компоненты АИИС КУЭ, а также указанные в таблице 2.

Таблица 2 – Средства поверки

Операции поверки, требующие применение средств поверки	Метрологические и технические требования к средствам поверки	Перечень рекомендуемых средств поверки
3	Средства измерений температуры окружающей среды в диапазоне от +15 °С до +35 °С с пределами абсолютной погрешности $\pm 0,4$ °С; Средства измерений относительной влажности воздуха в диапазоне от 10 % до 95 % с пределами абсолютной погрешности ± 3 %; Средства измерений атмосферного давления в диапазоне измерений от 84,0 до 106,7 кПа с пределами абсолютной погрешности ± 5 гПа;	Прибор комбинированный Testo 622, рег. № 53505-13
8.3, 8.4 10.1, 10.2, 10.3	Частота переменного тока в диапазоне от 45 до 75 Гц, пределы допускаемой абсолютной погрешности от $\pm 0,01$ Гц; Коэффициент мощности от -1 до +1, пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений $\pm 0,05$; Действующее (среднеквадратическое) значение переменного напряжения (U) в диапазоне от $0,01U_n$ до $1,5U_n$ В, пределы допускаемой относительной погрешности измерений $\pm [0,01 + 0,01((U_n/U) - 1)]$ %;	Прибор для измерения электроэнергетических величин и показателей качества электрической энергии Энергомонитор-3.3Т1, рег. № 39952-08
10.4	Шкала времени UTC (SU), пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений ± 1 мкс	Радиочасы МИР РЧ-02, рег. № 46656-11
8.3, 8.5-8.7, 10.5, 10.7	-	Переносной компьютер с ПО
8.3, 8.7	-	Оптический преобразователь для работы со счетчиками системы
$U_n = 60 (100); 120 (200); 240 (415) В$		

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, поверены в установленном порядке и иметь положительные результаты поверки. Эталоны должны быть аттестованы в установленном порядке.

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 Система стандартов безопасности труда. Изделия электротехнические. Общие требования безопасности, ГОСТ 12.2.007.3-75 Система стандартов безопасности труда. Электротехнические устройства на напряжение свыше 1000 В. Требования безопасности, ГОСТ 12.2.003-91 Система стандартов безопасности труда. Оборудование производственное. Общие требования безопасности, Правилами по охране труда при эксплуатации электроустановок, Правилами технической эксплуатации электроустановок потребителей, а также требования безопасности на средства поверки, средства измерений (измерительные компоненты) АИИС КУЭ, изложенные в их эксплуатационной документации.

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

7 ВНЕШНИЙ ОСМОТР СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

7.1 Проверяют целостность корпусов и отсутствие видимых повреждений средств измерений (измерительных компонентов) АИИС КУЭ, влияющих на их работоспособность, наличие поверительных пломб и клейм на средствах измерений (измерительных компонентах).

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

7.3 Проверяют правильность размещения средств измерений (измерительных компонентов), схем подключения трансформаторов тока и напряжения к счетчикам электрической энергии, а также правильность прокладки проводных линий по проектной документации на АИИС КУЭ.

8 ПОДГОТОВКА К ПОВЕРКЕ И ОПРОБОВАНИЕ СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

8.1 Подготовка к поверке

8.1.1 Для проведения поверки должны быть представлены:

- сведения об утвержденном типе АИИС КУЭ из Федерального информационного фонда по обеспечению единства измерений (описание типа АИИС КУЭ);
- формуляр АИИС КУЭ;
- инструкция по эксплуатации КТС;
- сведения о положительных результатах поверки средств измерений (измерительных компонентов), входящих в состав ИК, в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений, свидетельства о поверке средств измерений (измерительных компонентов) поверенных до 01.01.2021 г., входящих в состав ИК;
- сведения о предыдущей поверке АИИС КУЭ в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений при периодической и внеочередной поверке или свидетельство о поверке АИИС КУЭ поверенной в период до 01.01.2021 г. при периодической и внеочередной поверке;
- паспорта-протоколы на ИК;
- рабочие журналы АИИС КУЭ с данными по климатическим и иным условиям эксплуатации за интервал между поверками (только при периодической поверке);
- технические акты о внесенных в АИИС КУЭ изменениях (при наличии);
- эксплуатационная документация на средства измерений (измерительные компоненты), средства поверки (при необходимости).

8.1.2 Перед проведением поверки выполняют следующие подготовительные работы:

- проводят технические и организационные мероприятия по обеспечению безопасности поверочных работ в соответствии с действующими правилами и эксплуатационной документацией применяемого оборудования;
- проводят технические и организационные мероприятия по доступу поверителей и эксплуатирующего персонала к местам установки средств измерений (измерительных компонентов); по размещению эталонов, отключению в необходимых случаях поверяемых средств измерений (измерительных компонентов) от штатной схемы;
- средства поверки выдерживают в условиях и в течение времени, установленных в их эксплуатационной документации;
- все средства измерений (далее – СИ), которые подлежат заземлению, должны быть надежно заземлены, подсоединение зажимов защитного заземления к контуру заземления должно производиться ранее других соединений, а отсоединение – после всех отсоединений.

8.2 Проверка соответствия измерительных компонентов АИИС КУЭ

8.2.1 Проверяют наличие действующих результатов поверки на все средства измерений (измерительные компоненты), входящие в состав АИИС КУЭ: измерительные трансформаторы тока (ТТ) и измерительные трансформаторы напряжения (ТН), счетчики электрической энергии (счетчики), устройство сбора и передачи данных от потребителя (УСПД). При обнаружении просроченных или отсутствующих результатов поверки средств измерений (измерительных

компонентов) дальнейшие операции по поверке ИК, в который они входят, выполняют после поверки этих измерительных компонентов.

Допускается при обнаружении просроченных или отсутствующих результатов поверки средств измерений (измерительных компонентов) ИК проводить их поверку на месте эксплуатации в процессе поверки АИИС КУЭ.

Средства измерений (измерительные компоненты) поверяются по методикам поверки, утвержденным (установленным) при утверждении их типа.

8.2.2 Проверяют соответствие типов, классов точности фактически используемых средств измерений (измерительных компонентов), коэффициентов трансформации измерительных трансформаторов указанным в описании типа АИИС КУЭ и формуляре, а так же в технических актах о внесенных изменениях, в случае замены средств измерений (измерительных компонентов).

8.3 Проверка счетчиков электрической энергии

8.3.1 Проверяют наличие и сохранность пломб на счетчике и испытательной коробке. Проверяют наличие документов энергосбытовых организаций и/или электросетевых 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 прибора для измерения электроэнергетических величин и показателей качества электрической энергии. При проверке последовательности чередования фаз действуют в соответствии с указаниями, изложенными в руководстве по его эксплуатации.

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

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

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

8.4 Проверка УСПД

8.4.1 Проверяют наличие и сохранность пломб на УСПД. При отсутствии или нарушении пломб проверяют правильность подсоединения УСПД.

8.4.2 Проверяют правильность функционирования УСПД в соответствии с его эксплуатационной документацией с помощью тестового программного обеспечения, поставляемого в комплекте с УСПД. Проверка считается успешной, если все подсоединенные к УСПД счетчики опрошены и отсутствуют сообщения об ошибках.

8.4.3 Проверяют программную защиту УСПД от несанкционированного доступа в соответствии с эксплуатационным документом на УСПД.

8.4.4 Проверяют правильность значений коэффициентов трансформации измерительных трансформаторов, если предусмотрено их хранение в памяти процессора УСПД.

8.5 Проверка функционирования компьютеров (серверов) АИИС КУЭ

8.5.1 Проводят опрос текущих показаний всех счетчиков.

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

8.5.3 Проверяют защиту программного обеспечения на компьютере (сервере) АИИС КУЭ от несанкционированного доступа. Для этого запускают на выполнение программу сбора данных и в поле «пароль» вводят неправильный код.

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.

8.5.5 Проверяют правильность значений коэффициентов трансформации ТТ, ТН, если

предусмотрено их хранение в сервере АИИС КУЭ.

8.6 Проверка функционирования вспомогательных устройств

8.6.1 Проверка функционирования мультиплексоров (при их наличии)

Проверяют функционирование мультиплексоров с помощью переносного компьютера, подключенного к мультиплексору (группе мультиплексоров) через кабель RS232, и специальной программы. Мультиплексор (группа мультиплексоров) считают работоспособным, если все счетчики, подключенные к данному мультиплексору (группе), были опрошены.

8.6.2 Проверка функционирования модемов (при их наличии)

Проверяют функционирование модемов, используя коммуникационные возможности специальных программ. Модемы считают исправными в составе комплекса, если были установлены коммутируемые соединения и по установленным соединениям успешно прошел опрос счетчиков или УСПД.

Допускается автономная проверка модемов с использованием тестового программного обеспечения (далее - ПО).

8.6.3 Проверка функционирования адаптеров интерфейса.

Подключают к адаптерам переносной компьютер с ПО, используя кабель RS232. Проверку считают успешной, если удалось опросить все счетчики, подключенные к данному адаптеру.

8.7 Проверка отсутствия ошибок информационного обмена

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

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

8.7.1 На центральном компьютере (сервере) системы 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 Распечатывают журнал событий счетчика и УСПД и отмечают моменты нарушения связи между измерительными компонентами системы. Проверяют сохранность измерительной информации в памяти УСПД и центральном сервере системы на тех интервалах времени, в течение которого была нарушена связь.

8.7.3 Распечатывают на центральном компьютере (сервере) профиль нагрузки за полные сутки, предшествующие дню поверки. Используя переносной компьютер, считывают через оптопорт 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.

8.7.4 Рекомендуется 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 оптопорт 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 учтенного значения.

9 ПРОВЕРКА ПРОГРАММНОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

9.1 Проводят проверку соответствия заявленных идентификационных данных ПО, указанных в описании типа:

- наименование ПО;
- идентификационное наименование ПО;
- номер версии (идентификационный номер) ПО;
- цифровой идентификатор ПО;
- алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО.

9.2 Идентификация ПО СИ реализуется следующими методами:

- с помощью ПО СИ или аппаратно-программных средств, разработанных организацией-разработчиком СИ;
- с использованием специальных протестированных (аттестованных, сертифицированных) аппаратно-программных средств и/или протестированного (аттестованного, сертифицированного) ПО.

9.2.1 Загружают ПО и проверяют идентификационное наименование ПО, номер версии (идентификационный номер) ПО.

9.2.2 На выделенных модулях ПО проверяют цифровой идентификатор ПО и алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО.

Проверка цифрового идентификатора происходит на сервере, где установлено ПО. Запускают менеджер файлов, позволяющий производить хэширование файлов, или специализированно ПО, предоставляемое разработчиком. В менеджере файлов открывают каталог, выделяют необходимые файлы. Далее, запустив соответствующую программу из состава ПО АИИС КУЭ, просчитывают хэш. По результатам хэширования будут сформированы файлы, содержащие код алгоритмов вычисления цифрового идентификатора в текстовом формате. Наименование файлов алгоритма вычисления цифрового идентификатора должно соответствовать наименованию файлов, для которых проводилось хэширование.

10 ОПРЕДЕЛЕНИЕ МЕТРОЛОГИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

10.1 Проверка нагрузки вторичных цепей измерительных ТН

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

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

10.1.2 При проверке мощности нагрузки вторичных цепей ТН необходимо убедиться, что отклонение вторичного напряжения при нагруженной вторичной обмотке составляет не более $\pm 10\%$ от номинального напряжения $U_{ном}$, В.

Измеряют мощность нагрузки вторичных цепей ТН, которая должна находиться в диапазоне, указанном в ГОСТ 1983(или другой нормативный документ, действующий в период выпуска данного ТН) и/или в описании типа СИ на конкретный тип ТН.

Измерение мощности нагрузки вторичных цепей ТН проводят в соответствии с МИ 3195-2018 «ГСИ. Методика измерений мощности нагрузки измерительных трансформаторов напряжения в условиях эксплуатации».

Примечания:

1 Допускается измерение мощности нагрузки вторичных цепей ТН не проводить, если такие измерения проводились при составлении паспорта-протокола на данный ИК в течение истекающего интервала между поверками АИИС КУЭ и если в ИК не вносились изменения, не зафиксированные в соответствующем паспорте-протоколе. 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 мощности нагрузки вторичных цепей ТН в соответствии с другими аттестованными в установленном порядке методиками измерений.

4 Предоставленные паспорта-протоколы должны быть согласованы с подведомственными организациями Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии. Проверяют СИ, применяемые при проведении

измерений вторичных нагрузок ТН: СИ должны быть утвержденного типа, иметь действующий срок поверки и соответствовать требованиям МИ 3195-2018. Предоставленные паспорта-протоколы должны содержать информацию о результатах измерений вторичных нагрузок ТН.

10.2 Проверка нагрузки вторичных цепей измерительных ТТ

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

10.2.2 Измеряют мощность нагрузки вторичных цепей ТТ, которая должна находиться в диапазоне, указанном в ГОСТ 7746 (или другой нормативный документ, действующий в период выпуска данного ТТ) и/или в описании типа средств измерений на конкретный тип ТТ.

Измерение мощности вторичной нагрузки ТТ проводят в соответствии с МИ 3196-2018 «ГСИ. Методика измерений мощности нагрузки измерительных трансформаторов тока в условиях эксплуатации».

Примечания:

1 Допускается измерение мощности нагрузки вторичных цепей ТТ не проводить, если такие измерения проводились при составлении паспорта-протокола на данный измерительный канал в течение истекающего интервала между поверками АИИС КУЭ и если в ИК не вносились изменения, не зафиксированные в соответствующем паспорте-протоколе. 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 в установленном порядке методиками измерений.

4 Предоставленные паспорта-протоколы должны быть согласованы с подведомственными организациями Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии. Проверяют СИ, применяемые при проведении измерений вторичных нагрузок ТТ: СИ должны быть утвержденного типа, иметь действующий срок поверки и соответствовать требованиям МИ 3196-2018. Предоставленные паспорта-протоколы должны содержать информацию о результатах измерений вторичных нагрузок ТТ.

10.3 Проверка падения напряжения в линии связи счетчика с измерительным ТН

10.3.1 Измеряют падение напряжения U_n , В, в проводной линии связи для каждой фазы в соответствии с МИ 3598-2018 «ГСИ. Методика измерений потерь напряжения в линиях соединения счетчика с трансформатором напряжения в условиях эксплуатации».

Примечания:

1 Допускается измерение падения напряжения в линии связи счетчика с измерительным ТН не проводить, если такие измерения проводились при составлении паспорта-протокола на данный ИК в течение истекающего интервала между поверками АИИС КУЭ и если в ИК не вносились изменения, не зафиксированные в соответствующем паспорте-протоколе.

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

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

4 Предоставленные паспорта-протоколы должны быть согласованы с подведомственными организациями Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии. Проверяют СИ, применяемые при проведении измерений потерь напряжения в линии связи счетчика с измерительным ТН: СИ должны быть утвержденного типа, иметь действующий срок поверки и соответствовать требованиям МИ 3598-2018. Предоставленные паспорта-протоколы должны содержать информацию о результатах измерений потерь напряжения в линии связи счетчика с измерительным ТН.

10.4 Проверка системы обеспечения единого времени

10.4.1 Проверка времени УСПД

Включают радиочасы МИР РЧ-02, принимающие сигналы точного времени глобальной навигационной спутниковой системы ГЛОНАСС, сверяют показания радиочасов с показаниями часов УСПД.

10.4.2 Проверка времени счетчиков, УСПД и сервера

Проверяют правильность работы системы коррекции времени, определяя по журналу событий расхождение времени корректируемого и корректирующего компонентов (например,

УСПД – сервер ИВК, сервер – счетчики электрической энергии) и т.п.) в момент, непосредственно предшествующий коррекции времени.

10.5 Определение относительной погрешности передачи и обработки данных

10.5.1 Относительную погрешность передачи и обработки данных определяют для каждого ИК АИИС КУЭ.

10.5.2 Выводят на экран компьютера с помощью ПК «Энергосфера» данные за прошедшие полные сутки по поверяемому ИК: значения электрической энергии за 30-минутные интервалы времени $E_{i\text{АИИС}}$, кВт·ч (квар·ч), где i – номер 30-минутного интервала времени, $i = 1, 2, 3, \dots, 48$.

10.5.3 С помощью установленного на переносном компьютере ПО «Конфигуратор СЭТ-4ТМ» считывают значения профиля мощности счетчика из состава поверяемого ИК за те же сутки (i), $i = 1, 2, 3, \dots, 48$.

10.5.4 Проверяют наличие данных, соответствующих каждому 30-минутному интервалу времени, пропуск данных недопустим.

10.5.5 Для каждого 30-минутного интервала времени вычисляют действительное значение электрической энергии E_i , кВт·ч (квар·ч), по формуле

$$E_i = N_i \cdot K_T \cdot K_N / 2, \quad (1)$$

где N_i – значение из регистров средних средних мощностей за 30-минутный интервал времени, хранящееся в соответствующем массиве профиля мощности счетчика, кВт (квар);

K_T – коэффициенты трансформации тока, указанные в эксплуатационной документации на измерительные ТТ;

K_N – коэффициенты трансформации напряжения, указанные в эксплуатационной документации на измерительные ТН.

10.5.6 Относительную погрешность передачи и обработки данных $\delta_{од}$, %, вычисляют по формуле

$$\delta_{од} = \left(\frac{E_{i\text{АИИС}}}{E_i} - 1 \right) \cdot 100 \% \quad (2)$$

10.6 Определение относительной погрешности приращения энергии

10.6.1 Относительную погрешность приращения энергии определяют для каждого ИК АИИС КУЭ.

10.6.2 Выводят на экран компьютера с помощью ПК «Энергосфера» данные по поверяемому ИК: значения приращения энергии за прошедшие сутки $E_{\text{АИИС}}$, кВт·ч (квар·ч); значения электрической энергии за 30-минутные интервалы времени $E_{i\text{АИИС}}$, кВт·ч (квар·ч), $i = 1, 2, 3, \dots, 48$.

10.6.3 Относительную погрешность приращения энергии $\delta_{пз}$, %, вычисляют по формуле

$$\delta_{пз} = \left(\frac{E_{\text{АИИС}}}{\sum_{i=1}^{48} E_i} - 1 \right) \cdot 100 \% \quad (3)$$

10.7 Определение относительной погрешности вычисления приращения энергии

10.7.1 Относительную погрешность вычисления приращения энергии определяют для каждого ИК АИИС КУЭ.

10.7.2 Выводят на экран компьютера с помощью ПК «Энергосфера» данные по поверяемому ИК: значение средней мощности за выбранный 30-минутный интервал времени прошедших суток $P_{i\text{АИИС}}$, кВт (квар), где i – номер выбранного 30-минутного интервала; значение приращения энергии за рассматриваемый 30-минутный интервал времени $E_{i\text{АИИС}}$, кВт·ч (квар·ч).

10.7.3 Относительную погрешность вычисления приращения энергии $\delta_{впз}$, %, вычисляют по формуле

$$\delta_{впз} = \left(\frac{P_{i\text{АИИС}}}{\sum_{i=1}^{48} E_{i\text{АИИС}}} - 1 \right) \cdot 100 \% \quad (4)$$

11 ПОДТВЕРЖДЕНИЕ СООТВЕТСТВИЯ СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ МЕТРОЛОГИЧЕСКИМ ТРЕБОВАНИЯМ

11.1 В случае выявления несоответствий по пункту 7 поверку приостанавливают до устранения выявленных несоответствий.

В случае невозможности устранения выявленных несоответствий АИИС КУЭ в части неисправных ИК бракуется.

11.2 В случае выявления каких-либо несоответствий по пунктам 8.2 - 8.7 поверку приостанавливают до устранения выявленных несоответствий.

В случае невозможности устранения выявленных несоответствий АИИС КУЭ в части неисправных ИК бракуется.

11.3 В случае выявления несоответствий по пунктам 9.1-9.3 АИИС КУЭ считают не прошедшей поверку и признают непригодной к применению.

Результаты проверки в части пунктов 9.1-9.3 считают положительными, если идентификационное наименование ПО, номер версии (идентификационный номер) ПО, цифровой идентификатор ПО, алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО соответствуют приведенным в описании типа АИИС КУЭ.

11.4 Результат проверки по пункту 10.1 считают положительным, если мощность нагрузки вторичных цепей ТН находится в диапазоне, указанном в ГОСТ 1983 и/или в описании типа средств измерений на конкретный тип ТН.

При отклонении мощности нагрузки вторичной цепи ТН от заданного значения процедуру поверки приостанавливают до устранения данных несоответствий.

В случае невозможности устранения выявленных несоответствий АИИС КУЭ в части неисправных ИК бракуется.

11.5 Результат проверки по пункту 10.2 считают положительным, если мощность нагрузки вторичных цепей ТТ находится в диапазоне, указанном в ГОСТ 7746 и/или в описании типа средств измерений на конкретный тип ТТ.

При отклонении мощности нагрузки вторичных цепей ТТ от заданного значения, процедуру поверки приостанавливают до устранения данных несоответствий.

В случае невозможности устранения выявленных несоответствий АИИС КУЭ в части неисправных ИК бракуется.

11.6 Результат проверки по пункту 10.3 считают положительным, если значение падения напряжения в линии связи счетчика с измерительным ТН не более 0,25 % от номинального значения на вторичной обмотке ТН.

При превышении значения падения напряжения в линии связи счетчика с измерительным ТН более 0,25 % от номинального значения на вторичной обмотке, процедуру поверки приостанавливают до устранения данных несоответствий.

В случае невозможности устранения выявленных несоответствий АИИС КУЭ в части неисправных ИК бракуется.

11.7 Результат проверки по пункту 10.4 считают положительным, если расхождение времени корректируемого и корректирующего компонентов не превышает допускаемых значений, указанных в описании типа АИИС КУЭ.

В случае выявления несоответствий по пункту 10.4 поверку АИИС КУЭ приостанавливают до устранения причин выявленных несоответствий.

В случае невозможности устранения выявленных несоответствий, АИИС КУЭ в части неисправных ИК бракуется.

11.8 Результат проверки по пункту 10.5 считают положительным, если значение относительной погрешности передачи и обработки данных вычисленное по формуле (2) не превышает допускаемых пределов, указанных в описании типа АИИС КУЭ.

В случае выявления несоответствий по пункту 10.5 АИИС КУЭ считают не прошедшей поверку и признают непригодной к применению.

11.9 Результат проверки по пункту 10.6 считают положительным, если значение относительной погрешности приращения энергии, вычисленное по формуле (3) не превышает допускаемых пределов, указанных в описании типа АИИС КУЭ.

11.10 Результат проверки по пункту 10.7 считают положительным, если значение относительной погрешности вычисления приращения энергии, вычисленное по формуле (4) не превышает допускаемых пределов, указанных в описании типа АИИС КУЭ.

12 ОФОРМЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ПОВЕРКИ

12.1 Сведения о результатах поверки АИИС КУЭ должны быть в установленном порядке и в установленные сроки переданы в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений.

12.2 По заявлению предприятия-владельца АИИС КУЭ или лица, представившего его на поверку:

- в случае положительных результатов поверки, выдается свидетельство о поверке с приложением, где указывают перечень и состав ИК АИС КУЭ, прошедших поверку и пригодных к применению;

- в случае отрицательных результатов поверки, выдается извещение о непригодности к применению с указанием причин непригодности.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке.

12.3 В случае, если отдельные ИК АИИС КУЭ были забракованы по пунктам разделов 7-10, оформляют приложение к извещению о непригодности, где указывают перечень ИК АИИС КУЭ, не соответствующих метрологическим требованиям, установленным в описании типа АИИС КУЭ.

12.4 По результатам поверки оформляют протокол поверки произвольной формы.