

УТВЕРЖДАЮ

Заместитель генерального директора

ФБУ «Рост-С.Петербург»



Т. М. Козлякова

2017 г.

Системы автоматизированные информационно-измерительные коммерческого учета
электрической энергии и мощности
«TPP Smart Metering SE»

Методика поверки

432-129-2017 МП

г. Санкт-Петербург

2017 г.

Содержание

| | | |
|-------|--|----|
| 1. | ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ | 4 |
| 2. | ОПЕРАЦИИ ПОВЕРКИ | 4 |
| 3. | СРЕДСТВА ПОВЕРКИ | 5 |
| 4. | ТРЕБОВАНИЯ К КВАЛИФИКАЦИИ ПОВЕРИТЕЛЕЙ | 5 |
| 5. | ТРЕБОВАНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ | 6 |
| 6. | УСЛОВИЯ ПОВЕРКИ | 6 |
| 7. | ПОДГОТОВКА К ПОВЕРКЕ | 6 |
| 8. | ПРОВЕДЕНИЕ ПОВЕРКИ | 7 |
| 8.1. | Внешний осмотр и проверка комплектности | 7 |
| 8.2. | Поверка измерительных компонентов АИИС КУЭ | 7 |
| 8.3. | Проверка счетчиков электрической энергии | 7 |
| 8.4. | Проверка УСПД | 8 |
| 8.5. | Проверка функционирования компьютеров АИИС КУЭ (АРМ или сервера) | 8 |
| 8.6. | Проверка функционирования вспомогательных устройств | 8 |
| 8.7. | Проверка нагрузки вторичных цепей измерительных трансформаторов напряжения ... | 9 |
| 8.8. | Проверка нагрузки вторичных цепей измерительных трансформаторов тока | 9 |
| 8.9. | Проверка падения напряжения в линии связи между вторичной обмоткой ТН и счетчиком | 10 |
| 8.10. | Проверка системы обеспечения единого времени | 10 |
| 8.11. | Проверка отсутствия ошибок информационного обмена | 11 |
| 8.12. | Идентификация программного обеспечения | 12 |
| 9. | ОФОРМЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ПОВЕРКИ | 12 |

Настоящая методика распространяется на системы автоматизированные информационно-измерительные коммерческого учета электрической энергии и мощности «TRP Smart Metering SE» (далее АИИС КУЭ), предназначенные для измерения и учета потребленной активной и реактивной электрической энергии и мощности, автоматического сбора, хранения и отображения измерительной информации, передачи учетной информации гарантирующим поставщикам электрической энергии и сетевым организациям с целью коммерческого и статического учета.

АИИС КУЭ представляет собой интегрированную автоматизированную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения, в состав которой, в общем случае, входят измерительные компоненты: измерительные трансформаторы тока (ТТ) по ГОСТ 7746-2001, измерительные трансформаторы напряжения (ТН) по ГОСТ 1983-2001, счетчики электрической энергии, устройства сбора и передачи данных (УСПД) и связующие компоненты, образующие измерительные каналы (ИК) системы. Измерительная информация в цифровой форме с выходов УСПД и/или непосредственно с цифровых выходов счетчиков электрической энергии через связующие элементы поступает на центральный сервер системы и/или автоматизированные рабочие места (АРМ), оснащенные персональными компьютерами с соответствующим программным обеспечением. В состав АИИС КУЭ входят также устройства синхронизации (коррекции) системного времени (УССВ) и ряд вспомогательных технических устройств - мультиплексоры, модемы, адаптеры цифровых интерфейсов и др. В отдельных случаях конкретные экземпляры АИИС КУЭ могут не содержать некоторых из перечисленных компонентов и технических устройств.

В методике использованы следующие нормативные документы:

РМГ 51-2002 «ГСИ. Документы на методики поверки средств измерений. Основные положения»;

Приказ Минпромторга №1815 от 02.07.2015 «Об утверждении порядка проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке»;

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

ГОСТ 8.216-88 «ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки»;

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

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

МИ 2925-2005 «ГСИ. Измерительные трансформаторы напряжения 35 ... 330/√3. Методика поверки на месте эксплуатации с помощью эталонного делителя»;

МИ 2982-2006 «ГСИ. Измерительные трансформаторы напряжения 500 ... 750/√3 кВ. Методика поверки на месте эксплуатации»;

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

ГОСТ 7746-2001 «Трансформаторы тока. Общие технические условия»;

ГОСТ 1983-2001 «Трансформаторы напряжения. Общие технические условия»;

Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения»;

ГОСТ 12.2.003-91 «Система стандартов безопасности труда. Оборудование производственное. Общие требования безопасности»;

ГОСТ 12.2.007.0-75 «Изделия электротехнические. Общие требования безопасности»;

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

1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Методика устанавливает объем, условия поверки, методы и средства поверки АИИС КУЭ и порядок оформления результатов поверки.

Поверке подлежат ИК АИИС КУЭ, реализующие косвенный метод измерений электрической энергии. ИК подвергают поверке покомпонентным (позлементным) способом с учетом положений раздела 8 ГОСТ Р 8.596-2002.

Первичную поверку систем выполняют после проведения приемо-сдаточных испытаний АИИС КУЭ.

Периодическую поверку системы выполняют в процессе эксплуатации АИИС КУЭ.

Внеочередную поверку АИИС КУЭ проводят после ремонта системы, замены её измерительных компонентов, аварий в энергосистеме, если эти события могли повлиять на метрологические характеристики ИК. Допускается подвергать поверке только те ИК, которые подверглись указанным выше воздействиям, при условии, что собственник АИИС КУЭ подтвердит официальным заключением, что остальные ИК этим воздействиям не подвергались. В этом случае может быть оформлено дополнение к основному свидетельству о поверке системы с соответствующей отметкой в основном свидетельстве.

Измерительные компоненты АИИС КУЭ поверяют с межповерочным интервалом, установленным 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.).

Интервал между поверками АИИС КУЭ - 4 года.

2. ОПЕРАЦИИ ПОВЕРКИ

При проведении поверки должны быть выполнены операции, указанные в таблице 1.
Таблица 1 - Операции поверки

| Наименование операции | Номер пункта документа по поверке | Проведение операции при | |
|---|-----------------------------------|-------------------------|-----------------------|
| | | первичной поверке | периодической поверке |
| 1. Подготовка к поверке | 7 | Да | Да |
| 2. Внешний осмотр и проверка комплектности | 8.1 | Да | Да |
| 3. Поверка измерительных компонентов АИИС КУЭ | 8.2 | Да | Да |
| 4. Проверка счетчиков электрической энергии * | 8.3 | Да | Да |
| 5. Проверка УСПД | 8.4 | Да | Да |
| 6. Проверка функционирования компьютера АИИС КУЭ (АРМ или сервера) | 8.5 | Да | Да |
| 7. Проверка функционирования вспомогательных устройств | 8.6 | Да | Да |
| 8. Проверка нагрузки вторичных цепей измерительных трансформаторов напряжения | 8.7 | Да | Да |
| 9. Проверка нагрузки вторичных цепей измерительных трансформаторов тока | 8.8 | Да | Да |
| 10. Проверка падения напряжения в линии связи между вторичной обмоткой ТН и счетчиком | 8.9 | Да | Да |
| 11. Проверка системы обеспечения единого времени * | 8.10 | Да | Да |
| 12. Проверка отсутствия ошибок информационного обмена* | 8.11 | Да | Да |

Продолжение таблицы 1

| Наименование операции | Номер пункта документа по поверке | Проведение операции при | |
|---|-----------------------------------|-------------------------|-----------------------|
| | | первичной поверке | периодической поверке |
| 13. Идентификация программного обеспечения | 8.12 | Да | Да |
| 14. Оформление результатов поверки | 9 | Да | Да |
| *Допускается операции поверки по п.п.4,11.12 проводить выборочно. Выборка должна составлять не менее 10 % от общего количества каналов в системе, если их численность превышает 100 шт. | | | |

3. СРЕДСТВА ПОВЕРКИ

Для проведения поверки должны быть применены средства, указанные в таблице 2.

Таблица 2

| Номер пункта документа по поверке | Наименование и тип (условное обозначение) основного или вспомогательного средства поверки; обозначение нормативного документа, регламентирующего технические требования, и (или) метрологические и основные технические характеристики средства поверки |
|---|---|
| 1 | Термометр диапазон измерений от минус 40 до +50 °С, пределы допускаемой погрешности ± 1 °С |
| 2 | Вольтамперфазометр, диапазон измерений до 10 А; до 100 В, погрешность $\pm 1\%$ |
| 3 | Средства измерений вторичной нагрузки ТТ в соответствии с утвержденным документом "Методика выполнения измерений мощности нагрузки трансформаторов тока в условиях эксплуатации" |
| 4 | Средства измерений вторичной нагрузки ТН в соответствии с утвержденным документом «Методика выполнения измерений мощности нагрузки трансформаторов напряжения в условиях эксплуатации» |
| 5 | Средства измерений падения напряжения в линии соединения счетчика с ТН в соответствии с утвержденным документом «Методика выполнения измерений падения напряжения в линии соединения счетчика с трансформатором напряжения в условиях эксплуатации» |
| 6 | Переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь или инфракрасный преобразователь для работы со счетчиками системы |
| 7 | Модуль коррекции времени типа МКВ-02Ц, пределы допускаемой абсолютной погрешности ± 1 мс |
| Примечание - допускается применение других основных средств поверки с метрологическими характеристиками, обеспечивающими требуемые точности измерений | |

4. ТРЕБОВАНИЯ К КВАЛИФИКАЦИИ ПОВЕРИТЕЛЕЙ

4.1 К проведению поверки АИИС КУЭ допускаются поверители, аттестованные в установленном порядке, изучившие настоящие рекомендации и руководство по эксплуатации на АИИС КУЭ, имеющие 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 «Методика выполнения измерений мощности нагрузки 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 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 «Методика выполнения измерений мощности нагрузки 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.

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 «Методика выполнения 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.

5. ТРЕБОВАНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ

5.1. 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», а также требования безопасности на средства поверки, поверяемые трансформаторы и счетчики, изложенные в их руководствах по эксплуатации.

5.2. Эталонные средства измерений, вспомогательные средства поверки и оборудование должны соответствовать требованиям ГОСТ 12.2.003, ГОСТ 12.2.007.3.

6. УСЛОВИЯ ПОВЕРКИ

6.1. Условия поверки АИИС КУЭ должны соответствовать условиям ее эксплуатации, нормированным в технической документации, но не выходить за нормированные условия применения средств поверки.

7. ПОДГОТОВКА К ПОВЕРКЕ

7.1. Для проведения поверки представляют следующую документацию:

- руководство по эксплуатации АИИС КУЭ;
- паспорт АИИС КУЭ
- описание типа АИИС КУЭ;
- свидетельства о поверке измерительных компонентов, входящих в ИК, и свидетельство о предыдущей поверке системы (при периодической и внеочередной поверке);
- паспорта-протоколы на ИК (только для 3-х фазных счетчиков трансформаторного включения);
- рабочие журналы АИИС КУЭ с данными по климатическим и иным условиям эксплуатации за межповерочный интервал (только при периодической поверке).

7.2. Перед проведением поверки выполняют следующие подготовительные работы:

- проводят организационно-технические мероприятия по доступу поверителей и персонала энергообъектов к местам установки измерительных трансформаторов, счетчиков электроэнергии, УСПД; по размещению эталонов, отключению в необходимых случаях поверяемых средств измерений от штатной схемы;

- проводят организационно-технические 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 НТД на средства поверки;

- все средства измерений, 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. ПРОВЕДЕНИЕ ПОВЕРКИ

8.1. Внешний осмотр и проверка комплектности

8.1.1. Проверяют целостность корпусов и отсутствие видимых повреждений измерительных компонентов, наличие поверительных пломб и клейм.

8.1.2. Проверяют размещение измерительных компонентов, правильность схем подключения трансформаторов тока и напряжения к счетчикам электрической энергии; правильность прокладки проводных линий согласно технорабочему проекту на АИИС КУЭ.

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

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

8.1.5. Результаты проверки считаются положительными если получены положительные результаты поверки по всем пунктам раздела 8.1

8.1.6. При первичной поверке раздела 8.1 допускается засчитывать результаты приемо-сдаточных испытаний АИИС КУЭ.

8.2. Поверка измерительных компонентов АИИС КУЭ

8.2.1. Проверяют наличие свидетельств о поверке и срок их действия для всех измерительных компонентов: измерительных трансформаторов тока и напряжения, счетчиков электрической энергии, УСПД. При обнаружении просроченных свидетельств о поверке измерительных компонентов или свидетельств, срок действия которых близок к окончанию, дальнейшие операции по поверке ИК, в который они входят, выполняют после поверки этих измерительных компонентов.

8.2.2. Результаты проверки считаются положительными если получены положительные результаты поверки по всем пунктам раздела 8.

8.3. Проверка счетчиков электрической энергии

8.3.1. Проверяют наличие и сохранность пломб поверительных и энергосбытовых организаций 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 в измерительных цепях 3-х фазных счетчиков с помощью вольтамперфазометра. 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 оптический или инфракрасный порт.

8.3.5. Результаты проверки считаются положительными если получены положительные результаты поверки по всем пунктам раздела 8.3

8.3.6. При первичной поверке по разделу 8.3 допускается засчитывать результаты приемо-сдаточных испытаний АИИС КУЭ, которые должны подтверждаться соответствующими протоколами и актом приемки с номерами пломб или паспортами-протоколами ИК.

8.4. Проверка УСПД

8.4.1. Поверка проводится при наличии УСПД в составе АИИС КУЭ.

8.4.2. Проверяют наличие и сохранность пломб поверительных организаций на УСПД, устанавливаемых в местах пломбирования согласно эксплуатационной документации УСПД. При отсутствии или нарушении пломб проверяют правильность подсоединения УСПД.

8.4.3. Проверяют правильность функционирования УСПД в соответствии с его эксплуатационной документацией с помощью тестового программного обеспечения, поставляемого заводом изготовителем УСПД. Проверка считается успешной, если все подсоединенные к УСПД счетчики опрошены и нет сообщений об ошибках.

8.4.4. Результаты проверки считаются положительными если получены положительные результаты поверки по всем пунктам раздела 8.4

8.4.5. При первичной поверке по разделу 8.4 допускается засчитывать результаты приемо-сдаточных испытаний АИИС КУЭ, которые должны подтверждаться соответствующими протоколами и актом приемки с номерами пломб или паспортами-протоколами ИК

8.5. Проверка функционирования компьютеров АИИС КУЭ (АРМ или сервера)

8.5.1. Проводят опрос текущих показаний о потреблении активной электроэнергии всех счетчиков электроэнергии.

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

8.5.3. Проверяют защиту программного обеспечения на ЭВМ 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 правильность значений коэффициентов трансформации измерительных трансформаторов, если предусмотрено их хранение на сервере АИИС КУЭ.

8.5.5. Результаты проверки считаются положительными если получены положительные результаты поверки по всем пунктам раздела 8.5

8.6. Проверка функционирования вспомогательных устройств

8.6.1. Проверка функционирования модемов, шлюзов или коммуникационных модулей (при их наличии)

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

Допускается автономная проверка модемов, шлюзов или коммуникационных модулей с использованием тестового программного обеспечения, поставляемого заводами-изготовителями оборудования.

8.6.2. Результаты проверки считаются положительными если получены положительные результаты поверки по всем пунктам раздела 8.6.

8.7. Проверка нагрузки вторичных цепей измерительных трансформаторов напряжения

8.7.1 Проверяют наличие и сохранность пломб поверительных 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 нарушении (отсутствии) пломб проверяют правильность подключения первичных и вторичных обмоток ТН.

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

Измеряют мощность нагрузки ТН, которая должна находиться в диапазоне $(0,25 - 1,0) S_{НОМ}$.

Измерение мощности нагрузки вторичных цепей ТН проводят в соответствии с аттестованной в установленном порядке методикой выполнения измерений.

Примечания

Допускается измерения мощности нагрузки вторичных цепей ТН не проводить, если такие измерения проводились при составлении паспортов-протоколов на данный измерительный канал в течение истекающего межповерочного интервала системы. Результаты проверки считают положительными, если паспорт-протокол подтверждает выполнение указанного выше условия для ТН. мощность нагрузки определять расчетным путем, если известны входные (проходные) всех устройств, подключенных ко вторичным обмоткам измерительных трансформаторов.

8.7.3 Результаты проверки считаются положительными если получены положительные результаты поверки по всем пунктам раздела 8.7.

8.8. Проверка нагрузки вторичных цепей измерительных трансформаторов тока

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

8.8.2 Измеряют мощность нагрузки вторичных цепей ТТ, которая должна находиться в диапазоне $(0,25 - 1,0) S_{НОМ}$.

Измерение тока и вторичной нагрузки ТТ проводят в соответствии с аттестованной в установленном порядке методикой выполнения измерений.

Примечания

1 Допускается измерения мощности нагрузки вторичных цепей ТТ не проводить, если такие измерения проводились при составлении паспортов-протоколов на данный измерительный канал 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.

8.8.3 Результаты проверки считаются положительными если получены

положительные результаты поверки по всем пунктам раздела 8.8.

8.9. Проверка падения напряжения в линии связи между вторичной обмоткой ТН и счетчиком

8.9.1. Измеряют падение напряжения в проводной линии связи для каждой фазы по утвержденному документу «Методика выполнения измерений падения напряжения в линии соединения счетчика с трансформатором напряжения в условиях эксплуатации». Падение напряжения не должно превышать 0,25 % от номинального значения на вторичной обмотке ТН.

Примечания

1 Допускается измерение падения напряжения в линии соединения счетчика с ТН не проводить, если такие измерения проводились при составлении паспортов - протоколов на данный измерительный канал в течение истекающего межповерочного интервала системы. Результаты проверки считают положительными, если паспорт-протокол подтверждает выполнение указанного выше требования.

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

8.9.2. Результаты проверки считаются положительными если получены положительные результаты поверки по всем пунктам раздела 8.9.

8.10. Проверка системы обеспечения единого времени

8.10.1. Проверка абсолютной погрешности системных часов

8.10.1.1. Синхронизируют часы переносного компьютера по показаниям модуля коррекции времени МКВ-02Ц.

8.10.1.2. Сравнивают показания часов переносного компьютера с показаниями часов сервера ЦСОД.

8.10.1.3. Вычисляют абсолютную погрешность, как разность показаний часов переносного компьютера и сервера ЦСОД в момент, предшествующий коррекции.

8.10.1.4. Результаты проверки считаются положительными, если абсолютная погрешность системных часов находится в пределах ± 5 с.

8.10.2. Проверка абсолютной погрешности часов компонентов системы

8.10.2.1. Синхронизируют часы переносного компьютера с показаниями модуля коррекции времени МКВ-02Ц.

8.10.2.2. С помощью ПО, установленного на переносном компьютере, считать показания часов всех счетчиков.

8.10.2.3. Сравнивают показания часов переносного компьютера и всех счетчиков.

8.10.2.4. Вычисляют абсолютную погрешность часов компонентов системы, как разность между показаниями часов переносного компьютера и каждого компонента системы.

8.10.2.5. Распечатываются журналы событий синхронизации часов сервера с источником сигналов точного времени и проверяют значения разности показаний часов сервера и источника сигналов точного времени, при которой была выполнена последняя процедура синхронизации часов сервера.

8.10.2.6. Результаты проверки считаются положительными, если погрешность часов всех компонентов системы и разность показаний часов сервера и показаний часов источника точного времени, сохраненная в журнале синхронизации времени сервера, находится в пределах ± 5 с.

8.11. Проверка отсутствия ошибок информационного обмена

Проверка отсутствия ошибок информационного обмена предусматривает экспериментальное подтверждение идентичности числовой измерительной информации в счетчиках электрической энергии (исходная информация), на УСПД и на сервере.

Определение ошибок информационного обмена может проводиться в статическом режиме, т.е. когда показания счетчика входе проверки остаются неизменными и в динамическом режиме, когда показания счетчика изменяются. Статический режим предусматривает или отсчет показаний счетчика при отсутствии нагрузки или отсчет показаний по регистру, который не активен во время проверки, например, по регистру ночного тарифа. Проверку ошибок информационного обмена проводят по одному из следующих методов:

8.11.1. По показаниям индикаторов счетчика при наличии нагрузки.

8.11.1.1. С помощью переносного компьютера и пусконаладочного ПО снимают с индикаторов счетчиков показания по энергии (активной и (или) реактивной) текущих данных строго в момент времени в конце 30 минутного интервала.

С помощью ПО, установленного на сервере ЦСОД, проводят опрос по энергии счетчиков и получают распечатку результатов опроса на тот же момент времени.

Если разность показаний индикаторов счетчиков и показаний этих счетчиков, хранящихся в базе данных сервера ЦСОД не превышает двух единиц младшего (последнего) разряда, считают, что данный измерительный канал прошел проверку успешно.

8.11.1.2. С помощью пусконаладочного ПО опроса счетчиков, поставляемого заводом-изготовителем и установленного на сервере ЦСОД, проводят удаленный опрос суточных показаний счетчиков по энергии и распечатывают результаты опроса.

С помощью ПО АИИС КУЭ, установленного на сервере ЦСОД, проводят опрос суточных показаний счетчиков по энергии на тот же момент времени и распечатывают результаты опроса.

Проверка считается успешной, если разность показаний считанных со счетчиков при удаленном опросе и показаний этих счетчиков, хранящихся в базе данных сервера не превышает двух единиц младшего (последнего) разряда.

8.11.2. По показаниям индикаторов счетчика при отсутствии нагрузки на счетчиках.

Считывают с индикаторов счетчика показания по энергии текущих данных при отсутствии нагрузки;

С помощью ПО АИИС КУЭ, установленного на сервере ЦСОД, получают данные результатов опроса счетчиков по энергии, хранящиеся в БД и распечатывают результаты опроса;

Сравнивают показания, зафиксированные на индикаторе каждого счетчика, с показаниями по тем же счетчикам, хранимыми в БД.

Проверка считается успешной, если разность показаний индикатора счетчиков и показаний этих счетчиков, хранящихся в базе данных сервера, не превышает единицы младшего (последнего) разряда.

8.11.3. По показаниям индикаторов счетчиков по отдельному тарифу, который не активен во время проведения проверки.

С помощью переносного компьютера и пусконаладочного ПО считывают через оптический или инфракрасный порт счетчика показания по энергии (например, по ночному тарифу за последний интервал усреднения);

С помощью ПО, установленного на сервере ЦСОД, проводят опрос всех счетчиков и получают распечатку результатов опроса показаний по энергии (например, по ночному тарифу) за последний интервал усреднения.

Проверку считают успешной, если разность показаний счетчиков и показаний, хранящихся в базе данных сервера, не превышает двух единиц младшего (последнего) разряда.

8.11.4. На основе сравнения показаний по энергии предыдущего чтения со счетчика в ПО сервера ЦСОД.

С помощью переносного компьютера и пусконаладочного ПО снимают показания предыдущего чтения по энергии на 00 ч. 00 мин. Сравнивают показания, зафиксированные счетчиком на 00 ч. 00 мин., с показаниями по тем же счетчикам, хранящихся в базе данных сервера ЦСОД на 00 ч. 00 мин.

Проверка считается успешной, если разность показаний счетчика и базе данных сервера ЦСОД не превышает двух единиц младшего (последнего) разряда.

8.12. Идентификация программного обеспечения

При выполнении операции в соответствии с эксплуатационной документацией на ПО определяют идентификационное наименование ПО, номер версии (идентификационного номера) ПО, цифровой идентификатор (контрольной суммы исполняемого кода) ПО.

Если полученные идентификационные данные соответствуют данным приведенным в описании типа, система считается выдержавшей проверку.

9. ОФОРМЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ПОВЕРКИ

9.1. На основании положительных результатов по пунктам раздела 8 выписывают свидетельство о поверке АИИС КУЭ в соответствии с приказом Минпромторга №1815. В приложении к свидетельству указывают перечень ИК.

Знак поверки в виде оттиска поверительного клейма наносится в паспорт АИИС КУЭ и на свидетельство о поверке.

9.2. При отрицательных результатах поверки АИИС КУЭ признается негодной к дальнейшей эксплуатации и на нее выдают извещение о непригодности в соответствии с приказом Минпромторга №1815 с указанием причин.

