

СОГЛАСОВАНО:

Заместитель директора по
производственной метрологии
ФГБУ «ВНИИМС»

А.Е. Коломин

2023 г.

Государственная система обеспечения единства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ Дубники

Методика поверки МП 206.1-029-2023

г. Москва
2023

Оглавление

| | |
|--|----|
| 1 Общие положения | 3 |
| 2 Перечень операций поверки средства измерений | 4 |
| 3 Требования к условиям проведения поверки и подготовки | 5 |
| 4 Требования к специалистам, осуществляющим поверку | 5 |
| 5 Метрологические и технические требования к средствам поверки | 6 |
| 6 Требования по обеспечению безопасности проведения поверки | 7 |
| 7 Внешний осмотр средства измерений | 7 |
| 8 Подготовка к поверке и опробование средства измерений | 8 |
| 9 Проверка программного обеспечения средства измерений | 10 |
| 10 Определение метрологических характеристик средства измерений | 10 |
| 11 Подтверждение соответствия средства измерений метрологическим требованиям | 12 |
| 12 Оформление результатов поверки | 14 |

Настоящая методика определяет методы и средства проведения первичной и периодической поверок измерительных каналов (далее – ИК) системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ Дубники (далее – АИИС КУЭ), заводской номер 489, предназначеннной для измерений активной и реактивной электроэнергии, потребленной за установленные интервалы времени отдельными технологическими объектами, сбора, хранения, обработки и передачи полученной информации. Выходные данные системы могут быть использованы для коммерческих расчетов.

1 Общие положения

Поверку подлежит каждый ИК АИИС КУЭ, прошедшей процедуру утверждения типа. ИК подвергают поверке покомпонентным (поэлементным) способом с учетом положений раздела 8 ГОСТ Р 8.596.

Первичную поверку системы выполняют после проведения испытаний АИИС КУЭ в целях утверждения типа и подписания приказа об утверждении типа средств измерений. Периодическую поверку системы выполняют в процессе эксплуатации АИИС КУЭ.

Измерительные компоненты АИИС КУЭ поверяют с интервалом между поверками, 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.).

Первичную поверку после ремонта АИИС КУЭ проводят в случае 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. Во всех указанных случаях оформляется технический акт о внесенных изменениях, который хранится как неотъемлемая часть эксплуатационных документов АИИС КУЭ.

Допускается подвергать поверке отдельные ИК из общего числа, которые на момент проведения поверки АИИС КУЭ находятся в текущей эксплуатации.

Перечень и состав измерительных каналов указывается при передаче сведений во ФГИС «Аршин».

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. В части смещения шкалы времени компонентов АИИС КУЭ должна выполняться прослеживаемость к Государственному первичному эталону единиц времени, частоты и национальной шкалы времени (ГЭТ1-2022) в соответствии с приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 26.09.2022 № 2360.

2 Перечень операций поверки средства измерений

При проведении поверки выполняются операции, указанные в таблице 1.

Таблица 1 - Операции 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. Внешний осмотр средства измерений | Да | Да | 7 |
| 2. Подготовка к поверке и опробование средства измерений | Да | Да | 8 |
| 3. Проверка счетчиков электрической энергии | Да | Да | 8.3 |
| 4. Проверка УСПД | Да | Да | 8.4 |
| 5. Проверка функционирования компьютеров АИИС КУЭ (АРМ или сервера) | Да | Да | 8.5 |
| 6. Проверка функционирования вспомогательных устройств | Да | Да | 8.6 |
| 7. Проверка отсутствия ошибок информационного обмена | Да | Да | 8.7 |
| 8. Проверка программного обеспечения средства измерений | Да | Да | 9 |
| 9. Определение метрологических характеристики средства измерений: | Да | - | 10 |
| 10. Проверка нагрузки на вторичные цепи измерительных трансформаторов тока | Да | Да | 10.1 |
| 11. Проверка нагрузки на вторичные цепи измерительных трансформаторов напряжения | Да | Да | 10.2 |
| 12. Проверка падения напряжения в линии связи между вторичной обмоткой ТН и счетчиков | Да | Да | 10.3 |
| 13. Проверка пределов смещений шкалы времени СОЕВ АИИС КУЭ относительно национальной шкалы времени UTC (SU) | Да | Да | 10.4 |
| 14. Подтверждение соответствия средства измерений метрологическим требованиям | Да | Да | 11 |
| 15. Проверка измерительных компонентов АИИС КУЭ | Да | Да | 11.1 |
| 16. Оформление результатов поверки | Да | Да | 12 |

3 Требования к условиям проведения поверки и подготовки

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

4 Требования к специалистам, осуществляющим поверку

4.1 К проведению поверки АИИС КУЭ допускают поверителей из числа сотрудников организаций, аккредитованных на право проведения поверки в соответствии с действующим законодательством РФ, изучивших настоящую методику поверки и руководство пользователя/руководство по эксплуатации на АИИС КУЭ, эксплуатационные документы средств поверки, и имеющих стаж работы по данному виду измерений не менее 1 года.

4.2 Определение погрешности системного времени и отсутствия ошибок информационного обмена осуществляется персоналом, имеющим стаж работы по данному виду измерений не менее 1 года, изучивших вышеуказанные документы и прошедшим обучение работы с блоком коррекции времени «ЭНКС-2».

4.3 Поверка трансформаторов тока, входящих в состав АИИС КУЭ, осуществляется персоналом, имеющим стаж работы по данному виду измерений не менее 1 года, изучившим документ ГОСТ 8.217-2003. «Трансформаторы тока. Методика поверки» и прошедшим обучение по проведению поверки в соответствии с указанным документом. Поверку проводят не менее двух специалистов, один из которых должен иметь удостоверение, подтверждающее право работы на установках до и 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 Поверка трансформаторов напряжения, входящих в состав АИИС КУЭ, осуществляется персоналом, имеющим стаж работы по данному виду измерений не менее 1 года, изучившим документ ГОСТ 8.216-2011 «ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки» и/или МИ 2845-2003 «Измерительные трансформаторы напряжения 6/ $\sqrt{3}$...35 кВ. Методика поверки на месте эксплуатации», МИ 2925-2005 «ГСИ. Измерительные трансформаторы напряжения 35...330/ $\sqrt{3}$ кВ. Методика поверки на месте эксплуатации с помощью эталонного делителя» и прошедшим обучение по проведению поверки в соответствии с указанным документом. Поверку проводят не менее двух специалистов, один из которых должен иметь удостоверение, подтверждающее право работы на установках до и 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 Поверка счетчиков, входящих в состав АИИС КУЭ, осуществляется персоналом, имеющим стаж работы по данному виду измерений не менее 1 года, изучившим методику поверки на счетчики и прошедшим обучение по проведению поверки в соответствии с указанными документами. Поверку проводят не менее двух специалистов, один из которых должен иметь удостоверение, подтверждающее право работы на установках до и 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.

4.6 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 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 до и 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.

4.7 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 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 до и 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.

4.8 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 до и свыше 1000 В с группой по электробезопасности не ниже IV, второй – удостоверение, подтверждающее право работы на установках свыше 1000 В с группой по электробезопасности не ниже III.

ВНИМАНИЕ.

При проведении поверочных и измерительных работ должны присутствовать работники объекта, на котором размещены компоненты АИИС КУЭ, имеющие опыт работы и право на подключение и отключение эталонных и поверяемых средств измерений в соответствии со схемой поверки или с методикой выполнения измерений.

5 Метрологические и технические требования к средствам поверки

При проведении поверки применяют эталоны, средства измерений и вспомогательные устройства, в соответствии с методиками поверки, указанными в описаниях типа на измерительные компоненты АИИС КУЭ, а также приведенные в таблице 3.

Таблица 2 – Основные метрологические характеристики средств поверки

| Операции поверки, требующие применение средств поверки | Метрологические и технические требования к средствам поверки, необходимые для проведения поверки | Перечень рекомендуемых средств поверки |
|--|--|---|
| 1 | 2 | 3 |
| п. 3 Контроль выполнения условий поверки (при подготовке к поверке и опробовании средства измерений) | <p>Средства измерений температуры окружающей среды в диапазоне измерений от минус 20 до плюс 60 °C с абсолютной погрешностью не более 1 °C</p> <p>Средства измерений относительной влажности в диапазоне от 10 до 95 % с погрешностью не более 3%</p> <p>Средства измерений атмосферного давления в диапазоне от 80 до 106 кПа, с относительной погрешностью не более 1,5 кПа</p> <p>Средства измерений напряжения питающей сети в диапазоне от 0 до 460 В</p> <p>Средства измерений частоты питающей сети в диапазоне от 45 до 55 Гц, с относительностью погрешностью не более 0,1 %</p> <p>Средства измерений магнитной индукции от 0,1 до 199,9 мТл</p> | <p>Термогигрометр «CENTER» (мод.315) рег. № 22129-09</p> <p>Барометр-анероид (рег.№ 3745-73)</p> <p>Вольтамперфазометр ПАРМА-ВАФ-А (рег. № 22029-10)</p> <p>ТПУ-02 (рег.№ 28134-12)</p> |

Продолжение таблицы 2

| 1 | 2 | 2 |
|--|--|---|
| п. 8.3 Проверка счетчиков электрической энергии | Средства измерений для определения последовательности чередования фаз | Вольтамперфазометр ПАРМА-ВАФ-А (рег. № 22029-10) |
| п. 8.4, 8.6 Проверка УСПД | Переносной компьютер с ПО | |
| п. 10 Определение метрологических характеристик средства измерений | <p>Средства измерений для проверки:</p> <ul style="list-style-type: none"> - нагрузок вторичных цепей измерительных трансформаторов тока; - нагрузок вторичных цепей измерительных трансформаторов напряжения; - определения потерь напряжения <p>Действующее значение напряжения в диапазоне от 0,01 до 250,0 В с погрешностью не более 0,5%; действующее значение силы тока в диапазоне от 0,01 до 20 А с погрешностью не более 1,5 %)</p> <p>Средства измерений для проверки пределов смещений шкалы времени СОЕВ АИИС КУЭ:</p> <p>пределы допускаемой абсолютной погрешности синхронизации фронта выходного импульса 1 Гц относительно шкалы координированного времени UTC(SU): ± 500 нс</p> | <p>Измерители потерь напряжения СА 210 (рег. № 40951-14)</p> <p>Блок коррекции времени ЭНКС-2 (рег. № 37328-15) (рабочий эталон не ниже 5-го разряда по Приказу Росстандарта от 26.09.2022 г. № 2360 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений времени и частоты»)</p> |

Примечания:

1. Допускается применение других основных и вспомогательных средств поверки с метрологическими характеристиками, обеспечивающими требуемые точности измерений.
2. Все средства измерений, применяемые при поверке, должны быть внесены в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений и быть поверены.

6 Требования по обеспечению безопасности проведения поверки

6.1 При проведении поверки должны быть соблюдены требования безопасности, установленные ГОСТ 12.2.007.0, ГОСТ 12.2.007.3, «Правилами техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей», «Правилами технической эксплуатации электроустановок потребителей», «Правилами по охране труда при эксплуатации электроустановок», а также требования безопасности на средства поверки, поверяемые трансформаторы и счетчики, изложенные в их руководствах по эксплуатации.

6.2 Эталонные средства измерений, вспомогательные средства поверки и оборудование должны соответствовать требованиям ГОСТ 12.2.003, ГОСТ 12.2.007.3, ГОСТ Р 51321.1.

6.3 Все оперативные отключения и включения должны проводиться руководителем работ в соответствии с программой проведения работ, утвержденной в установленном порядке.

7 Внешний осмотр средства измерений

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

7.2 Проверяют размещение измерительных компонентов, правильность схем подключения трансформаторов тока и напряжения к счетчикам электрической энергии; правильность прокладки проводных линий по проектной документации на АИИС КУЭ.

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

8 Подготовка к поверке и опробование средства измерений

8.1 Для проведения поверки представляют следующую документацию:

- формуляр на АИИС КУЭ;
- описание типа АИИС КУЭ;
- Результаты поверки с ссылкой на ФГИС «Аршин»/свидетельства о поверке/копии заводских паспортов с отметкой о поверке измерительных компонентов и АИИС КУЭ
- паспорт-протокол на ИК;
- рабочие журналы АИИС КУЭ с данными по климатическим и иным условиям эксплуатации за интервал между поверками (только при периодической поверке).

8.2 Перед проведением поверки выполняют следующие подготовительные работы:

- проводят организационно-технические мероприятия по обеспечению безопасности поверочных работ в соответствии с действующими правилами и руководствами по эксплуатации применяемого оборудования;
- проводят организационно-технические мероприятия по доступу поверителей и персонала энергообъектов к местам установки измерительных трансформаторов, счетчиков электроэнергии, устройствам сбора и передачи данных (УСПД), серверу АИИС КУЭ;
- организуют рабочее место для поверителя;
- организуют рабочее место для поверителя.

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 счетчиков 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 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 оптопорт.

8.4 Проверка УСПД

8.4.1 Проверяют наличие и сохранность пломб поверительных и энергосбытовых организаций 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. Проверка считается успешной, если все подсоединеные к УСПД счетчики опрошены и нет сообщений об ошибках.

8.4.3 Проверяют программную защиту УСПД от несанкционированного доступа.

8.4.4 Проверяют правильность значений коэффициентов трансформации измерительных трансформаторов, хранящихся в памяти процессора УСПД.

8.5 Проверка функционирования центральных компьютеров (серверов) АИИС КУЭ

8.5.1 Проводят опрос текущих показаний всех счетчиков электроэнергии.

8.5.2 Проверяют глубину хранения измерительной информации в центральных компьютерах (серверах) АИИС КУЭ.

8.5.3 Проверяют защиту программного обеспечения на центральных компьютерах (серверах) 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».

8.6 Проверка функционирования вспомогательных устройств

8.6.1 Проверка функционирования мультиплексоров (при их наличии)

Проверяют функционирование мультиплексоров с помощью переносного компьютера, подключенного к мультиплексору (группе мультиплексора) 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 считаются 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.

8.6.3 Проверка функционирования адаптеров интерфейса (при их наличии)

Используя кабель RS232 подключают к адаптерам переносной компьютер с ПО. Проверка считается 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 электрической энергии (исходная информация), и памяти центрального компьютера (сервера БД).

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

8.7.1 На центральном компьютере (сервере БД) 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 устраниенным отказом какого-либо компонента системы.

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

8.7.3 Распечатывают на центральном компьютере (сервере БД) 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 компьютера (сервера БД) не должно превышать двух единиц младшего разряда учтенного значения.

8.7.4 Рекомендуется вместе с проверкой по п. 9.10.3 сличать показания счетчика по активной и реактивной электрической энергии строго в конце получаса (часа) и сравнивать с данными, зарегистрированными в центральном компьютере (сервере БД) 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 БД) системы. Расхождение не должно превышать две единицы младшего разряда.

9 Проверка программного обеспечения средства измерений

Проверка выполняется в соответствии с требованиями ГОСТ Р 8.654-2015 «ГСИ. Требования к программному обеспечению средств измерений. Основные положения».

Операции проверки идентификационных данных программного обеспечения (далее – ПО) предусматривают экспериментальное подтверждение идентичности идентификационных данных ПО заявлением в описании типа.

9.1 Проверка идентификационного наименования и номера версии ПО.

Проверяют информацию, запустив менеджер программ из подменю «Автозагрузка» меню «Пуск» или с помощью ярлыка «Менеджер программ» расположенного на рабочем столе Windows, найдя ярлык ПО в трее и запустив его, в строке "О программе". Убедиться, что идентификационное наименование и номер версии ПО соответствуют заявленным в описании типа.

9.2 Проверка цифрового идентификатора ПО.

На выделенных модулях ПО проверить Цифровые идентификаторы. Алгоритм вычисления цифрового идентификатора - MD5.

Проверка Цифрового идентификатора программного обеспечения происходит на ИВК (сервере), где установлено ПО. Для чего нужно запустить менеджер файлов, позволяющих производить хэширование файлов. В менеджере файлов, необходимо открыть каталог и выделить необходимые файлы. Далее в закладке Файл Главного меню выбрать команду – Просчитать хэш. Получившиеся файлы в количестве, соответствующем выделенным файлам, содержат код MD5 в текстовом формате. Наименование файла MD5 строго соответствует наименованию файла, для которого проводилось хэширование.

Сведения об идентификационных данных (признаках) ПО СИ и методах его идентификации фиксируют в виде, представленном в таблице 2.

Таблица 4

| Идентификационные данные (признаки) | Значение |
|---|----------|
| Идентификационное наименование ПО | |
| Номер версии (идентификационный номер) ПО | |
| Цифровой идентификатор ПО | |
| Другие идентификационные данные, если имеются | |

10 Определение метрологических характеристик средства измерений

10.1 Проверка нагрузки вторичных цепей измерительных трансформаторов тока

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

10.1.2 Проверяют наличие данных измерений мощности нагрузки вторичных цепей ТТ по МИ 3196-2018 «ГСИ. Методика измерений мощности нагрузки измерительных трансформаторов тока в условиях эксплуатации» с оформлением паспортов-протоколов по форме Приложения 11.3 АО «АТС». Ревизия ИК, а также утверждение паспортов-протоколов должны быть проведены в течении истекающего межповерочного интервала (для первичной поверки – не более 1 года до момента ее проведения).

Примечания:

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

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

10.2 Проверка нагрузки вторичных цепей измерительных трансформаторов напряжения

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

10.2.2 Проверяют наличие данных измерений мощности нагрузки вторичных цепей ТН по МИ 3195-2018 «ГСИ. Методика измерений мощности нагрузки измерительных трансформаторов напряжения в условиях эксплуатации» с оформлением паспортов-протоколов по форме Приложения 11.3 АО «АТС». Ревизия ИК, а также утверждение паспортов-протоколов должны быть проведены в течении истекающего межповерочного интервала (для первичной поверки – не более 1 года до момента ее проведения).

Примечания:

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

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

10.3 Проверка падения напряжения в линии связи между вторичной обмоткой ТН и счетчиков

10.3.1 Проверяют наличие данных измерений падения напряжения U_L в проводной линии связи для каждой фазы по утвержденному документу МИ 3598-2018 «ГСИ. Методика измерений потерь напряжения в линиях соединения счетчика с трансформатором напряжения в условиях эксплуатации» с оформлением паспортов-протоколов по форме Приложения 11.3 АО «АТС». Ревизия ИК, а также утверждение паспортов-протоколов должны быть проведены в течении истекающего межповерочного интервала (для первичной поверки – не более 1 года до момента ее проведения). Падение напряжения не должно превышать 0,25 % от номинального значения на вторичной обмотке ТН.

Примечания:

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

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

10.4 Проверка пределов смещений шкалы времени СОЕВ АИИС КУЭ относительно национальной шкалы времени UTC (SU).

10.4.1 Пределы смещений шкал времени компонентов СОЕВ относительно национальной шкалы времени UTC(SU) определяются в следующем порядке:

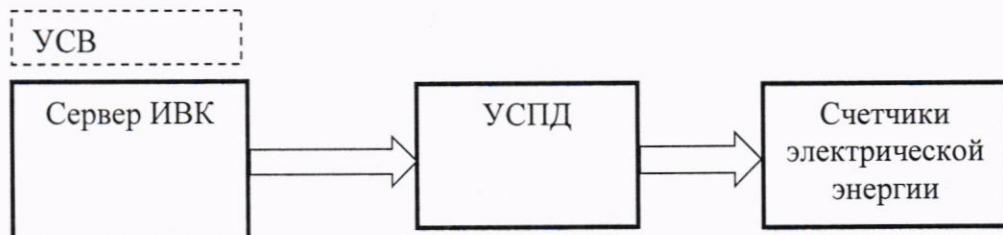


Рисунок 1

Подключив к серверу ИВК блок коррекции времени ЭНКС-2, определяют пределы смещений шкалы времени сервера ИВК относительно национальной шкалы времени UTC(SU).

По журналу событий сервера ИВК определяют смещение шкал времени сервера ИВК и УСПД.

По журналу событий УСПД определяют смещение шкал времени УСПД и счетчиков электрической энергии. Интервал времени наблюдения выбирается равным не менее 10 периодам.

Пределы смещений шкалы времени СОЕВ АИИС КУЭ относительно национальной шкалы времени UTC (SU) определяются как результирующее значение величин: измеренного значения смещения шкалы времени сервера ИВК относительно национальной шкалы времени UTC(SU), смещения шкал времени сервера ИВК – УСПД, УСПД – счетчики электрической энергии.

10.4.2 Пределы смещений шкалы времени СОЕВ АИИС КУЭ относительно национальной шкалы времени UTC (SU) определяются по формуле:

$$\Delta\tau = \pm 1,1 \sqrt{\Delta\tau_{\text{ивк}}^2 + \Delta\tau_{\text{успд}}^2 + \Delta\tau_{\text{сч}}^2 + (\sigma_{\text{сч}} \cdot T_{\text{сч}})^2}, \quad (1)$$

где $\Delta\tau_{\text{ивк}}$ – предельное смещение шкалы времени сервера ИВК относительно национальной шкалы времени UTC(SU), с;

$\Delta\tau_{\text{сч}}$ – предельное смещение шкалы времени счетчика относительно УСПД, при превышении которого производится коррекция, с;

$\Delta\tau_{\text{успд}}$ – предельное смещение шкалы времени УСПД относительно шкалы времени сервера ИВК, с;

$\sigma_{\text{сч}}$ – изменение хода часов счетчика с учетом предельных значений температур, указанных в рабочих условиях эксплуатации, с;

$T_{\text{сч}}$ – период синхронизации счетчика, сут.

11 Подтверждение соответствия средства измерений метрологическим требованиям

11.1 Проверка измерительных компонентов АИИС КУЭ

11.1.1 Проверяют наличие свидетельств о поверке и срок их действия для всех измерительных компонентов: измерительных трансформаторов тока и напряжения, счетчиков электрической энергии, устройств сбора и передачи данных, устройств синхронизации времени/наличие сведений о поверке в ФГИС «Аршин». При обнаружении просроченных свидетельств о поверке измерительных компонентов/отсутствия сведений о поверке в ФГИС «Аршин» дальнейшие операции по поверке ИК, в который они входят, выполняют после поверки этих измерительных компонентов.

Допускается при обнаружении просроченных свидетельств о поверке измерительных компонентов ИК проводить их поверку на месте эксплуатации в процессе поверки АИИС КУЭ.

Измерительные компоненты проверяются по методикам поверки, утвержденным при утверждении их типа.

11.1.2 Проверяют правильность расположения измерительных компонентов, правильность

схем подключения измерительных трансформаторов тока (ТТ) и измерительных трансформаторов напряжения (ТН) к счетчикам электрической энергии; правильность прокладки проводных линий связи по проектной документации на АИИС КУЭ.

11.1.3 Проверяют соответствие типов фактически используемых измерительных компонентов типам, указанным в описании типа АИИС КУЭ и/или паспорте (формуляре).

11.1.4 В случае выявления несоответствий по пунктам 11.1.1 - 11.1.3 поверку приостанавливают до устранения выявленных несоответствий. В случае невозможности устранения выявленных несоответствий АИИС КУЭ в части неисправных ИК бракуется.

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

11.2 В случае выявления несоответствий по пунктам 8.3.1 - 8.3.4 процедуру проверки приостанавливают до устранения данных несоответствий. В случае невозможности устранения выявленных несоответствий АИИС КУЭ в части неисправных ИК бракуется.

11.3 В случае выявления 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.

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

11.5 В случае выявления несоответствий по пунктам 8.6.1 - 8.6.3 процедуру проверки приостанавливают до устранения данных несоответствий. В случае невозможности устранения выявленных несоответствий АИИС КУЭ в части неисправных ИК бракуется.

11.6 В случае выявления несоответствий по пунктам 9.1 - 9.2 АИИС КУЭ считается не прошедшей поверку и признается непригодной к применению.

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

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

11.10 При превышении значения падения напряжения в линии связи счетчика с измерительным трансформатором напряжения более $\pm 0,25$ % операции проверки приостанавливают до устранения данных несоответствий. В случае невозможности устранения выявленных несоответствий АИИС КУЭ в части неисправных ИК бракуется.

11.11 В случае если значение смещения шкал времени компонентов СОЕВ относительно источника точного времени полученного по п. 10.4.1 и значения по п. 10.4.2 больше значения указанного в описании типа АИИС КУЭ в части неисправных ИК бракуется.

12 Оформление результатов поверки

12.1 Сведения о результатах поверки АИИС КУЭ передаются в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений.

12.2 Результаты поверки АИИС КУЭ оформляются в соответствии с Приказом Минпромторга России от 31.07.2020 г. № 2510 «Об утверждении Порядка проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержанию о поверке» с обязательным указанием перечня ИК, состава ИК (наименование и тип измерительного компонента, регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений, класс точности, заводской номер, для счетчиков электрической энергии, также указывается условное обозначение модификации и варианта исполнения). Нанесение знака поверки на корпус АИИС КУЭ не предусмотрено.

12.3 Действия по соблюдению требований по защите АИИС КУЭ от несанкционированного вмешательства проводятся в соответствии с пп. 8.3, 8.4, 8.5, 10.1, 10.2. При наличии несоответствий хотя бы по одному из пунктов для каждого ИК, дальнейшие операции по поверке данного ИК прекращаются, АИИС КУЭ признается непригодной в части этих ИК.

Начальник отдела 206.1
ФГБУ «ВНИИМС»

Начальник сектора отдела 206.1
ФГБУ «ВНИИМС»



С. Ю. Рогожин

Н. Н. Лагутина