

**ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«ЭНЕРГОКОМПЛЕКС»**

СОГЛАСОВАНО:

Директор

ООО «Энергокомплекс»

Э. Л. Лазарева

08

2025 г.



Государственная система обеспечения единства измерений

**Система автоматизированная
информационно-измерительная коммерческого
учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ»
для энергоснабжения потребителей
в границах Саратовской области**

**Методика поверки
МП-312235-286-2025**

Магнитогорск
2025

Содержание

| | |
|--|----|
| 1 ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ..... | 3 |
| 2 ПЕРЕЧЕНЬ ОПЕРАЦИЙ ПОВЕРКИ АИИС КУЭ..... | 4 |
| 3 ТРЕБОВАНИЯ К УСЛОВИЯМ ПРОВЕДЕНИЯ ПОВЕРКИ..... | 5 |
| 4 ТРЕБОВАНИЯ К СПЕЦИАЛИСТАМ, ОСУЩЕСТВЛЯЮЩИМ ПОВЕРКУ | 5 |
| 5 МЕТРОЛОГИЧЕСКИЕ И ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ К СРЕДСТВАМ ПОВЕРКИ .. | 6 |
| 6 ТРЕБОВАНИЯ (УСЛОВИЯ) ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ БЕЗОПАСНОСТИ ПРОВЕДЕНИЯ ПОВЕРКИ..... | 9 |
| 7 ВНЕШНИЙ ОСМОТР СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ..... | 9 |
| 8 ПОДГОТОВКА К ПОВЕРКЕ И ОПРОБОВАНИЕ СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ | 10 |
| 9 Проверка программного обеспечения СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ | 10 |
| 10 ОПРЕДЕЛЕНИЕ МЕТРОЛОГИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ | 12 |
| 11 ПОДТВЕРЖДЕНИЕ СООТВЕТСТВИЯ СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ МЕТРОЛОГИЧЕСКИМ ТРЕБОВАНИЯМ | 13 |
| 12 ОФОРМЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ПОВЕРКИ..... | 18 |

Настоящая методика распространяется на измерительные каналы (далее - ИК) системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» для энергоснабжения потребителей в границах Саратовской области (далее - АИИС КУЭ), заводской номер 310, предназначенный для измерений активной и реактивной электроэнергии и мощности, потребленной за установленные интервалы времени отдельными технологическими объектами, сбора, хранения и обработки полученной информации. Результаты измерений системы могут быть использованы для коммерческих расчетов.

1 ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

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

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

Первичную поверку системы проводят после утверждения типа АИИС КУЭ. Допускается при поверке использовать положительные результаты испытаний по опробованию методики поверки. При этом результаты поверки АИИС КУЭ оформляются только после утверждения типа АИИС КУЭ.

Измерительные компоненты АИИС КУЭ поверяют 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.).

АИИС КУЭ имеет прослеживаемость к ГЭТ 175-2023 «Государственному первичному специальному эталону единиц коэффициента масштабного преобразования и угла фазового сдвига электрического напряжения переменного тока промышленной частоты в диапазоне от $0,1/\sqrt{3}$ до $750/\sqrt{3}$ кВ и единиц электрической емкости и тангенса угла потерь на напряжении переменного тока промышленной частоты в диапазоне от 1 до 500 кВ», ГЭТ 152-2018 «Государственному первичному эталону единиц коэффициентов преобразования силы электрического тока», ГЭТ 1-2022 «Государственному первичному эталону единиц времени, частоты и национальной шкалы времени», ГЭТ 153-2019 «Государственному первичному эталону единицы электрической мощности в диапазоне частот от 1 до 2500 Гц».

Первичную 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 оформляется свидетельство о поверке системы с перечнем поверенных ИК.

2 ПЕРЕЧЕНЬ ОПЕРАЦИЙ ПОВЕРКИ АИИС КУЭ

При проведении поверки выполняют 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 программного обеспечения средства измерений | Да | Да | 9 |
| 4. Определение метрологических характеристик средства измерений | Да | Да | 10 |
| 5. Подтверждение соответствия средства измерений метрологическим требованиям | Да | Да | 11 |
| 6. Проверка соответствия измерительных компонентов АИИС КУЭ | Да | Да | 11.1 |
| 7. Проверка счетчиков электрической энергии | Да | Да | 11.2 |
| 8. Проверка УСПД | Да | Да | 11.3 |
| 9. Проверка функционирования центральных компьютеров (серверов) АИИС КУЭ | Да | Да | 11.4 |
| 10. Проверка функционирования вспомогательных устройств | Да | Да | 11.5 |
| 11. Проверка нагрузки вторичных цепей измерительных трансформаторов тока | Да | Да | 11.6 |
| 12. Проверка нагрузки вторичных цепей измерительных трансформаторов напряжения | Да | Да | 11.7 |
| 13. Проверка падения напряжения в линии связи между вторичной обмоткой ТН и счетчиков | Да | Да | 11.8 |
| 14. Проверка системы обеспечения единого времени | Да | Да | 11.9 |
| 15. Проверка отсутствия ошибок информационного обмена | Да | Да | 11.10 |
| 16. Оформление результатов поверки | Да | Да | 12 |

3 ТРЕБОВАНИЯ К УСЛОВИЯМ ПРОВЕДЕНИЯ ПОВЕРКИ

Условия проведения поверки должны соответствовать требованиям, установленным ГОСТ 8.395-80 «Государственная система обеспечения единства измерений. Нормальные условия измерений при поверке. Общие требования», а также требованиям общих технических условий, технических условий и эксплуатационной документации поверяемого средства измерений, требованиям правил содержания и применения применяемых для поверки эталонов и требованиям эксплуатационных документов применяемых для поверки средств измерений и вспомогательных технических средств.

4 ТРЕБОВАНИЯ К СПЕЦИАЛИСТАМ, ОСУЩЕСТВЛЯЮЩИМ ПОВЕРКУ

4.1 К проведению поверки АИИС КУЭ допускают поверителей, изучивших настоящую методику поверки и руководство пользователя и/или паспорт на АИИС КУЭ, имеющих стаж работы по данному виду измерений не менее 1 года.

4.2 Определение погрешности системного времени системы и отсутствия ошибок информационного обмена осуществляется персоналом, прошедшим обучение по данному виду измерений, изучившим вышеуказанные документы, а также руководство пользователя по работе с радиочасами «МИР РЧ-02-00»/ блоком коррекции времени "ЭНКС-2", принимающих сигналы спутниковой навигационной системы ГЛОНАСС или Global Positioning System (GPS).

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 «ГСИ. 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 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 документы по поверке счетчиков 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 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

Обязательные метрологические и технические требования к средствам поверки АИИС КУЭ отсутствуют.

При проведении поверки применяют основные средства измерений и вспомогательные устройства, в соответствии с методиками поверки, указанными в описаниях типа на измерительные компоненты АИИС КУЭ, а также средства поверки приведенные в таблице 2.

Таблица 2 – Основные метрологические характеристики эталонов и испытательного оборудования

| Операции поверки, требующие применения средств поверки | Метрологические и технические требования к средствам поверки, необходимые для проведения поверки | Перечень рекомендуемых средств поверки |
|---|---|--|
| 1 | 2 | 3 |
| п. 3 Контроль условий поверки | <p>Средства измерений температуры окружающей среды в диапазоне измерений от -30 °C до -10 °C с абсолютной погрешностью ±0,5 °C;</p> <p>Средства измерений температуры окружающей среды в диапазоне измерений от -10 °C до +15 °C с абсолютной погрешностью ±0,3 °C;</p> <p>Средства измерений температуры окружающей среды в диапазоне измерений от +15 °C до +25 °C с абсолютной погрешностью ±0,2 °C;</p> <p>Средства измерений температуры окружающей среды в диапазоне измерений от +25 °C до +45 °C с абсолютной погрешностью ±0,3 °C;</p> <p>Средства измерений температуры окружающей среды в диапазоне измерений от +45 °C до +60 °C с абсолютной погрешностью ±0,5 °C;</p> <p>Средства измерений относительной влажности воздуха в диапазоне от 5 % до 98 % с абсолютной погрешностью ±3 %;</p> <p>Средства измерений атмосферного давления в диапазоне от 70 до 120 кПа с абсолютной погрешностью при температурах от -30 до +5 °C, ±0,4 кПа; от +5 до +60 °C ±0,2 кПа;</p> | Измеритель-регистратор параметров микроклимата ТКА-ПКЛ (26)-Д, рег. № 76454-19 |
| п. 11.2 Проверка счетчиков электрической энергии | - | Переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы с счетчиками |
| п. 11.3 Проверка УСПД | - | Переносной компьютер с ПО |
| п. 11.5 Проверка функционирования вспомогательных устройств | - | Переносной компьютер с ПО |

Продолжение таблицы 2

| 1 | 2 | 3 |
|---|--|---|
| п. 11.6 Проверка нагрузки вторичных цепей измерительных трансформаторов тока | Средства измерений напряжения в диапазоне измерений действующего значения напряжения от $0,01 \cdot U_h$ до $1,5 \cdot U_h$ с относительной погрешностью $\pm [0,1+0,01((U_h/U) - 1)] \%$; Средства измерений силы тока в диапазоне измерений действующего значения тока от $0,005 \cdot I_h$ до $1,5 \cdot I_h$ с относительной погрешностью $\pm [0,1+0,01((I_h/I) - 1)] \%$; | Приборы для измерения электроэнергетических величин и показателей качества электрической энергии, Энергомонитор-3.3Т1, рег. № 39952-08; |
| п. 11.7 Проверка нагрузки вторичных цепей измерительных трансформаторов напряжения | Средства измерений силы тока в диапазоне измерений действующего значения тока от $0,05 \cdot I_h$ до $1,5 \cdot I_h$ с относительной погрешностью $\pm [0,5+0,05((I_h/I) - 1)] \%$; | |
| п. 11.8 Проверка падения напряжения в линии связи между вторичной обмоткой ТН и счетчиков | Средства измерений частоты переменного тока в диапазоне измерений от 45 до 75 Гц с абсолютной погрешностью $\pm 0,01$ Гц; Средства измерений напряжения в диапазоне измерений действующего значения напряжения от $0,01 \cdot U_h$ до $1,2 \cdot U_h$ с относительной погрешностью $\pm [0,1+0,002((1,2U_h/U) - 1)] \%$, при $U_h > 2B$, $\pm [0,015+0,003((1,2U_h/U) - 1)] \%$, при $U_h \leq 2B$; Средства измерений силы тока в диапазоне измерений действующего значения тока от $0,1 \cdot I_h$ до $1,2 \cdot I_h$ с относительной погрешностью $\pm [0,01+0,002((1,2I_h/I) - 1)] \%$; Средства измерений частоты переменного тока в диапазоне измерений от 40 до 70 Гц с абсолютной погрешностью $\pm 0,001$ Гц; Средства измерений напряжения в диапазоне измерений действующего значения напряжения от 0 до 460 В с относительной погрешностью $\pm [1+0,1((U_h/U) - 1)] \%$; Средства измерений силы тока в диапазоне измерений действующего значения переменного тока от 0 до 10 А с относительной погрешностью $\pm [1+0,1((I_h/I) - 1)] \%$; Средства измерений частоты переменного тока в диапазоне измерений от 45 до 65 Гц с относительной погрешностью $\pm 0,1 \%$; Средства измерений угла сдвига фаз в диапазоне измерений от -180 до $+180$ градусов с абсолютной приведенной погрешностью $\pm 3,6 \%$ | Энергомонитор-3.1КМ, рег. № 52854-13; Вольтамперфазометры ПАРМА ВАФ-А, рег. № 22029-05 |

Продолжение таблицы 2

| 1 | 2 | 3 |
|--|---|--|
| п. 11.9 Проверка системы обеспечения единого времени | Пределы допускаемой абсолютной погрешности синхронизации фронта выходного импульса 1 Гц относительно шкалы координированного времени UTC(SU) ± 500 нс | Радиочасы МИР РЧ-02, рег. № 46656-22; Переносной компьютер с ПО |
| п. 11.10 Проверка отсутствия ошибок информационного обмена | - | Переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы с счетчиками |

Примечание – Допускается использовать при поверке другие утвержденные и аттестованные эталоны единиц величин, средства измерений утвержденного типа и поверенные, удовлетворяющие метрологическим требованиям, указанным в таблице.

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 иметь действующие свидетельства о поверке.

6 ТРЕБОВАНИЯ (УСЛОВИЯ) ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ БЕЗОПАСНОСТИ ПРОВЕДЕНИЯ ПОВЕРКИ

6.1 При проведении поверки должны быть соблюдены требования безопасности, установленные ГОСТ 12.2.007.0-75, ГОСТ 12.2.007.3-75, Приказом Минтруда РФ от 15.12.2020 г. № 903н «Об утверждении правил 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 и вспомогательные средства поверки должны соответствовать требованиям ГОСТ 12.2.003-91, ГОСТ 12.2.007.3-75, ГОСТ 12.2.007.0-75.

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

7 ВНЕШНИЙ ОСМОТР СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

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

7.2 Проверяют размещение измерительных компонентов, наличие шильдиков и маркировку компонентов, правильность схем подключения трансформаторов 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 паспорте-формуляре АИИС КУЭ.

7.4 Проверяют отсутствие следов коррозии и нагрева в местах подключения проводных

линий.

При обнаружении несоответствий по п. 7 дальнейшие операции по поверке ИК приостанавливают до устранения выявленных несоответствий. В случае невозможности устранения выявленных несоответствий АИИС КУЭ в части неисправных ИК бракуется и выписывается извещение о непригодности.

8 ПОДГОТОВКА К ПОВЕРКЕ И ОПРОБОВАНИЕ СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

8.1 Для проведения поверки представляют следующие копии документов:

– руководство пользователя АИИС КУЭ;

– описание типа АИИС КУЭ;

– паспорта (формуляры) с отметкой о поверке и/или свидетельства о поверке средств измерений (измерительных компонентов), входящих в состав ИК, и/или ссылки на записи сведений о поверке средств измерений (измерительных компонентов), входящих в состав ИК, в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений;

– паспорта-протоколы на ИК;

– формуляр АИИС КУЭ;

8.2 Перед проведением поверки на месте эксплуатации АИИС КУЭ выполняют следующие подготовительные работы:

– проводят организационно-технические мероприятия по обеспечению безопасности поверочных работ в соответствии с действующими правилами и ПУЭ;

– проводят организационно-технические мероприятия по доступу поверителей и персонала энергообъектов к местам установки измерительных трансформаторов, счетчиков электроэнергии, УСПД, серверам АИИС КУЭ для проведения работ по п.п. 7.1, 11.2, 11.3, 11.4, 11.5;

– организуют рабочее место для поверителя, для проведения работ по п.п. 11.1, 11.5, 11.6, 11.7, 11.8, 11.9;

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

8.3 Процедуры по опробованию средства измерений предусмотрены в эксплуатационной документации.

9 ПРОВЕРКА ПРОГРАММНОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

9.1 Проводится проверка соответствия заявленных идентификационных данных программного обеспечения, указанных в описании типа:

– идентификационное наименование программного обеспечения;

– номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения;

– цифровой идентификатор метрологически значимой части программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода);

– алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения.

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

Р 50.2.077-2014 «ГСИ. Испытания средств измерений в целях утверждения типа. Проверка защиты программного обеспечения».

9.3 Идентификация ПО СИ реализуется следующими методами:

- с помощью ПО СИ или аппаратно-программных средств, разработанных организацией – разработчиком СИ (ПО СИ);

- с использованием специальных протестированных (аттестованных, сертифицированных) аппаратно-программных средств и/или протестированного (аттестованного, сертифицированного) ПО.

9.4 ПО считается подтвержденным, если идентификационное наименование ПО, номер версии (идентификационный номер) ПО, цифровой идентификатор ПО соответствуют приведенным в описании типа на АИИС КУЭ.

В противном случае АИИС КУЭ считается не прошедшей поверку и признается непригодной к применению.

10 ОПРЕДЕЛЕНИЕ МЕТРОЛОГИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

10.1 Границы интервала основной погрешности измерительно-информационного комплекса электроэнергии рассчитывают для вероятности $P=0,95$ для нормальных условий.

В качестве нормальных условий используют данные, предусмотренные технической документацией на АИИС КУЭ.

10.2 Границы интервала основной относительной погрешности ИК активной электроэнергии вычисляют по формуле (1):

$$\delta_{IK0A} = \pm 1,1 \sqrt{\delta_{TT}^2 + \delta_{TH}^2 + \delta_{\theta_A}^2 + \delta_L^2 + \delta_{OC}^2}, \quad (1)$$

где δ_{IK0A} - границы интервала основной относительной погрешности ИК активной электроэнергии в % для вероятности 0,95;

δ_{TT} - предел допускаемой относительной погрешности по амплитуде трансформатора тока (ТТ) в %;

δ_{TH} - предел допускаемой относительной погрешности по амплитуде трансформатора напряжения (ТН) в %;

δ_{θ_A} - границы интервала относительной погрешности измерения активной электроэнергии, обусловленной угловыми погрешностями измерительных трансформаторов в %;

δ_L - предел допускаемой относительной погрешности, обусловленной потерями напряжения в линии связи между ТН и счетчиком в %;

δ_{OC} - предел допускаемой основной относительной погрешности счетчика электроэнергии в %.

Границы интервала суммарной абсолютной угловой погрешности θ в минутах и границы интервала относительной погрешности δ_{θ_A} в % определяются по формулам:

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

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

где θ_T и θ_U - пределы допускаемых угловых погрешностей ТТ и ТН в минутах, соответственно;

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

10.3 Границы интервала погрешности ИК в рабочих условиях эксплуатации рассчитывают для вероятности 0,95. В качестве рабочих условий используют данные, предусмотренные технической документацией на АИИС КУЭ.

10.4 Границы интервала относительной погрешности ИК активной электроэнергии в рабочих условиях вычисляют по формуле (4):

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

где δ_{IKpA} - границы интервала относительной погрешности ИК активной электроэнергии в % для вероятности 0,95;

$\delta_{TT}, \delta_{TH}, \delta_{\theta_A}, \delta_L, \delta_{OC}$ - те же величины, что и в формуле 1;

δ_{don_i} - предел относительной допускаемой дополнительной погрешности счетчика электроэнергии в рабочих условиях от i -ой влияющей величины;
 m - общее число влияющих величин.

10.5 Границы интервала основной относительной погрешности ИК реактивной электроэнергии вычисляют по формуле (5):

$$\delta_{IK_{0P}} = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\delta_{TT}^2 + \delta_{TH}^2 + \delta_{\theta P}^2 + \delta_{\pi}^2 + \delta_{OC}^2}, \quad (5)$$

где $\delta_{IK_{0P}}$ - границы интервала основной относительной погрешности ИК реактивной электроэнергии в % для вероятности 0,95;

$\delta_{\theta P}$ - границы интервала относительной погрешности измерения реактивной электроэнергии, обусловленной угловыми погрешностями измерительных трансформаторов в %;

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

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

10.6 Границы интервала относительной погрешности ИК реактивной электроэнергии в рабочих условиях вычисляют по формуле (7)

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

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

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

11 ПОДТВЕРЖДЕНИЕ СООТВЕТСТВИЯ СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ МЕТРОЛОГИЧЕСКИМ ТРЕБОВАНИЯМ

11.1 Проверка соответствия измерительных компонентов АИИС КУЭ

11.1.1 Проверяют правильность расположения и монтажа средств измерений (измерительных компонентов), правильность схем подключения ТТ и ТН к счетчикам электрической энергии, правильность прокладки проводных линий связи по проектной документации на АИИС КУЭ.

11.1.2 Проверяют соответствие типов и заводских номеров фактически используемых средств измерений (измерительных компонентов) типам, заводским номерам, указанным в паспорте-формуляре АИИС КУЭ.

11.1.3 Проверяют наличие свидетельств о поверке и срок их действия для всех средств измерений (измерительных компонентов): измерительных трансформаторов тока и напряжения, счетчиков электрической энергии, СОЕВ. При выявлении просроченных свидетельств о поверке средств измерений (измерительных компонентов) дальнейшие операции по поверке АИИС КУЭ,

в части ИК, в которые они входят, приостанавливаются и выполняются после поверки этих средств измерений (измерительных компонентов).

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

При обнаружении несоответствий по п. 11.1 дальнейшие операции по поверке ИК приостанавливают до устранения выявленных несоответствий. В случае невозможности устранения выявленных несоответствий АИИС КУЭ в части неисправных ИК бракуется и выписывается извещение о непригодности.

11.2 Проверка счетчиков электрической энергии

11.2.1 Проверяют наличие и сохранность пломб поверительных и энергосбытовых организаций на счетчике и испытательной коробке. Проверяют правильность подключения счетчиков к цепям тока и напряжения. При отсутствии паспортов-протоколов на ИК или нарушении (отсутствии) пломб проверяют правильность подключения счетчиков к цепям тока и напряжения (соответствие схем подключения – схемам, приведенным в паспорте на счетчик). Проверяют последовательность чередования фаз с помощью измерителя напряжения с токовыми клещами.

11.2.2 Проверяют работу всех сегментов индикаторов, отсутствие предупреждений, прокрутку параметров в заданной последовательности.

11.2.3 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.

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

При обнаружении несоответствий по п. 11.2 дальнейшие операции по поверке ИК приостанавливают до устранения выявленных несоответствий. В случае невозможности устранения выявленных несоответствий АИИС КУЭ в части неисправных ИК бракуется и выписывается извещение о непригодности.

11.3 Проверка УСПД

11.3.1 Проверяют наличие и сохранность пломб поверительных и энергосбытовых организаций на УСПД. При отсутствии или нарушении пломб проверяют правильность подсоединения УСПД.

11.3.2 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.

11.3.3 Проверяют программную защиту УСПД от несанкционированного доступа.

При наличии несоответствий по п. 11.3 дальнейшие операции по поверке ИК прекращаются, АИИС КУЭ бракуется и выписывается извещение о непригодности.

11.4 Проверка функционирования центральных компьютеров (серверов) АИИС КУЭ

11.4.1 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.

11.4.2 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».

11.4.3 Проводят опрос текущих показаний всех счетчиков электроэнергии.

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

11.4.5 Проверяют правильность функционирования ИВК в соответствии с его эксплуатационной документацией с помощью тестового программного обеспечения. Проверка считается успешной, если все подсоединеные к ИВК счетчики опрошены и нет сообщений об ошибках.

11.4.6 Проверяют программную защиту ИВК от несанкционированного доступа.

11.4.7 Проверяют правильность значений коэффициентов трансформации измерительных трансформаторов, хранящихся в памяти ИВК.

При обнаружении несоответствий по п. 11.4 дальнейшие операции по поверке ИК приостанавливают до устранения выявленных несоответствий. В случае невозможности устранения выявленных несоответствий АИИС КУЭ в части неисправных ИК бракуется и выписывается извещение о непригодности.

11.5 Проверка функционирования вспомогательных устройств

11.5.1 Проверка функционирования модемов и сетевого оборудования ЛВС

Проверяют функционирование модемов и сетевого оборудования ЛВС, используя коммуникационные возможности ПО серверов сбора данных АИИС КУЭ. Модемы и сетевое оборудование ЛВС считаются исправными в составе комплекса, если были установлены коммутируемые соединения и по установленным соединениям успешно прошел опрос счетчиков при проверке по п. 11.4.2.

При обнаружении несоответствий по п. 11.5 дальнейшие операции по поверке ИК приостанавливают до устранения выявленных несоответствий. В случае невозможности устранения выявленных несоответствий АИИС КУЭ в части неисправных ИК бракуется и выписывается извещение о непригодности.

11.6 Проверка нагрузки вторичных цепей измерительных трансформаторов тока

11.6.1 Проверяют наличие и сохранность пломб поверительных и энергосбытовых организаций на клеммных соединениях, имеющихся на линии связи ТТ со счетчиком. Проверяют наличие паспортов-протоколов, подтверждающих правильность подключения вторичных обмоток ТТ. При отсутствии таких документов проверяют правильность подключения вторичных обмоток ТТ.

11.6.2 Проверяют наличие данных измерений мощности нагрузки вторичных цепей ТТ по МИ 3196-2018 с оформлением паспортов-протоколов по форме Приложения №11.3 к Положению

о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка. Срок проведения ревизии ИК, а также утверждения паспортов-протоколов должен быть не более 1 года до момента проведения поверки.

11.6.3 При отсутствии паспортов-протоколов измеряют мощность нагрузки вторичных цепей ТТ, которая должна находиться в диапазоне, указанном в ГОСТ 7746 и/или в описании типа средств измерений на конкретный тип ТТ.

Измерение мощности вторичной нагрузки ТТ проводят в соответствии с МИ 3196-2018.

Допускается измерение мощности нагрузки вторичных цепей ТТ не проводить, если такое измерение проводилось при составлении паспорта-протокола на данный ИК в течении истекающего межповерочного интервала системы. Результаты проверки считают положительными, если паспорт-протокол подтверждает выполнение указанного выше условия для ТТ.

Допускается мощность нагрузки определять расчетным путем.

Допускается проведение измерений в соответствии с другими аттестованными методиками измерений.

При обнаружении несоответствий по п. 11.6 дальнейшие операции по поверке ИК приостанавливают до устранения выявленных несоответствий. В случае невозможности устранения выявленных несоответствий АИИС КУЭ в части неисправных ИК бракуется и выписывается извещение о непригодности.

11.7 Проверка нагрузки вторичных цепей измерительных трансформаторов напряжения

11.7.1 Проверяют наличие и сохранность пломб поверительных и энергосбытовых организаций на клеммных соединениях, имеющихся на линии связи ТН со счетчиком. Проверяют наличие паспортов-протоколов, подтверждающих правильность подключения первичных и вторичных обмоток ТН. При отсутствии таких документов или нарушении (отсутствии) пломб проверяют правильность подключения первичных и вторичных обмоток ТН.

11.7.2 Проверяют наличие данных измерений мощности нагрузки вторичных цепей ТН по МИ 3195-2018 с оформлением паспортов-протоколов по форме Приложения №11.3 к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка. Срок проведения ревизии ИК, а также утверждения паспортов-протоколов должен быть не более 1 года до момента проведения поверки.

11.7.3 При отсутствии паспортов-протоколов измеряют мощность нагрузки вторичных цепей ТН, которая должна находиться в диапазоне, указанном в ГОСТ 1983 и/или в описании типа средств измерений на конкретный тип ТН.

Измерение мощности вторичной нагрузки ТН проводят в соответствии с МИ 3195-2018.

Допускается измерение мощности нагрузки вторичных цепей ТН не проводить, если такое измерение проводилось при составлении паспорта-протокола на данный ИК в течении истекающего межповерочного интервала системы. Результаты проверки считают положительными, если паспорт-протокол подтверждает выполнение указанного выше условия для ТН.

Допускается мощность нагрузки определять расчетным путем.

Допускается проведение измерений в соответствии с другими аттестованными методиками измерений.

При обнаружении несоответствий по п. 11.7 дальнейшие операции по поверке ИК

приостанавливают до устранения выявленных несоответствий. В случае невозможности устранения выявленных несоответствий АИИС КУЭ в части неисправных ИК бракуется и выписывается извещение о непригодности.

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

Проверяют наличие данных измерений падения напряжения U_l в проводной линии связи для каждой фазы по утвержденному документу МИ 3598-2018 с оформлением паспортов-протоколов по форме Приложения №11.3 к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка. Паспорта-протоколы должны быть оформлены не ранее, чем за 1 год до проведения поверки ИК. Падение напряжения не должно превышать 0,25 % от номинального значения на вторичной обмотке ТН.

Допускается измерение падения напряжения в линии связи счетчика с ТН не проводить, если такое измерение проводилось при составлении паспорта-протокола на данный ИК в течении истекающего межповерочного интервала системы. Результаты проверки считают положительными, если паспорт-протокол подтверждает выполнение указанного выше требования.

Допускается падение напряжения в линии связи счетчика с ТН определять расчетным путем.

Допускается проведение измерений в соответствии с другими аттестованными методиками измерений.

При обнаружении несоответствий по п. 11.8 дальнейшие операции по поверке ИК приостанавливают до устранения выявленных несоответствий. В случае невозможности устранения выявленных несоответствий АИИС КУЭ в части неисправных ИК бракуется и выписывается извещение о непригодности.

11.9 Проверка системы обеспечения единого времени

11.9.1 Блок коррекции времени ЭНКС-2 к переносному компьютеру с ПО. Сверяют показания радиочасов с показаниями часов серверов АИИС КУЭ, получающих сигналы точного времени от устройств синхронизации системного времени, путём сравнения времени переносного компьютера с ПО и серверов АИИС КУЭ. Расхождение показаний радиочасов с часами серверов АИИС КУЭ не должно превышать ± 1 с.

11.9.2 Распечатывают журналы событий УСПД ОАО «РЖД», выделив события, соответствующие сличению часов УСПД и сервера ОАО «РЖД». Расхождение времени часов УСПД и сервера ОАО «РЖД» в момент, предшествующий коррекции, не должно превышать ± 2 с.

11.9.3 Распечатывают журналы событий счетчиков, выделив события, соответствующие сличению часов счетчиков и часов УСПД. Расхождение времени часов счетчиков и часов УСПД в момент, предшествующий коррекции, не должно превышать ± 2 с.

В случае использования резервного канала связи стандарта GSM распечатывают журнал событий счетчиков, выделив события, соответствующие сличению часов счетчиков и часов сервера. Расхождение времени часов счетчика и часов сервера в момент, предшествующий коррекции не должно превышать ± 3 с.

11.9.4 Допускаемая погрешность СОЕВ не превышает ± 5 с.

При обнаружении несоответствий по п. 11.9 дальнейшие операции по поверке ИК прекращаются, АИИС КУЭ в части неисправных ИК бракуется и выписывается извещение о непригодности.

11.10 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 в памяти сервера БД АИИС КУЭ.

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

11.10.1 На центральном компьютере (сервере БД) системы распечатывают значения активной и реактивной электрической энергии, зарегистрированные с 30-ти минутным интервалом и профиль нагрузки 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.

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

11.10.3 Используя переносной компьютер, считывают через оптопорт профиль нагрузки за полные предшествующие дню проверки 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) полученные по п. 11.10.2 не должно превышать двух единиц младшего разряда учтенного значения.

11.10.4 Рекомендуется вместе с проверкой по п. 11.10.3 в реальном режиме времени сличить показания счетчика по активной и реактивной электрической энергии строго в конце получаса (часа) 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.

При обнаружении несоответствий по п. 11.10 дальнейшие операции по поверке ИК прекращаются, АИИС КУЭ в части неисправных ИК бракуется и выписывается извещение о непригодности.

12 ОФОРМЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ПОВЕРКИ

12.1 На основании положительных результатов по пунктам разделов 7 - 11 методики поверки (в том числе на основании положительных результатов проверок по пунктам 11.2-11.4, подтверждающих, что конструкция АИИС КУЭ обеспечена защитой от несанкционированного доступа к счетчикам, УСПД, УССВ и серверам системы в целях предотвращения несанкционированной настройки и вмешательства, которые могут привести к искажению результатов измерений) оформляют свидетельство о поверке АИИС КУЭ в соответствии с Приказом Минпромторга России №2510 от 31 июля 2020 г. «Об утверждении Порядка проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке». В приложении к свидетельству о поверке указывают перечень и состав ИК, прошедших поверку и пригодных к применению. Протокол поверки оформляется в

произвольной форме в соответствии с требованиями аккредитованного на поверку юридического лица или индивидуального предпринимателя, проводившего поверку.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке путем нанесения оттиска поверительного клейма и (или) наклейки со штрих-кодом.

12.2 В случае, если отдельные ИК были забракованы хотя бы по одному из пунктов разделов 7 – 11 методики поверки, АИИС КУЭ признается непригодной в части ИК, не прошедших с положительным результатом поверку, или АИИС КУЭ была забракована хотя бы по одному из пунктов разделов 7-11, на нее оформляют извещение о непригодности в соответствии с Приказом Минпромторга России №2510 от 31 июля 2020 г. «Об утверждении Порядка проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке» с указанием причин непригодности. В приложении к извещению о непригодности указывается перечень ИК, непрошедших поверку и непригодных к применению.

12.3 Протокол поверки оформляется в произвольной форме в соответствии с требованиями аккредитованного на поверку юридического лица или индивидуального предпринимателя, проводившего поверку.

12.4 В ходе поверки должно быть проверено наличие защитных устройств на клеммных колодках измерительных цепей, наличие или отсутствие защитных пломб, а также наличие защиты от несанкционированного доступа на программном уровне баз данных счетчика электроэнергии и сервера системы. Результаты данной проверки фиксируются в протоколе.

Инженер-метролог
ООО «Энергокомплекс»



Ж. Х. Сабитов