

**ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ  
ИНВЕСТИЦИОННО-ИНЖИНИРИНГОВАЯ ГРУППА «КАРНЕОЛ»**

**СОГЛАСОВАНО:**

Директор  
ООО ИИП «КАРНЕОЛ»



К. Н. Поляков

М.П.

01

2022 г.

**Государственная система обеспечения единства измерений**

**Система автоматизированная  
информационно-измерительная  
коммерческого учета электрической энергии  
(АИИС КУЭ) филиала ПАО "РусГидро" - "Саяно-Шушенская  
ГЭС им. П.С. Непорожного" (Саяно-Шушенская ГЭС)**

**Методика поверки  
МП-312601-0025.21**

Магнитогорск  
2022

## Содержание

|                                                                                      |    |
|--------------------------------------------------------------------------------------|----|
| 1 ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ .....                                                              | 3  |
| 2 НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ.....                                                            | 4  |
| 3 ПЕРЕЧЕНЬ ОПЕРАЦИЙ ПОВЕРКИ СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ .....                                 | 5  |
| 4 ТРЕБОВАНИЯ К УСЛОВИЯМ ПРОВЕДЕНИЯ ПОВЕРКИ.....                                      | 6  |
| 5 ТРЕБОВАНИЯ К СПЕЦИАЛИСТАМ, ОСУЩЕСТВЛЯЮЩИМ ПОВЕРКУ .....                            | 6  |
| 6 МЕТРОЛОГИЧЕСКИЕ И ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ К СРЕДСТВАМ<br>ПОВЕРКИ .....              | 7  |
| 7 ТРЕБОВАНИЯ (УСЛОВИЯ) ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ БЕЗОПАСНОСТИ<br>ПРОВЕДЕНИЯ ПОВЕРКИ .....       | 8  |
| 8 ПОДГОТОВКА К ПОВЕРКЕ И ОПРОБОВАНИЕ СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ .....                        | 9  |
| 9 ВНЕШНИЙ ОСМОТР СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ.....                                             | 9  |
| 10 ОПРЕДЕЛЕНИЕ МЕТРОЛОГИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК СРЕДСТВА<br>ИЗМЕРЕНИЙ.....              | 10 |
| 11 ПРОВЕРКА ПРОГРАММНОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ .....                        | 11 |
| 12 ПОДТВЕРЖДЕНИЕ СООТВЕТСТВИЯ СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ<br>МЕТРОЛОГИЧЕСКИМ ТРЕБОВАНИЯМ..... | 14 |
| 13 ОФОРМЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ПОВЕРКИ .....                                              | 18 |



Настоящая методика распространяется на измерительные каналы (ИК) системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) филиала ПАО "РусГидро" - "Саяно-Шушенская ГЭС им. П.С. Непорожного" (Саяно-Шушенская ГЭС) (далее по тексту - АИИС КУЭ), заводской номер № 01, предназначенной для измерений активной и реактивной электрической энергии и мощности, потребленной за установленные интервалы времени технологическим объектом, сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации.

## 1 ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

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

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

Допускается проведение поверки АИИС КУЭ с составом ИК, непосредственно применяемых для измерений в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений.

Первичную поверку системы выполняют после проведения испытаний АИИС КУЭ с целью утверждения типа. Допускается совмещение операций первичной поверки и операций, выполняемых при испытаниях типа. Периодическую поверку системы выполняют в процессе эксплуатации АИИС КУЭ. Интервал между поверками АИИС КУЭ - раз в 4 года.

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 175-2019 «Государственный первичный специальный эталон 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 «Государственный первичный эталон единиц коэффициентов преобразования силы электрического тока», ГЭТ 1-2018 «Государственный первичный эталон единиц времени, частоты и национальной шкалы времени», ГЭТ 153-2019 «Государственный первичный эталон единицы электрической мощности в диапазоне частот от 1 до 2500 Гц».

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 оформляется свидетельство о поверке системы с перечнем поверенных ИК.

## 2 НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ

В настоящей методике использовались ссылки на следующие нормативные документы:

Приказ Минпромторга России от 28 августа 2020 г. № 2907 «Об утверждении порядка установления и изменения интервала между поверками средств измерений, порядка установления, отмены методик поверки и внесения изменений в них, требований к методикам поверки средств измерений».

Приказ Минпромторга России от 31 июля 2020 г. № 2510 «Об утверждении порядка проведения поверки средств измерений, требований к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке».

Приказ Минтруда России от 15 декабря 2020 г. № 903н «Об утверждении правил по охране труда при эксплуатации электроустановок».

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

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

ГОСТ 8.216-2011 «ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки».

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

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

ГОСТ 7746-2015 «Трансформаторы тока. Общие технические условия».

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

ГОСТ 1983-2015 «Трансформаторы напряжения. Общие технические условия».

ГОСТ 31819.22-2012 (IEC 62053-22:2003) «Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 22. Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S».

ГОСТ 31819.23-2012 (IEC 62053-23:2003) «Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Статические счетчики реактивной энергии».

ГОСТ 32144-2013 «Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. 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 «Система стандартов безопасности труда. Изделия электротехнические. Общие требования безопасности».

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

МИ 3196-2018 «ГСИ. Методика измерений мощности нагрузки измерительных



трансформаторов тока в условиях эксплуатации».

МИ 3195-2018 «ГСИ. Методика измерений мощности нагрузки измерительных трансформаторов напряжения в условиях эксплуатации».

МИ 3598-2018 «ГСИ. Методика измерений потерь напряжения в линиях соединения счетчика с трансформатором напряжения в условиях эксплуатации».

### 3 ПЕРЕЧЕНЬ ОПЕРАЦИЙ ПОВЕРКИ СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

При проведении поверки выполняют операции, указанные в таблице 1.

Таблица 1 – Операции поверки

| Наименование операции                                                                 | Номер пункта НД по поверке | Обязательность проведения операции при |                       |
|---------------------------------------------------------------------------------------|----------------------------|----------------------------------------|-----------------------|
|                                                                                       |                            | первичной поверке                      | периодической поверке |
| 1                                                                                     | 2                          | 3                                      | 4                     |
| 1. Подготовка к проведению поверки                                                    | 8                          | Да                                     | Да                    |
| 2. Внешний осмотр                                                                     | 9                          | Да                                     | Да                    |
| 3. Определение метрологических характеристик средства измерений                       | 10                         | Да                                     | Да                    |
| 4. Подтверждение соответствия средства измерений метрологическим требованиям          | 11                         | Да                                     | Да                    |
| 5. Проверка соответствия измерительных компонентов АИИС КУЭ                           | 12.1                       | Да                                     | Да                    |
| 6. Проверка счетчиков электрической энергии                                           | 12.2                       | Да                                     | Да                    |
| 7. Проверка функционирования центральных компьютеров (серверов) АИИС КУЭ              | 12.3                       | Да                                     | Да                    |
| 8. Проверка функционирования вспомогательных устройств                                | 12.4                       | Да                                     | Да                    |
| 9. Проверка нагрузки на вторичные цепи измерительных трансформаторов тока             | 12.5                       | Да                                     | Да                    |
| 10. Проверка нагрузки на вторичные цепи измерительных трансформаторов напряжения      | 12.6                       | Да                                     | Да                    |
| 11. Проверка падения напряжения в линии связи между вторичной обмоткой ТН и счетчиков | 12.7                       | Да                                     | Да                    |
| 12. Проверка погрешности часов компонентов системы                                    | 12.8                       | Да                                     | Да                    |



Продолжение таблицы 1

| 1                                                     | 2    | 3  | 4  |
|-------------------------------------------------------|------|----|----|
| 13. Проверка отсутствия ошибок информационного обмена | 12.9 | Да | Да |
| 14. Оформление результатов поверки                    | 13   | Да | Да |

#### 4 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.

#### 5 ТРЕБОВАНИЯ К СПЕЦИАЛИСТАМ, ОСУЩЕСТВЛЯЮЩИМ ПОВЕРКУ

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

5.2 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», принимающих сигналы спутниковой навигационной системы ГЛОНАСС или Global Positioning System (GPS).

5.3 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 «Государственная система обеспечения единства измерений. Методика измерений мощности нагрузки измерительных трансформаторов тока в условиях эксплуатации» и прошедшим обучение по проведению измерений в соответствии с указанным документом. Измерение проводят не менее двух специалистов, один из которых должен иметь удостоверение, подтверждающее право работы на установках 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.

5.4 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 «Государственная система обеспечения единства измерений. Методика измерений мощности нагрузки измерительных трансформаторов напряжения в условиях эксплуатации» и прошедшим обучение по проведению измерений в соответствии с указанным документом. Измерение проводят не менее двух специалистов, один из которых должен иметь



удостоверение, подтверждающее право работы на установках 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.

5.5 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 «Государственная система обеспечения единства измерений. 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.

## **6 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

| Наименование эталонов и испытательного оборудования | Основные метрологические характеристики эталонов и испытательного оборудования |                                                              |
|-----------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------|
|                                                     | Диапазон измерений                                                             | Предел допускаемой погрешности измерений                     |
| 1                                                   | 2                                                                              | 3                                                            |
| Энергомонитор-3.3Т1,<br>(рег. № 39952-08)           | Действующее значение напряжения<br>от $0,01 \cdot U_n$ до $1,5 \cdot U_n$      | относительная погрешность<br>$\pm[0,1+0,01((U_n/U) - 1)] \%$ |
|                                                     | Действующее значение тока от $0,005 \cdot I_n$ до $1,5 \cdot I_n$              | относительная погрешность<br>$\pm[0,1+0,01((I_n/I) - 1)] \%$ |
|                                                     | Действующее значение тока от $0,05 \cdot I_n$ до $1,5 \cdot I_n$               | относительная погрешность<br>$\pm[0,5+0,05((I_n/I) - 1)] \%$ |
|                                                     | частота переменного тока<br>от 45 до 75 Гц                                     | абсолютная погрешность<br>$\pm 0,01$ Гц                      |



Продолжение таблицы 2

| 1                                                                                    | 2                                                                | 3                                                         |
|--------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------|
| Вольтамперфазометр ПАРМА<br>ВАФ-А,<br>(рег. № 22029-10)                              | Действующее значение<br>напряжения<br>от 0 до 460 В              | относительная погрешность<br>$\pm[1+0,1((U_n/U) - 1)] \%$ |
|                                                                                      | действующее значение<br>силы переменного тока<br>от 0 до 10 А    | относительная погрешность<br>$\pm[1+0,1((I_n/I) - 1)] \%$ |
|                                                                                      | частота переменного тока<br>от 45 до 65 Гц                       | относительная погрешность<br>$\pm 0,1 \%$                 |
|                                                                                      | угол сдвига фаз<br>от -180 до +180 градусов                      | абсолютная приведенная<br>погрешность $\pm 3,6 \%$        |
| Измеритель влажности и<br>температуры ИВТМ-7 М 3-Д<br>(рег. № 71394-18)              | температуры<br>от -45 °С до +60 °С                               | $\pm 0,5 \text{ } ^\circ\text{C}$                         |
|                                                                                      | относительной влажности<br>от 0 % до 99 %                        | $\pm 2 \%$ ,                                              |
|                                                                                      | атмосферного давления<br>от 840 до 1060 гПа                      | $\pm 3 \text{ гПа}$ ;                                     |
| Радиочасы<br>«МИР РЧ-02-00»<br>(рег. № 46656-11)                                     | Абсолютная погрешность привязки к шкале UTC $\pm 35 \text{ мкс}$ |                                                           |
| Переносной компьютер с ПО и<br>оптический преобразователь для<br>работы с счетчиками | -                                                                |                                                           |

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 и/или сведения о результатах поверки в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений.

## 7 ТРЕБОВАНИЯ (УСЛОВИЯ) ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ БЕЗОПАСНОСТИ ПРОВЕДЕНИЯ ПОВЕРКИ

7.1 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.

7.2 Эталонные средства измерений, вспомогательные средства поверки и оборудование должны соответствовать требованиям ГОСТ 12.2.003-91, ГОСТ 12.2.007.3-75, ГОСТ 12.2.007.0-75, ГОСТ Р 51321.1-2007.



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

## **8 ПОДГОТОВКА К ПОВЕРКЕ И ОПРОБОВАНИЕ СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ**

8.1 Для проведения поверки представляют следующие копии документов:

- 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;
- рабочие журналы АИИС КУЭ с данными по климатическим и иным условиям эксплуатации за интервал между поверками (только при периодической поверке);
- технические акты о внесенных в АИИС КУЭ изменениях (при наличии).

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, серверу АИИС КУЭ для проведения работ по п.9, п.12;
- организуют рабочее место для поверителя, для проведения работ по п.9, п.12;
- средства поверки выдерживают в условиях и в течение времени, установленных в их эксплуатационных документах.

## **9 ВНЕШНИЙ ОСМОТР СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ**

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

9.2 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.

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

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

При обнаружении несоответствий по п. 9 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.



## 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):

$$\delta_{ИК0A} = \pm 1,1 \sqrt{\delta_{TT}^2 + \delta_{TH}^2 + \delta_{\theta A}^2 + \delta_{\lambda}^2 + \delta_{oc}^2}, \quad (1)$$

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

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

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

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

$\delta_{\lambda}$  - предел допускаемой относительной погрешности, обусловленной потерями напряжения в линии связи между ТН и счетчиком в %;

$\delta_{oc}$  - предел допускаемой основной относительной погрешности счетчика электроэнергии в %.

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

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

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

где  $\theta_I$  и  $\theta_U$  - пределы допускаемых угловых погрешностей ТТ и ТН в минутах, соответственно;

$\varphi$  - 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):



$$\delta_{IK_{pA}} = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\delta_{TT}^2 + \delta_{TH}^2 + \delta_{\theta A}^2 + \delta_{\Delta}^2 + \delta_{OC}^2 + \sum_{i=1}^m \delta_{\partial \partial n_i}^2} \quad (4)$$

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

$\delta_{TT}, \delta_{TH}, \delta_{\theta A}, \delta_{\Delta}, \delta_{OC}$  - те же величины, что и в формуле 1;

$\delta_{\partial \partial n_i}$  - 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):

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

где  $\delta_{IK_{oP}}$  - 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 %;

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

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)

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

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

**П р и м е ч а н и е** - 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 4.199-85, погрешностью обработки данных можно пренебречь.

## 11 ПРОВЕРКА ПРОГРАММНОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

### 11.1 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.

11.2 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».

11.2.1 Проверка документации в части программного обеспечения.

На проверку представляется документация на программное обеспечение (ПО): Руководство пользователя.

11.2.2 Проверка идентификации ПО АИИС КУЭ

Загружают ПО и в разделе «Справка» проверяют идентификационное наименование и номер версии программного обеспечения.

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

11.2.3 Проверка цифрового идентификатора программного обеспечения

На выделенных модулях ПО проверяют Цифровые идентификаторы (например, с помощью программы Unreal Commander или FSUMM) и алгоритм вычисления цифрового идентификатора - MD5.

Проверка Цифрового идентификатора программного обеспечения происходит на ИВК (сервере), где установлен ПК «Энергосфера». Запускают менеджер файлов, позволяющий производить хэширование файлов или специализированное ПО, предоставляемое разработчиком. В менеджере файлов, открывают каталог и выделяют файлы, указанные в описании типа АИИС КУЭ. Далее, запустив соответствующую программу, просчитывают хэш. Получившиеся файлы в количестве, соответствующем выделенным файлам, содержат код MD5 в текстовом формате. Наименование файла MD5 должно строго соответствовать наименованию файла, для которого проводилось хэширование.

11.2.4 Проверка уровня защиты программного обеспечения от непреднамеренных и преднамеренных изменений

Проверку уровня защиты ПО СИ от непреднамеренных и преднамеренных изменений (уровни низкий, средний, высокий) проводят на основании результатов исследований ПО СИ, выполненных по пп. 11.2.5–11.2.7, при этом учитывают необходимость применения специальных средств защиты метрологически значимой части ПО СИ и измеренных данных от преднамеренных изменений.

11.2.5 Проверка защиты метрологически значимой части ПО СИ и измеренных данных от случайных или непреднамеренных изменений:

- на основе анализа документации определяют наличие (отсутствие) средств защиты метрологически значимой части ПО СИ и измеренных данных от изменения или удаления в случае возникновения непредсказуемых физических воздействий (например, наличие энергонезависимой памяти для хранения измеренных данных);



- на основе функциональных проверок, имитирующих непредсказуемые физические воздействия, убеждаются в действии средств защиты метрологически значимой части ПО СИ и измеренных данных от изменения или удаления в случае возникновения непредсказуемых физических воздействий;

- на основе анализа документации и проведения функциональных проверок, имитирующих различного рода ошибки или иные изменения случайного или непреднамеренного характера, проверяется их обнаружение и фиксация в журнале(ах) событий.

11.2.6 Проверка защиты метрологически значимой части ПО СИ и измеренных данных от преднамеренных изменений.

- проверка наличия специальных средств защиты метрологически значимой части ПО СИ и измеренных данных от преднамеренных изменений;

- проверка фиксации в журнале событий действий, связанных с обновлением (загрузкой) метрологически значимой части ПО СИ, изменением или удалением измеренных данных в памяти СИ, изменением параметров ПО СИ, участвующих в вычислениях и влияющих на результат измерений;

- проведение функциональных проверок, имитирующих наступление событий, подлежащих обнаружению и фиксации в журнале событий ПО СИ;

- проверка невозможности искажения либо несанкционированного удаления данных журнала событий без нарушения защиты иных средств защиты метрологически значимой части ПО СИ и измеренных данных от преднамеренных изменений;

- проверка соответствия полномочий пользователей, имеющих различные права доступа к функциям метрологически значимой части ПО СИ и измеренным данным;

- проверка наличия в конструкции СИ обеспечения защиты запоминающего устройства от несанкционированной замены.

11.2.7 Проверка уровня защиты ПО АИИС КУЭ от преднамеренных изменений

- на ИВК производят попытку введения заведомо неверного пароля, при этом на экран ИВК должно выдаваться сообщение о невозможности доступа к программе;

- на ИВК производят копирование программ, указанных в таблице 1 описания типа. С помощью редактора искажают содержимое 2-4 байта скопированных файлов, рассчитывают новое значение контрольных сумм измененных файлов, которое должно отличаться от указанных в таблице 1 описания типа;

- на ИВК производят попытку замены файла на модифицированный, при этом на экран ИВК должно выдаваться сообщение о невозможности замены файла;

- на ИВК производят попытку удаления любого файла, указанного в описании типа АИИС КУЭ, при этом на экран монитора ИВК должно выдаваться сообщение о невозможности удаления файла.

11.2.8 ПО считается подтвержденным, если идентификационное наименование ПО, номер версии (идентификационный номер) ПО, цифровой идентификатор ПО соответствуют приведенным в описании типа на АИИС КУЭ, а также выполняются требования пп. 11.2.4–11.2.7.

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



## **12 ПОДТВЕРЖДЕНИЕ СООТВЕТСТВИЯ СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ МЕТРОЛОГИЧЕСКИМ ТРЕБОВАНИЯМ**

### **12.1 Проверка соответствия измерительных компонентов АИИС КУЭ**

12.1.1 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.

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

12.1.3 Проверяют наличие действующих результатов поверки на все средства измерений (измерительные компоненты), входящие в состав АИИС КУЭ: измерительные трансформаторы тока и напряжения, счетчики электрической энергии, УСВ. При выявлении просроченных или отсутствующих результатов поверки средств измерений (измерительных компонентов) дальнейшие операции по поверке АИИС КУЭ, в части ИК, в которые они входят, приостанавливаются и выполняют после поверки этих средств измерений (измерительных компонентов).

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

При обнаружении несоответствий по п. 12.1 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.

### **12.2 Проверка счетчиков электрической энергии**

12.2.1 Проверяют наличие и сохранность пломб поверительных и энергосбытовых организаций на счетчике и испытательной коробке. Проверяют наличие оригиналов актов, подтверждающих правильность подключения счетчиков к цепям тока и напряжения, в частности, правильность чередования фаз. При отсутствии таких документов проверяют правильность подключения счетчиков к цепям тока и напряжения. Проверяют последовательность чередования фаз с помощью измерителя напряжения с токовыми клещами.

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

12.2.3 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.

12.2.4 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. 12.2 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.

### **12.3 Проверка функционирования центральных компьютеров (серверов) АИИС КУЭ**

12.3.1 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.

12.3.2 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».

12.3.3 Проводят опрос текущих показаний всех счетчиков электроэнергии.

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

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

12.3.6 Проверяют программную защиту ИВК от несанкционированного доступа.

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

При обнаружении несоответствий по п. 12.3 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.

### **12.4 Проверка функционирования вспомогательных устройств**

#### **12.4.1 Проверка функционирования модемов**

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 ИВК.

Допускается автономная проверка модемов с использованием тестового программного обеспечения.

#### **12.4.2 Проверка функционирования адаптеров интерфейса**

Используя кабель RS-232 подключают к адаптерам переносной компьютер с ПО. Проверка считается успешной, если удалось опросить все счетчики, подключенные к данному адаптеру.

При обнаружении несоответствий по п. 12.4 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.



## **12.5 Проверка нагрузки вторичных цепей измерительных трансформаторов тока**

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

12.5.2 Проверяют наличие данных измерений мощности нагрузки вторичных цепей ТТ по МИ 3196-2018 «Государственная система обеспечения единства измерений. Методика измерений мощности нагрузки измерительных трансформаторов тока в условиях эксплуатации» с оформлением паспортов-протоколов по форме Приложения 11.3 АО «АТС». Срок проведения ревизии ИК, а также утверждения паспортов-протоколов должен быть не более 1 года до момента проведения поверки.

12.5.3 При отсутствии паспортов-протоколов измеряют мощность нагрузки вторичных цепей ТТ, которая должна находиться в диапазоне, указанном в ГОСТ 7746-2001 и/или в описании типа средств измерений на конкретный тип ТТ.

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

При обнаружении несоответствий по п. 12.5 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.

## **12.6 Проверка нагрузки вторичных цепей измерительных трансформаторов напряжения**

12.6.1 Проверяют наличие и сохранность пломб поверительных и энергосбытовых организаций на клеммных соединениях, имеющихся на линии связи ТН со счетчиком. Проверяют наличие оригиналов актов, подтверждающих правильность подключения первичных и вторичных обмоток ТН.

12.6.2 Проверяют наличие данных измерений мощности нагрузки вторичных цепей ТН по МИ 3195-2018 «Государственная система обеспечения единства измерений. Методика измерений мощности нагрузки измерительных трансформаторов напряжения в условиях эксплуатации» с оформлением паспортов-протоколов по форме Приложения 11.3 АО «АТС». Срок проведения ревизии ИК, а также утверждения паспортов-протоколов должен быть не более 1 года до момента проведения поверки.

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. 12.6 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.

## **12.7 Проверка падения напряжения в линии связи между вторичной обмоткой ТН и счетчиков**

Проверяют наличие данных измерений падения напряжения  $U_{\text{л}}$  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». 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.

При обнаружении несоответствий по п. 12.7 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.

## **12.8 Проверка системы обеспечения единого времени**

### **12.8.1 Проверка СОЕВ**

Включают радиочасы «МИР РЧ-02-00», принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS), и сверяют показания радиочасов с показаниями часов сервера, получающие сигналы точного времени от устройства синхронизации времени. Расхождение показаний радиочасов с сервером не должно превышать  $\pm 1$  с. Для снятия синхронизированных измерений рекомендуется использовать одновременное фотографирование экранов поверяемого и поверительного оборудования.

Распечатывают журнал событий счетчика и сервера, выделив события, соответствующие сличению часов счетчика и сервера. Расхождение времени часов: счетчик – сервер в момент, предшествующий коррекции, не должно превышать  $\pm 5$  с.

При обнаружении несоответствий по п. 12.8 дальнейшие операции по поверке ИК прекращаются, АИИС КУЭ в части неисправных ИК бракуется и выписывается извещение о непригодности.

## **12.9 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.

12.9.1 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 устраненным отказом какого-либо компонента системы.

12.9.2 Распечатывают журнал событий счетчика и отмечают моменты нарушения связи между измерительными компонентами системы. Проверяют сохранность измерительной



информации в центральных компьютерах (серверах) системы на тех интервалах времени, в течение которого была нарушена связь.

12.9.3 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. 12.9.1 не должно превышать двух единиц младшего разряда учтенного значения.

12.9.4 Рекомендуются вместе с проверкой по п. 12.9.3 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. 12.9 дальнейшие операции по поверке ИК прекращаются, АИИС КУЭ в части неисправных ИК бракуется и выписывается извещение о непригодности.

### **13 ОФОРМЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ПОВЕРКИ**

13.1 Сведения о результатах поверки средств измерений в целях подтверждения поверки передаются в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений в соответствии с Федеральным законом "Об обеспечении единства измерений" от 26.06.2008 № 102-ФЗ.

13.2 По заявлению владельца АИИС КУЭ или лица, представившего АИИС КУЭ на поверку, аккредитованное на поверку лицо, проводившее поверку, на основании положительных результатов по пунктам разделов 7-12 оформляет свидетельство о поверке АИИС КУЭ в соответствии с Приказом Минпромторга России от 31 июля 2020 г. № 2510 «Об утверждении порядка проведения поверки средств измерений, требований к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке». В приложении к свидетельству указывают перечень ИК с указанием наименований, типов в соответствии со свидетельствами об утверждении типа СИ, заводских номеров средств измерений (измерительных компонентов), входящих в состав каждого ИК (для счетчиков электрической энергии также указывается условное обозначение модификации и варианта исполнения в соответствии со свидетельством об утверждении типа СИ), прошедших поверку и пригодных к применению, также указывают наименования, типы и заводские номера УССВ (при наличии). Знак поверки наносится на свидетельство о поверке.

13.3 В случае, если отдельные ИК были забракованы по пунктам раздела 12, АИИС КУЭ признается непригодной к дальнейшей эксплуатации, в части ИК, не прошедших с положительным результатом поверку. По заявлению владельца АИИС КУЭ или лица, представившего АИИС КУЭ на поверку, аккредитованное на поверку лицо, проводившее



поверку, выдает на АИИС КУЭ извещение о непригодности по форме и содержанию удовлетворяющее требованиям Приказом Минпромторга России от 31 июля 2020 г. № 2510 «Об утверждении порядка проведения поверки средств измерений, требований к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке», с указанием причин непригодности. В приложении к извещению о непригодности указывают перечень и состав ИК с указанием наименований, типов в соответствии со свидетельствами об утверждении типа СИ, заводских номеров средств измерений (измерительных компонентов), входящих в состав каждого ИК (для счетчиков электрической энергии также указывается условное обозначение модификации и варианта исполнения в соответствии со свидетельством об утверждении типа СИ), не соответствующих метрологическим требованиям, установленным в описании типа.

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

13.5 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 ИИГ «КАРНЕОЛ»

Ж.Х. Сабитов