

**ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«ЭНЕРГОКОМПЛЕКС»**

УТВЕРЖДАЮ:

Директор

ООО «Энергокомплекс»



Э. Л. Лазарева

_____ 2019 г.

**Система автоматизированная
информационно-измерительная
технического учета электроэнергии
филиала АО «Концерн Росэнергоатом»
«Балаковская АЭС»**

**Методика поверки
МП-312235-022-2018**

Магнитогорск
2019

Содержание

| | |
|------------------------------------------------|----|
| 1 ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ | 3 |
| 2 НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ..... | 3 |
| 3 ОПЕРАЦИИ ПОВЕРКИ | 5 |
| 4 СРЕДСТВА ПОВЕРКИ | 5 |
| 5 ТРЕБОВАНИЯ К КВАЛИФИКАЦИИ ПОВЕРИТЕЛЕЙ..... | 7 |
| 6 ТРЕБОВАНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ..... | 8 |
| 7 УСЛОВИЯ ПОВЕРКИ..... | 8 |
| 8 ПОДГОТОВКА К ПОВЕРКЕ..... | 9 |
| 9 ПРОВЕДЕНИЕ ПОВЕРКИ..... | 9 |
| 10 ИДЕНТИФИКАЦИЯ ПРОГРАММНОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ..... | 18 |
| 11 ОФОРМЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ПОВЕРКИ | 21 |

Настоящая методика распространяется на измерительные каналы (далее - ИК) системы автоматизированной информационно-измерительной технического учета электроэнергии филиала АО «Концерн Росэнергоатом» «Балаковская АЭС» (далее по тексту - АИИС ТУЭ), заводской номер № 01386, предназначенной для измерения активной и реактивной электроэнергии, потребленной за установленные интервалы времени, сбора, хранения, обработки и передачи полученной информации. Выходные данные системы могут использоваться для коммерческих расчетов.

1 ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Поверке подлежит каждый измерительный канал (далее – ИК) АИИС ТУЭ, реализующий косвенный метод измерений электрической энергии. ИК подвергают поверке покомпонентным (позлементным) способом с учетом положений раздела 8 ГОСТ Р 8.596-2002. ИК АИИС ТУЭ, состоят из измерительно-информационных комплексов (ИИК), информационно-вычислительного комплекса (ИВК) и информационных каналов связи.

Настоящая методика не распространяется на измерительные компоненты ИК (трансформаторы тока, напряжения, приборы учета, ИВК), поверка которых осуществляется по нормативно-техническим документам, указанным в эксплуатационной документации на измерительные компоненты АИИС.

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

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

Измерительные компоненты АИИС ТУЭ поверяют с интервалами между поверками, установленными при утверждении их типа. Если очередной срок поверки измерительного компонента наступает до очередного срока поверки АИИС ТУЭ, поверяется только этот компонент и поверка АИИС ТУЭ 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.).

Внеочередную поверку АИИС ТУЭ 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 ТУЭ 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: РМГ 51-2002 «ГСИ. Документы на методики поверки средств измерений. Основные положения».

ГОСТ Р 8.596-2002 «ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные 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 7746-2015 «Трансформаторы тока. Общие технические условия».

ГОСТ Р 52323-2005 (МЭК 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 Р 52425-2005 (МЭК 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».

ГОСТ 12.2.007.7-83 «Система стандартов безопасности труда. Устройства комплектные низковольтные. Требования безопасности».

Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок с изменениями от 24.07.2013 г.

Приказ Минпромторга России №1815 от 2 июля 2015 г. «Об утверждении Порядка проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке».

3 ОПЕРАЦИИ ПОВЕРКИ

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 | 9.1 | Да | Да |
| 3. Проверка соответствия измерительных компонентов АИИС ТУЭ | 9.2 | Да | Да |
| 4. Проверка счетчиков электрической энергии | 9.3 | Да | Да |
| 5. Проверка функционирования центральных компьютеров (серверов) АИИС ТУЭ | 9.4 | Да | Да |
| 6. Проверка функционирования вспомогательных устройств | 9.5 | Да | Да |
| 7. Проверка нагрузки вторичных цепей измерительных трансформаторов тока | 9.6 | Да | Да |
| 8. Проверка нагрузки вторичных цепей измерительных трансформаторов напряжения | 9.7 | Да | Да |
| 9. Проверка падения напряжения в линии связи между вторичной обмоткой ТН и счетчиков | 9.8 | Да | Да |
| 10. Проверка погрешности часов компонентов системы | 9.9 | Да | Да |
| 11. Проверка отсутствия ошибок информационного обмена | 9.10 | Да | Да |
| 12. Проверка метрологических характеристик | 9.11 | Да | Да |
| 13. Идентификация программного обеспечения | 10 | Да | Да |
| 14. Оформление результатов поверки | 11 | Да | Да |

4 СРЕДСТВА ПОВЕРКИ

При проведении поверки применяют основные средства измерений (эталоны и вспомогательные устройства) в соответствии с методиками поверки, указанными в описаниях типа на измерительные компоненты АИИС ТУЭ, а также следующие средства поверки:

– для трансформаторов тока – средства поверки в соответствии с ГОСТ 8.217-2003;

– для трансформаторов напряжения – средства поверки в соответствии с ГОСТ 8.216-2011 и/или МИ 2845-2003 «ГСИ. Измерительные трансформаторы напряжения 6/√3...35 кВ. Методика поверки на месте эксплуатации»;

- для счетчиков multifunctional и анализаторов качества электрической энергии ExpertMeter 720 (EM 720) – в соответствии с документом МП 39235-13 «Счетчики multifunctional и анализаторы качества электрической энергии ExpertMeter 720 (EM 720) фирмы «SATEC Ltd», (Израиль). Методика поверки», утвержденном ФГУП «ВНИИМС» в 2013 г.;
- радиочасы МИР РЧ-02.00 (рег. № 46656-11);
- прибор комбинированный Testo 622 (рег. № 53505-13).

Основные средства поверки приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Средства поверки

| Наименование эталонов и испытательного оборудования | Основные метрологические характеристики эталонов, вспомогательных СИ и испытательного оборудования | Рег. № в Федеральном информационном фонде |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------|
| 1 | 2 | 3 |
| Энергомонитор 3.3Т | Действующее значение напряжения от $0,01 \cdot U_n$ до $1,5 \cdot U_n$, относительная погрешность $\pm[0,1+0,01((U_n/U) - 1)]$ %; Действующее значение переменного тока от $0,005 \cdot I_n$ до $1,5 \cdot I_n$, относительная погрешность $\pm[0,1+0,01((I_n/I) - 1)]$ %; Частота переменного тока от 45 до 75 Гц, абсолютная погрешность $\pm 0,01$ Гц; | Рег. № 31953-06 |
| Вольтамперфазометр ПАРМА ВАФ-А | Действующее значение напряжения от 0 до 460 В, относительная погрешность $\pm[1+0,01((U_n/U) - 1)]$ %; Действующее значение силы переменного тока от 0 до 10 А, относительная погрешность $\pm[1+0,01((I_n/I) - 1)]$ %; Частота переменного тока от 45 до 65 Гц, относительная погрешность $\pm 0,1$ %; Угол сдвига фаз от -180 до +180 градусов, абсолютная погрешность $\pm 3,6$ градусов | Рег. № 22029-05 |
| Прибор комбинированный Testo 622 | Диапазон измерений: температуры от -10 °С до +60 °С, абсолютная погрешность $\pm 0,4$ °С; относительной влажности от 0 % до 100 %, относительная погрешность ± 3 %, атмосферного давления от 300 до 1200 гПа, относительная погрешность ± 5 гПа; | Рег. № 53505-13 |
| Секундомер механический СОСпр | Пределы измерений (0 - 60) с.; (0 - 60) мин.; класс точности 2 | Рег. № 11519-11 |
| Радиочасы «МИР РЧ-02-00» | Абсолютная погрешность привязки к шкале UTC ± 35 мкс | Рег. № 46656-11 |
| Переносной компьютер с установленным программным обеспечением для настройки/конфигурирования параметров счетчиков электрической энергии | | |

Примечания:

1. Допускается применение других основных и вспомогательных средств поверки с метрологическими характеристиками не хуже приведенных в таблице 2.

2. Все средства измерений, применяемые при поверке, должны быть внесены в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений и иметь действующие свидетельства о поверке.

5 ТРЕБОВАНИЯ К КВАЛИФИКАЦИИ ПОВЕРИТЕЛЕЙ

5.1 К проведению поверки АИИС ТУЭ допускают поверителей, аттестованных в соответствии с РД ЭО 1.1.2.29.0431-2014 «Метрологическое обеспечение атомных станций. Аттестация персонала метрологических служб. Организация и порядок проведения», изучивших настоящую методику поверки и руководство пользователя на АИИС ТУЭ, имеющих стаж работы по данному виду измерений не менее 1 года.

5.2 Измерение вторичной нагрузки измерительных трансформаторов тока, входящих в состав АИИС ТУЭ, осуществляется персоналом, имеющим стаж работы по данному виду измерений не менее 1 года, изучившим документ МИ 3196-2009 «ГСИ. Вторичная нагрузка трансформаторов тока. Методика выполнения измерений без отключения цепей» 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.

5.3 Измерение вторичной нагрузки измерительных трансформаторов напряжения, входящих в состав АИИС ТУЭ, осуществляется персоналом, имеющим стаж работы по данному виду измерений не менее 1 года, изучившим документ МИ 3195-2009 «ГСИ. Мощность нагрузки трансформаторов напряжения. Методика выполнения измерений без отключения цепей» 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 потерь напряжения в линии соединения счетчика с измерительным трансформатором напряжения, входящими в состав АИИС ТУЭ, осуществляется персоналом, имеющим стаж работы по данному виду измерений не менее 1 года, изучившим документ «Методика выполнения измерений параметров нагрузки и вторичных цепей трансформаторов тока и напряжения прибором «Энергомонитор 3.3Т» 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 Определение погрешности системного времени системы и отсутствия ошибок информационного обмена осуществляется персоналом, изучивших вышеуказанные документы,

прошедшим обучение по данному виду измерений, имеющим стаж работы по поверке информационно-измерительных систем не менее 1 года.

ВНИМАНИЕ.

При проведении поверочных и измерительных работ должны присутствовать работники объекта, на котором размещены компоненты АИИС ТУЭ, 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 ТРЕБОВАНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ

6.1 При проведении поверки должны быть соблюдены требования безопасности, установленные ГОСТ 12.2.007.0-75, ГОСТ 12.2.007.3-75, Приказом Министерства труда и социальной защиты РФ от 24.07.2013 г. №328н «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, вспомогательные средства поверки и оборудование должны соответствовать требованиям ГОСТ 12.2.003-91, ГОСТ 12.2.007.3-75, ГОСТ 12.2.007.7-83.

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

7 УСЛОВИЯ ПОВЕРКИ

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

Поверку АИИС ТУЭ проводят при условиях, соответствующих рабочим условиям эксплуатации компонентов ИК АИИС ТУЭ, приведенным в технической документации.

Рабочие условия эксплуатации компонентов АИИС ТУЭ:

- температура окружающего воздуха трансформаторов, °С от минус 25 до плюс 50;
- температура окружающего воздуха счетчиков электрической энергии, °С от плюс 5 до плюс 35;
- температура окружающего воздуха ИВК, °С от минус 10 до плюс 35;
- относительная влажность воздуха при 30 °С, %, не более 90;
- атмосферное давление, кПа от 84,0 до 106,0.

Рабочие условия эксплуатации АИИС ТУЭ – параметры сети:

- напряжение, в долях от номинального значения U_n от $0,9 \cdot U_n$ до $1,1 \cdot U_n$;
- сила тока, в долях от номинального значения I_n от $0,02(0,05) \cdot I_n$ до $1,2 \cdot I_n$;
- частота, в долях от номинального значения f_n от $0,98 \cdot f_n$ до $1,02 \cdot f_n$;
- коэффициент мощности ($\cos\varphi$) ($\sin\varphi$) от 0,5 до 1,0 (от 0,6 до 0,87);
- индукция магнитного поля внешнего происхождения, мТл не более 0,5.

Средствам поверки, используемым при проведении поверки, должны быть обеспечены следующие условия:

- | | |
|------------------------------------------------------------|------------------------|
| – диапазон температуры окружающего воздуха, °С | от плюс 10 до плюс 30; |
| – относительная влажность окружающего воздуха при 25 °С, % | от 30 до 80; |
| – атмосферное давление, кПа | от 84 до 106,0. |

8 ПОДГОТОВКА К ПОВЕРКЕ

8.1 Для проведения поверки представляют следующие копии документов:

- руководство пользователя АИИС ТУЭ;
- проект описание типа АИИС ТУЭ;
- свидетельства о поверке измерительных компонентов, входящих в ИК, и свидетельство о предыдущей поверке системы (при периодической и внеочередной поверке);
- паспорта-протоколы на ИК;
- формуляр АИИС ТУЭ;
- рабочие журналы АИИС ТУЭ с данными по климатическим и иным условиям эксплуатации за интервал между поверками (только при периодической поверке);
- акты, подтверждающих правильность подключения счетчиков к цепям тока и напряжения;
- акты, подтверждающих правильность подключения вторичных обмоток ТТ и ТН;
- акты замены компонентов ИК АИИС ТУЭ.

8.2 Перед проведением поверки на месте эксплуатации АИИС ТУЭ 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 ТУЭ для проведения работ по п.п. 9.1, 9.3, 9.4; 9.5;
- организуют рабочее место для поверителя, для проведения работ по п.п. 9.2, 9.6, 9.7; 9.8;
- средства поверки выдерживают в условиях и в течение времени, установленных в их эксплуатационных документах.

9 ПРОВЕДЕНИЕ ПОВЕРКИ

9.1 Внешний осмотр

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

9.1.2 Проверяют размещение измерительных компонентов, наличие информационных табличек и маркировку компонентов, правильность схем подключения трансформаторов к счетчикам электрической энергии; правильность прокладки проводных линий по проектной документации на АИИС ТУЭ.

9.1.3 Проверяют соответствие типов и заводских номеров фактически использованных

измерительных компонентов типам и заводским номерам, указанным в формуляре АИИС ТУЭ.

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

При обнаружении несоответствий по п. 9.1 дальнейшие операции по поверке ИК приостанавливают до устранения выявленных несоответствий. В случае невозможности устранения выявленных несоответствий АИИС ТУЭ в части неисправных ИК бракуется и выписывается извещение о непригодности.

9.2 Проверка соответствия измерительных компонентов АИИС ТУЭ

9.2.1 Проверяют наличие свидетельств о поверке и срок их действия для всех измерительных компонентов:

- измерительных трансформаторов тока в соответствии с ГОСТ 8.217-2003 «Трансформаторы тока. Методика поверки»;
- измерительных трансформаторов напряжения в соответствии с ГОСТ 8.216-2011 «Трансформаторы напряжения. Методика поверки» и/или МИ 2845-2003 «ГСИ. Измерительные трансформаторы напряжения 6/√3...35 кВ. Методика поверки на месте эксплуатации»;
- счетчиков многофункциональных и анализаторов качества электрической энергии ExpertMeter 720 (EM 720) – в соответствии с документом МП 39235-13 «Счетчики многофункциональные и анализаторы качества электрической энергии ExpertMeter 720 (EM 720) фирмы «SATEC Ltd», (Израиль). Методика поверки», утвержденном ФГУП «ВНИИМС» в 2013 г.

9.2.2 При обнаружении несоответствий по п. 9.2.1 дальнейшие операции по поверке ИК приостанавливают до устранения выявленных несоответствий. В случае невозможности устранения выявленных несоответствий АИИС ТУЭ в части неисправных ИК бракуется и выписывается извещение о непригодности.

9.3 Проверка счетчиков электрической энергии

9.3.1 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.

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

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

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

9.3.5 При обнаружении несоответствий по п. 9.3 дальнейшие операции по поверке ИК приостанавливают до устранения выявленных несоответствий. В случае невозможности устранения выявленных несоответствий АИИС ТУЭ в части неисправных ИК бракуется и выписывается извещение о непригодности.

9.4 Проверка функционирования центральных компьютеров (серверов) АИИС ТУЭ

9.4.1 Проверяют защиту программного обеспечения на центральных компьютерах (серверах) АИИС ТУЭ 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.

9.4.2 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».

9.4.3 Проводят опрос текущих показаний всех счетчиков электроэнергии.

9.4.4 Проверяют глубину хранения измерительной информации в центральных компьютерах (серверах) АИИС ТУЭ.

9.4.5 Проверяют правильность функционирования информационно-вычислительного комплекса (далее – 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.

9.4.6 Проверяют программную защиту ИВК от несанкционированного доступа.

9.4.7 Проверяют правильность значений коэффициентов трансформации измерительных трансформаторов, хранящихся в памяти приборов учета и ИВК.

9.4.8 При обнаружении несоответствий по п. 9.4 дальнейшие операции по поверке ИК приостанавливают до устранения выявленных несоответствий. В случае невозможности устранения выявленных несоответствий АИИС ТУЭ в части неисправных ИК бракуется и выписывается извещение о непригодности.

9.5 Проверка функционирования вспомогательных устройств

9.5.1 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.

9.5.2 Проверка функционирования адаптеров интерфейса.

Используя кабель RS232 подключают к адаптерам переносной компьютер с ПО. Проверка считается успешной, если удалось опросить все счетчики, подключенные к данному адаптеру.

9.5.3 При обнаружении несоответствий по п. 9.5 дальнейшие операции по поверке ИК приостанавливают до устранения выявленных несоответствий. В случае невозможности устранения выявленных несоответствий АИИС ТУЭ в части неисправных ИК бракуется и выписывается извещение о непригодности.

9.6 Проверка нагрузки вторичных цепей измерительных трансформаторов тока

9.6.1 Проверяют наличие и сохранность пломб поверительных и энергосбытовых организаций на клеммных соединениях, имеющих 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.

9.6.2 Проверяют наличие данных измерений мощности нагрузки вторичных цепей ТТ по МИ 3196-2018 «Государственная система обеспечения единства измерений. Вторичная нагрузка трансформаторов тока без отключения цепей. Методика выполнения измерений» с оформлением паспортов-протоколов. Срок проведения ревизии ИК, а также утверждения паспортов-протоколов должен быть не более 1 года до момента проведения поверки.

9.6.3 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. Схема измерения нагрузки ТТ приведена на рис.1

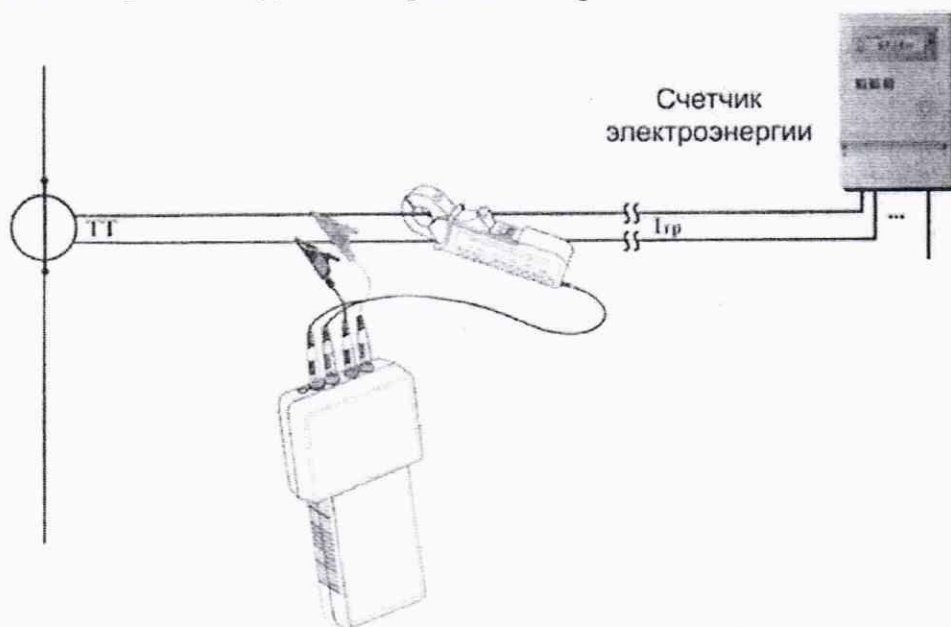


Рисунок 1. Схема измерения нагрузки вторичных цепей ТТ.

9.6.4 При обнаружении несоответствий по п. 9.6 дальнейшие операции по поверке ИК приостанавливают до устранения выявленных несоответствий. В случае невозможности устранения выявленных несоответствий АИИС ТУЭ в части неисправных ИК бракуется и выписывается извещение о непригодности.

9.7 Проверка нагрузки вторичных цепей измерительных трансформаторов напряжения

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

9.7.2 Проверяют наличие данных измерений мощности нагрузки вторичных цепей ТН по МИ 3195-2009 «ГСИ. Мощность нагрузки трансформаторов напряжения. Методика выполнения измерений без отключения цепей» с оформлением паспортов-протоколов. Срок проведения ревизии ИК, а также утверждения паспортов-протоколов должен быть не более 1 года до мо-

мента проведения поверки.

Схема измерения нагрузки ТН приведена на рис.2

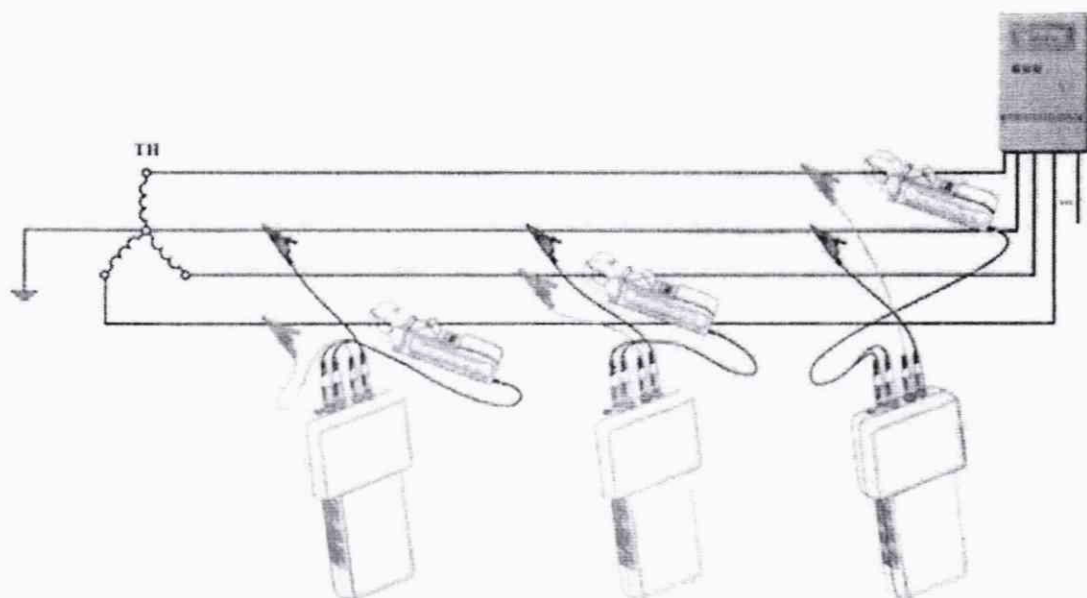


Рисунок 2. Схема измерения нагрузки вторичных цепей трехфазных ТН.

9.7.3 При обнаружении несоответствий по п. 9.7 дальнейшие операции по поверке ИК приостанавливают до устранения выявленных несоответствий. В случае невозможности устранения выявленных несоответствий АИИС ТУЭ в части неисправных ИК бракуется и выписывается извещение о непригодности.

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

Проверяют наличие данных измерений падения напряжения U_n в проводной линии связи для каждой фазы по утвержденному документу «Методика выполнения измерений параметров нагрузки и вторичных цепей трансформаторов тока и напряжения прибором «Энергомонитор 3.3Т» в условиях эксплуатации» с оформлением паспортов-протоколов. 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.

Схема измерения нагрузки ТН приведена на рис.3

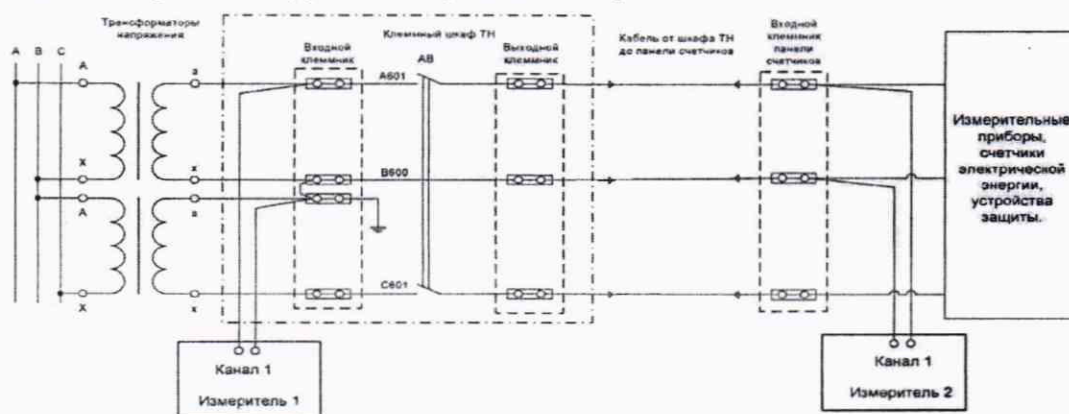


Рисунок 3. Схема измерения падения напряжения в линии связи между вторичной обмоткой ТН и счетчиков.

При обнаружении несоответствий по п. 9.8 дальнейшие операции по поверке ИК приостанавливают до устранения выявленных несоответствий. В случае невозможности устранения выявленных несоответствий АИИС ТУЭ в части неисправных ИК бракуется и выписывается извещение о непригодности.

9.9 Проверка погрешности часов компонентов системы

9.9.1 Проверка системы обеспечения единого времени

Включают радиочасы «МИР РЧ-02-00», принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS), и сверяют показания радиочасов с показаниями часов сервера ИВК, синхронизация шкалы времени часов которых обеспечивается сервером точного времени типа «Метроном-300». Сервер точного времени непрерывно обрабатывает данные, поступающие от антенного блока и содержащие сигналы, передающие шкалу времени, используемую в одной из спутниковой навигационных систем (ГЛОНАСС или GPS)

Расхождение показаний радиочасов с сервером не должно превышать ± 1 с. Для снятия синхронизированных измерений рекомендуется использовать одновременное фотографирование экранов поверяемого и поверительного оборудования.

9.9.2 Распечатывают журнал событий счетчика, выделив события, соответствующие сличению часов корректируемого счетчика и корректирующего сервера. Расхождение времени часов корректируемого и корректирующего компонента в момент предшествующий коррекции не должно превышать ± 3 с.

9.9.3 При обнаружении несоответствий по п. 9.9 дальнейшие операции по поверке ИК прекращаются, АИИС ТУЭ в части неисправных ИК бракуется и выписывается извещение о непригодности.

9.10 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 памяти центрального компьютера (сервера БД).

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

9.10.1 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 устраненным отказом какого-либо компонента системы.

9.10.2 Распечатывают журнал событий счетчика 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.

9.10.3 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. 9.10.2 не должно превышать двух единиц младшего разряда учетного значения.

9.10.4 Рекомендуется вместе с проверкой по п. 9.10.3 в реальном режиме времени слить 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.

9.10.5 При обнаружении несоответствий по п. 9.10 дальнейшие операции по поверке ИК прекращаются, АИИС ТУЭ в части неисправных ИК бракуется и выписывается извещение о непригодности.

9.11 Проверка метрологических характеристик

Метрологические характеристики ИК при измерении времени проверяются комплексным методом, при измерении электрической энергии - поэлементным. Измерительные каналы обеспечивают нормированные характеристики погрешности измерения электрической энергии при использовании поверенных измерительных компонентов и при выполнении рабочих условий их применения, установленных в технической документации на ИК.

9.11.1 Расчет доверительных границ относительной погрешности результата измерений количества электроэнергии.

Доверительные границы относительной погрешности результата измерений количества электроэнергии с помощью ИК (приписанную характеристику погрешности измерений) вычисляют по формуле:

$$\delta_W = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\delta_I^2 + \delta_{\Theta}^2 + \delta_{c.o.}^2 + \sum_{j=1}^l c_{.j}^2 + \delta_{yc}^2} \quad (9-1)$$

Доверительные границы относительной погрешности результата измерений измерительного канала при измерениях количества активной и реактивной электроэнергии вычисляют:

- для диапазона тока нагрузки сети, составляющего 2...5 % от номинального значения производится по формулам (для ИК, включающих ТТ классов точности и 0,5S):

$$\delta_{W,ИК(2...5\%)} = \pm 1,1 \times \sqrt{\delta_{I2}^2 + \delta_{\Theta 2}^2 + \delta_{c.o.2}^2 + \delta_{c.U}^2 + \delta_{c.I}^2 + \delta_{c.f}^2 + \delta_{c.H}^2 + \delta_{T^{30}}^2 + \delta_{y.c.}^2} \quad (9-2)$$

$$\delta_{W_0,ИК(2...5\%)} = \pm 1,1 \times \sqrt{\delta_{I2}^2 + \delta_{\Theta 2}^2 + \delta_{c.o.2}^2 + \delta_{c.U}^2 + \delta_{c.I}^2 + \delta_{c.f}^2 + \delta_{c.H}^2 + \delta_{T^{30}}^2 + \delta_{y.c.}^2} \quad (9-3)$$

- для диапазона тока нагрузки сети, составляющего 5...20 % от номинального значения, производится по формулам:

$$\delta_{W,ИК(5...20\%)} = \pm 1,1 \times \sqrt{\delta_{I5}^2 + \delta_{\Theta 5}^2 + \delta_{c.o.5}^2 + \delta_{c.U}^2 + \delta_{c.I}^2 + \delta_{c.f}^2 + \delta_{c.H}^2 + \delta_{T^{30}}^2 + \delta_{y.c.}^2} \quad (9-4)$$

$$\delta_{W_0,ИК(5...20\%)} = \pm 1,1 \times \sqrt{\delta_{I5}^2 + \delta_{\Theta 5}^2 + \delta_{c.o.5}^2 + \delta_{c.U}^2 + \delta_{c.I}^2 + \delta_{c.f}^2 + \delta_{c.H}^2 + \delta_{T^{30}}^2 + \delta_{y.c.}^2} \quad (9-5)$$

- для диапазона тока нагрузки сети, составляющего 20...100 % от номинального значения, производится по формулам:

$$\delta_{W,ИК(20...100\%)} = \pm 1,1 \times \sqrt{\delta_{I20}^2 + \delta_{\Theta 20}^2 + \delta_{c.o.20}^2 + \delta_{c.U}^2 + \delta_{c.I}^2 + \delta_{c.f}^2 + \delta_{c.H}^2 + \delta_{T^{30}}^2 + \delta_{y.c.}^2} \quad (9-6)$$

$$\delta_{W_{\text{ИК}}(20...100\%)} = \pm 1,1 \times \sqrt{\delta_{I20}^2 + \delta_{\Theta 20}^2 + \delta_{\text{с.о.}20}^2 + \delta_{\text{с.}U}^2 + \delta_{\text{с.}I}^2 + \delta_{\text{с.}f}^2 + \delta_{\text{с.}H}^2 + \delta_{T^{30}}^2 + \delta_{\text{у.с.}}^2} \quad (9-7)$$

- для диапазона тока нагрузки сети, составляющего 100...120 % от номинального значения, производится по формулам:

$$\delta_{W_{\text{ИК}}(100...120\%)} = \pm 1,1 \times \sqrt{\delta_{I100}^2 + \delta_{\Theta 100}^2 + \delta_{\text{с.о.}100}^2 + \delta_{\text{с.}U}^2 + \delta_{\text{с.}I}^2 + \delta_{\text{с.}f}^2 + \delta_{\text{с.}H}^2 + \delta_{T^{30}}^2 + \delta_{\text{у.с.}}^2} \quad (9-8)$$

$$\delta_{W_{\text{И}}(100...120\%)} = \pm 1,1 \times \sqrt{\delta_{I100}^2 + \delta_{\Theta 100}^2 + \delta_{\text{с.о.}100}^2 + \delta_{\text{с.}U}^2 + \delta_{\text{с.}I}^2 + \delta_{\text{с.}f}^2 + \delta_{\text{с.}H}^2 + \delta_{T^{30}}^2 + \delta_{\text{у.с.}}^2} \quad (9-9)$$

В формулах приведены следующие обозначения:

- $\delta_I(2, 5, 20, 100)$ - пределы относительной погрешности измерений силы тока ТТ при значениях тока нагрузки сети 2, 5, 20 и 100 % от номинального значения, %;
- $\delta_{\text{с.о.}}(2, 5, 20, 100)$ - пределы основной относительной погрешности счетчика при значениях тока нагрузки сети 2, 5, 20 и 100 % от номинального значения за 30 минутный интервал измерения, %;
- $\delta_{\Theta}(2, 5, 20, 100)$ - пределы относительной погрешности схемы подключения счетчика, вызванной угловыми погрешностями ТТ и ТН, %;
- $\delta_{\text{с.}U}$ - пределы дополнительной относительной погрешности счетчика, вызванной изменением напряжения, %;
- $\delta_{\text{с.}I}$ - пределы дополнительной относительной погрешности счетчика, вызванной изменением температуры окружающего воздуха, %;
- $\delta_{\text{с.}f}$ - пределы дополнительной относительной погрешности счетчика, вызванной изменением частоты сети, %;
- $\delta_{\text{с.}H}$ - пределы дополнительной относительной погрешности счетчика, вызванной влиянием внешнего магнитного поля, %;
- $\delta_{T^{30}}$ - пределы относительной погрешности измерения времени 30-ти минутного интервала, %;
- $\delta_{\text{у.с.}}$ - относительная погрешность устройства сбора и передачи измерительной информации, %.

Значения относительной погрешности измерений активной (реактивной) электроэнергии измерительных каналов $\delta_{W_{P(Q)ИК}}$ выражают числом, содержащим не более двух значащих цифр. Округление производят методом математического округления лишь в окончательном результате расчета, а все предварительные вычисления можно проводить с одним - двумя лишними знаками.

9.11.2 Требования к погрешности измерений

За погрешность измерений количества электроэнергии и мощности в точке измерений в настоящей методике измерений принимают согласно РД 34.11.114 границы интервала относительной погрешности ИК в рабочих условиях применения АИИС ТУЭ филиала АО «Концерн Росэнергоатом» «Балаковская АЭС» при доверительной вероятности $P=0,95$. Границы интервала относительной погрешности измерений при доверительной вероятности $P=0,95$ определяются использованными в составе АИИС ТУЭ трансформаторами тока (далее – ТТ), трансформаторами напряжения (далее – ТН), счетчиками электроэнергии, а также линиями присоединения счетчиков к ТН. Границы интервала относительной погрешности измерений приведены в Таблицах 3, 4 с учётом условий выполнения измерений, приведённых в п. 7 настоящей методики поверки.

Таблица 3. Границы интервала относительной погрешности измерений активной электроэнергии в рабочих условиях применения ИК АИИС ТУЭ

| Номер ИК Классы точности средств измерений в составе ИК | Диапазон значений силы тока | Пределы допускаемой относительной погрешности ИК | | |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------|----------------------|----------------------|
| | | Относительная погрешность ИИК в рабочих условиях эксплуатации, ($\pm\delta$), % | | |
| | | $\cos \varphi = 1,0$ | $\cos \varphi = 0,8$ | $\cos \varphi = 0,5$ |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
| 1-10; 12; 14; 17; 19; 21-28; 30- 33; 35-39; 41; 42 ТТ-0,2S; ТН-0,5; Сч-0,2S/1,0 | $0,01(0,02)I_{н1} \leq I_1 < 0,0,5I_{н1}$ | $\pm 1,2$ | $\pm 1,5$ | $\pm 2,2$ |
| | $0,05I_{н1} \leq I_1 < 0,2I_{н1}$ | $\pm 1,0$ | $\pm 1,2$ | $\pm 1,8$ |
| | $0,2I_{н1} \leq I_1 < I_{н1}$ | $\pm 0,9$ | $\pm 1,1$ | $\pm 1,6$ |
| | $I_{н1} \leq I_1 \leq 1,2I_{н1}$ | $\pm 0,9$ | $\pm 1,1$ | $\pm 1,6$ |
| 11; 13; 16; 18 ТТ-0,2S; ТН-02; Сч-0,2S/1,0 | $0,01(0,02)I_{н1} \leq I_1 < 0,0,5I_{н1}$ | $\pm 1,1$ | $\pm 1,3$ | $\pm 2,0$ |
| | $0,05I_{н1} \leq I_1 < 0,2I_{н1}$ | $\pm 0,8$ | $\pm 1,0$ | $\pm 1,4$ |
| | $0,2I_{н1} \leq I_1 < I_{н1}$ | $\pm 0,8$ | $\pm 0,9$ | $\pm 1,2$ |
| | $I_{н1} \leq I_1 \leq 1,2I_{н1}$ | $\pm 0,8$ | $\pm 0,9$ | $\pm 1,2$ |
| 15; 29; 34; 40 ТТ-0,5 ТН-0,5 Сч-0,2S/1,0 | $0,05I_{н1} \leq I_1 < 0,2I_{н1}$ | $\pm 1,9$ | $\pm 2,9$ | $\pm 5,5$ |
| | $0,2I_{н1} \leq I_1 < I_{н1}$ | $\pm 1,2$ | $\pm 1,7$ | $\pm 3,0$ |
| | $I_{н1} \leq I_1 \leq 1,2I_{н1}$ | $\pm 1,0$ | $\pm 1,4$ | $\pm 2,3$ |
| 20 ТТ-0,2 ТН-0,5 Сч-0,2S/1,0 | $0,05I_{н1} \leq I_1 < 0,2I_{н1}$ | $\pm 1,2$ | $\pm 1,5$ | $\pm 2,4$ |
| | $0,2I_{н1} \leq I_1 < I_{н1}$ | $\pm 1,0$ | $\pm 1,2$ | $\pm 1,8$ |
| | $I_{н1} \leq I_1 \leq 1,2I_{н1}$ | $\pm 0,9$ | $\pm 1,1$ | $\pm 1,6$ |

Таблица 4. Границы интервала относительной погрешности измерений реактивной электроэнергии в рабочих условиях применения ИК АИИС ТУЭ

| Номер ИК Классы точности средств измерений в составе ИК | Диапазон значений силы тока | Пределы допускаемой относительной погрешности ИК | |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------|
| | | Относительная погрешность ИК в рабочих условиях эксплуатации, ($\pm\delta$), % | |
| | | $\cos \varphi = 0,8$ ($\sin \varphi = 0,6$) | $\cos \varphi = 0,5$ ($\sin \varphi = 0,87$) |
| 1 | 2 | 3 | 4 |
| 1-10; 12; 14; 17; 19; 21-28; 30-33; 35-39; 41; 42 ТТ-0,2S; ТН-0,5; Сч-0,2S/1,0 | $0,01(0,02)I_{н1} \leq I_1 < 0,05I_{н1}$ | $\pm 4,0$ | $\pm 3,7$ |
| | $0,05I_{н1} \leq I_1 < 0,2I_{н1}$ | $\pm 3,8$ | $\pm 3,4$ |
| | $0,2I_{н1} \leq I_1 < I_{н1}$ | $\pm 3,6$ | $\pm 3,4$ |
| | $I_{н1} \leq I_1 \leq 1,2I_{н1}$ | $\pm 3,6$ | $\pm 3,4$ |
| 11; 13; 16; 18 ТТ-0,2S; ТН-0,2; Сч-0,2S/1,0 | $0,01(0,02)I_{н1} \leq I_1 < 0,05I_{н1}$ | $\pm 3,9$ | $\pm 3,6$ |
| | $0,05I_{н1} \leq I_1 < 0,2I_{н1}$ | $\pm 3,7$ | $\pm 3,4$ |
| | $0,2I_{н1} \leq I_1 < I_{н1}$ | $\pm 3,5$ | $\pm 3,3$ |
| | $I_{н1} \leq I_1 \leq 1,2I_{н1}$ | $\pm 3,5$ | $\pm 3,3$ |
| 15; 29; 34; 40 ТТ-0,5 ТН-0,5 Сч-0,2S/1,0 | $0,05I_{н1} \leq I_1 < 0,2I_{н1}$ | $\pm 5,6$ | $\pm 4,1$ |
| | $0,2I_{н1} \leq I_1 < I_{н1}$ | $\pm 4,1$ | $\pm 3,5$ |
| | $I_{н1} \leq I_1 \leq 1,2I_{н1}$ | $\pm 3,8$ | $\pm 3,4$ |
| 20 ТТ-0,2 ТН-0,5 Сч-0,2S/1,0 | $0,05I_{н1} \leq I_1 < 0,2I_{н1}$ | $\pm 4,0$ | $\pm 3,5$ |
| | $0,2I_{н1} \leq I_1 < I_{н1}$ | $\pm 3,6$ | $\pm 3,4$ |
| | $I_{н1} \leq I_1 \leq 1,2I_{н1}$ | $\pm 3,6$ | $\pm 3,4$ |

Пределы допускаемой погрешности СОЕВ ± 5 с.

10 ИДЕНТИФИКАЦИЯ ПРОГРАММНОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ

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

- наименование программного обеспечения;
- идентификационное наименование программного обеспечения;
- номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения;
- цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода);
- алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения.

10.2 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».

10.2.3 Проверка документации в части программного обеспечения.

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

10.2.4 Проверка идентификации ПО АИИС ТУЭ.

Убедиться, что идентификационное наименование и номер версии ПО соответствует заявленным (наименование ПО и его версия определяются после загрузки ПО в разделе «справка»).

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

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.

10.2.5 Проверка цифрового идентификатора программного обеспечения.

На выделенных модулях ПО проверить цифровые идентификаторы и алгоритм вычисления цифрового идентификатора.

Проверка цифрового идентификатора ПО происходит на ИВК (сервере), где установлено ПО «SEDMAX». Запустить менеджер файлов, позволяющий производить хеширование файлов. В менеджере файлов необходимо открыть каталог и выделить файлы, указанные в проекте описания типа на АИИС ТУЭ. Сличить значение хэш-функции MD5 специализированного программного обеспечения «SEDMAX», выведенное в поле «Значение MD5 цели» окна программы с соответствующим значением, указанным в качестве идентификационного признака. Наименование файла MD5 строго соответствует наименованию файла, для которого проводилось хеширование.

10.2.6 ПО считается подтвержденным, если идентификационное наименование ПО, номер версии (идентификационный номер) ПО, цифровой идентификатор ПО не противоречат приведенным в описании типа на АИИС ТУЭ.

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

Идентификационные данные ПО «SEDMAX» приведены в таблице 3.

Таблица 3- Идентификационные данные (признаки) ПО сервера сбора данных

| Идентификационные данные (признаки) | Значение |
|-------------------------------------------------|----------------------------------|
| 1 | 2 |
| Наименование ПО | Библиотека метрологии SEDMAX |
| Идентификационное наименование ПО | sed_metrology.dll |
| Номер версии (идентификационный номер) ПО | 1.0.5695.18177 |
| Цифровой идентификатор ПО | 7f27aef8b0f2e4ad741143b9853da58e |
| Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО | MD5 |

| 1 | 2 |
|-------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------|
| Наименование ПО | Библиотека метрологических функций модуля SEDCALC SEDMAX |
| Идентификационное наименование ПО | sed_calc_metrology.dll |
| Номер версии (идентификационный номер) ПО | 1.0.5963.27861 |
| Цифровой идентификатор ПО | fb6c9b74c1b6551baef3bfa632889055 |
| Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО | MD5 |
| Наименование ПО | Библиотека метрологических функций модуля SEDTRACER |
| Идентификационное наименование ПО | sed_tracer_metrology.dll |
| Номер версии (идентификационный номер) ПО | 1.0.5963.25675 |
| Цифровой идентификатор ПО | 563d970473868f5a378f1ac07717fa31 |
| Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО | MD5 |

11 ОФОРМЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ПОВЕРКИ

11.1 На основании положительных результатов по пунктам разделов 7 - 10 оформляют свидетельство о поверке АИИС ТУЭ в соответствии с Приказом Минпромторга России №1815 от 02 июля 2015 г. «Об утверждении Порядка проведения поверки средств измерений, требования 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. Знак поверки наносится на свидетельство о поверке.

11.2 В случае, если отдельные ИК были забракованы по пунктам раздела 9, АИИС ТУЭ признается непригодной к дальнейшей эксплуатации, в части ИК не прошедших с положительным результатом поверку и на нее выдают извещение о непригодности по форме и содержанию удовлетворяющее требованиям Приказа Минпромторга России №1815 от 02 июля 2015 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 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.


11.3 Результаты поверки АИИС ТУЭ оформляют путем записи в протоколе поверки произвольной формы. В протоколе поверке должны быть отражены результаты всех операций поверки, приведенных в таблице 1 настоящей методики поверки.

Технический директор
ООО «Энергокомплекс»



_____ К.Н. Поляков

Ведущий инженер-метролог
ООО «Энергокомплекс»



_____ И.С. Зиновьев