



«Утверждаю»

Руководитель ГИИ СИ
ООО «ИН «Энерготестконтроль»



В. Б. Минц

«16» сентября 2013 г.

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО "Мосэнерго" с Изменениями № 1, № 2, № 3, № 4, № 5, № 6, № 7

МЕТОДИКА ПОВЕРКИ

НВЦП.4222000.025.МП

2013 г.

СОДЕРЖАНИЕ

1 Введение	4
2 Назначение	4
3 Условия проведения поверки	4
4 Требования к квалификации поверителей	4
5 Требования по безопасности	5
6. Эталоны и вспомогательные устройства	5
7 Операции поверки	6
8 Подготовка к поверке	6
9 Проведение поверки	7
10 Оформление результатов поверки	14

Список принятых сокращений.

АИИС КУЭ - Автоматизированная информационно - измерительная система коммерческого учета электрической энергии

АРМ - автоматизированное рабочее место

ИК - измерительный канал

МХ - метрологические характеристики

НД - нормативная документация

ПЭВМ - персональная электронно-вычислительная машина

ПО - программное обеспечение

СИ - средства измерения

СУБД - система управления базами данных

ТН - трансформатор напряжения

ТТ - трансформатор тока

УСД - устройство сбора данных

ЭД - эксплуатационная документация

ИИК - информационно-измерительный комплекс

ИВК - измерительно-вычислительный комплекс

1. Введение.

1.1 Настоящая методика устанавливает порядок проведения первичной и периодической поверки Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО "Мосэнерго" с Изменениями № 1, № 2, № 3, № 4, № 5, № 6, № 7 (в дальнейшем – АИИС КУЭ). Поверке подлежат измерительные каналы (в дальнейшем ИК) АИИС КУЭ, по которым производится расчетный (коммерческий) учет электрической энергии.

1.2 Методика разработана в соответствии с требованиями нормативных документов (НД): МИ 3290-2010, ГОСТ 7746-2001, ГОСТ 1983-2001, ГОСТ Р 52323-2005 при измерении активной электроэнергии и ГОСТ Р 52425-2005 при измерении реактивной электроэнергии., ПР 50.2.009-94 и эксплуатационной документации (ЭД) на компоненты АИИС КУЭ .

1.3 Рекомендуемый межповерочный интервал системы - 4 года.

2. Назначение

АИИС КУЭ предназначена для измерения активной и реактивной электрической энергии, потребленной за установленные интервалы времени отдельными технологическими объектами, автоматического сбора, хранения и обработки полученной информации.

3. Условия проведения поверки.

При проведении поверки должны соблюдаться рабочие условия эксплуатации компонентов, входящих в состав АИИС КУЭ, в соответствии с НД на эти компоненты.

4. Требования к квалификации поверителей.

4.1 К проведению поверки допускаются лица, аттестованные в качестве поверителей в порядке, установленном Федеральным агентством по техническому регулированию и метрологии в соответствии с ПР 50.2.012-94 «Порядок аттестации поверителей средств измерений», изучившие на стоящую методику поверки и руководство по эксплуатации АИИС КУЭ, имеющие стаж работы по данному виду измерений не менее 1 года, а также прошедшие инструктаж по технике безопасности на рабочем месте и имеющие группу по технике электробезопасности не ниже III.

4.2 Измерение вторичной нагрузки измерительных трансформаторов тока, входящих в состав АИИС КУЭ, осуществляется персоналом, имеющим стаж работы по данному виду измерений не менее 1 года, изучившим документ «Методика выполнения измерений мощности нагрузки трансформаторов тока в условиях эксплуатации» и прошедшим обучение по проведению измерений в соответствии с указанным документом. Измерение проводят не менее двух специалистов, один из которых должен иметь удостоверение, подтверждающее право работы на установках свыше 1000 В с группой по электробезопасности не ниже III.

4.3 Измерение вторичной нагрузки измерительных трансформаторов напряжения входящих в состав АИИС КУЭ, осуществляется персоналом, имеющим стаж работы по данному виду измерений не менее 1 года, изучившим документ «Методика выполнения измерений мощности нагрузки трансформаторов напряжения в условиях эксплуатации» и прошедшим обучение по проведению измерений в соответствии с указанным документом. Измерение проводят не менее двух специалистов, один из которых должен иметь удостоверение, подтверждающее право работы на установках свыше 1000 В с группой по электробезопасности не ниже IV.

4.4 Измерение потерь напряжения в линии соединения счетчика с измерительным трансформатором напряжения, входящими в состав АИИС КУЭ, осуществляется персоналом, имеющим стаж работы по данному виду измерений не менее 1 года, изучившим документ «Методика выполнения измерений потерь напряжения в линиях соединения счетчика с трансформатором напряжения в условиях эксплуатации» и прошедшим обучение по проведению измерений в соответствии с указанным документом. Измерение проводят не менее двух специалистов, один из которых должен иметь удостоверение, подтверждающее право работы на установках свыше 1000 В с группой по электробезопасности не ниже IV.

5. Требования по безопасности.

5.1. При проведении поверки необходимо соблюдать требования безопасности, предусмотренные «Правилами технической эксплуатации электроустановок потребителей и правилами техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей» (издание 3-е), «Правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей», ГОСТ 12.2.007.0-75, ГОСТ 12.2.007.3-75, ГОСТ 22261-94 и указаниями по безопасности, оговоренными в технических описаниях, руководствах по эксплуатации на измерительные компоненты системы, в соответствующей документации на эталоны и другие средства поверки.

5.2 Трансформаторы тока и трансформаторы напряжения в эксплуатации должны соответствовать требованиям безопасности по ГОСТ 12.2.007.3-75 и ГОСТ 12.2.007.0-75. Один из выводов вторичных обмоток ТТ и ТН должен быть заземлен.

5.3 Счетчики электроэнергии в эксплуатации должны соответствовать требованиям безопасности по ГОСТ 22261-94, ГОСТ 12.1.038-82 и ГОСТ Р 51350-99. По способу защиты человека от поражения электрическим током счетчики должны соответствовать требованиям ГОСТ 12.2.007-75.

5.4 Металлический цоколь счетчика должен быть заземлен. Требования к зажимам заземления должны соответствовать эксплуатационной документации счетчика.

5.5 Все клеммы, находящиеся в зажимной коробке счетчика, должны закрываться крышкой, приспособленной для пломбирования. Крышка должна закрывать нижние винты крепления счетчика к щиту, а также подводимые к счетчику провода не менее чем на 25 мм.

5.6 Требования безопасности контроллера и сервера должны соответствовать требованиям ГОСТ 12.2.003-74 и ГОСТ 12.2.007.0-75. Технические требования в части безопасности должны соответствовать ГОСТ Р 51350-99 (МЭК 61010-1-90) классу защиты не ниже 1.

5.7 Корпуса устройств (блоков), входящих в устройства сбора и передачи данных, должны быть заземлены. Требования к зажимам заземления должны соответствовать эксплуатационной документации устройств (блоков).

5.8 Вычислительные средства, входящие в состав АИИС КУЭ, должны по безопасности соответствовать требованиям, предъявляемым к ПЭВМ.

6. Эталоны и вспомогательные устройства .

При проведении поверки применяются эталоны и вспомогательные устройства, указанные в таблице 1

Таблица 1

Наименование и назначение средств поверки и вспомогательного оборудования	Номер пункта
Термометр лабораторный ТЛ-4 по ГОСТ 2045-71. Диапазон измерений - от минус 50 до плюс 100°С, КТ 0,1, цена деления 0,1°С Барометр –анероид, БАММ. Относительная погрешность ±5%; Психрометр М-4М класс точности 2,0	п.3
Радиочасы МИР РЧ-01 , КТ ±1мкс	п.9.6
Средства измерений вторичной нагрузки ТТ в соответствии с утвержденным документом «Методика выполнения измерений мощности нагрузки трансформаторов тока в условиях эксплуатации» или Паспорт-протокол на ИК.	п.9.4
Средства измерений вторичной нагрузки ТН в соответствии с утвержденным документом «Методика выполнения измерений мощности нагрузки трансформаторов напряжения в условиях эксплуатации» или Паспорт-протокол на ИК.	п.9.3

Средства измерений падения напряжения в линии соединении счетчика с ТН в соответствии с утвержденным документом «Методика выполнения измерений падения напряжения в линии соединения счетчика с трансформатором напряжения в условиях эксплуатации» или Паспорт-протокол на ИК.	п.9.5
Наименование аппаратных и программных средств	
Персональный компьютер, оптический преобразователь в комплекте с ПО: ПО «МАР 110», ПО «Converge».	Сбор данных со счетчиков обработка информации снятой со счетчиков.

Примечание:

Допускается применение других СИ с МХ не хуже указанных в таблице № 1.

7. Операции поверки.

При проведении поверки должны быть выполнены операции, указанные в таблице № 2.

Таблица № 2.

Наименование операции	Номер пункта МП	Обязательность проведения операции при	
		первичной поверке	периодической поверке
1. Подготовка к поверке	8	Да	Да
2. Внешний осмотр	9.1	Да	Да
3. Проверка измерительных компонентов АИИС КУЭ	9.2	Да	Да
4. Проверка счетчиков электрической энергии	9.2.1	Да	Да
5. Проверка сервера	9.2.2	Да	Да
6. Проверка нагрузки вторичных цепей измерительных трансформаторов напряжения	9.3	Да	Да
7. Проверка нагрузки вторичных цепей измерительных трансформаторов тока	9.4	Да	Да
8. Проверка падения напряжения в линии связи между вторичной обмоткой ТН и счетчиком	9.5	Да	Да
9. Определение суточной погрешности измерения текущего времени	9.6	Да	Да
10. Определение пределов допускаемых относительных погрешностей измерения активной и реактивной электрической энергии для рабочих условий	11	Да	Да
11. Проверка отсутствия ошибок информационного обмена	9.7	Да	Да
12. Проверка ПО	10	Да	Да
13. Оформление результатов поверки	12	Да	Да

8. Подготовка к поверке.

8.1. Для проведения поверки представляют следующую документацию:

- руководство по эксплуатации АИИС КУЭ;

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

8.2. Перед проведением поверки выполняют следующие подготовительные работы:

- проводят организационно-технические мероприятия по доступу поверителей и персонала энергообъектов к местам установки измерительных трансформаторов, счетчиков электроэнергии, контроллеров, по размещению эталонов, отключению в необходимых случаях поверяемых средств измерений от штатной схемы;
- проводят организационно-технические мероприятия по обеспечению безопасности поверочных работ в соответствии с действующими правилами и руководствами по эксплуатации применяемого оборудования;
- средства поверки выдерживают в условиях и в течение времени, установленных в НТД на средства поверки;
- все средства измерений, которые подлежат заземлению, должны быть надежно заземлены, подсоединение зажимов защитного заземления к контуру заземления должно производиться ранее других соединений, а отсоединение - после всех отсоединений.

9. Проведение поверки.

9.1 Внешний осмотр и проверка комплектности.

Методика поверки.

При проведении проверки внешнего вида и комплектности проверяется:

- соответствие номенклатуры и типов технических и программных компонентов АИИС КУЭ паспортным;
- наличие и качество заземления корпусов компонентов системы и металлических шкафов, в которых они расположены;
- внешний вид каждого компонента системы с целью выявления возможных механических повреждений, загрязнения и следов коррозии;
- наличие напряжения питания на счетчиках (должен работать жидкокристаллический индикатор счетчика);
- наличие напряжения питания на мультиплексорах (должен светиться светодиод сигнализирующий о наличии питания);
- наличие напряжения питания и отсутствие ошибки на (должен светиться светодиод, сигнализирующий о наличии питания и не светиться светодиод, сигнализирующий о наличии ошибки);
- наличие напряжения питания на модемах (должны светиться светодиоды на лицевой панели модема);
- наличие напряжения питания на преобразователях интерфейсов (должен светиться светодиод, сигнализирующий о наличии питания);
- функционирование (должна функционировать операционная система необходимая для работы программы сбора данных);
- маркировка технических средств должна быть нанесена четко и должна соответствовать ГОСТ 22261 – 94;
- соединительные информационные провода не должны иметь каких-либо повреждений («оголений»), которые могли бы свидетельствовать о несанкционированном вмешательстве в АИИС КУЭ.

Критерии результатов поверки:

Проверка считается успешной:

Если перечисленные операции настоящего пункта МП полностью выполнены

9.2 Проверка функционирования основных компонентов АИИС

При проведении проверки измерительных компонентов АИИС КУЭ необходимо проверить:

- наличие действующих свидетельств (записей в паспортах) о поверке измерительных трансформаторов напряжения и тока, счетчиков электроэнергии.

При обнаружении просроченных свидетельств о поверке измерительных компонентов или свидетельств, срок действия которых близок к окончанию, дальнейшие операции по поверке ИК, в который они входят, выполняют после их поверки.

9.2.1. Проверка счетчиков электрической энергии.

При проведении проверки счетчиков электрической энергии необходимо проверить:

- наличие и сохранность пломб поверительных и энергосбытовых организаций на счетчике;
- наличие документов энергосбытовых организаций, подтверждающих правильность

подключения счетчика к цепям тока и напряжения, в частности, правильность чередования фаз. При отсутствии таких документов или нарушении (отсутствии) пломб проверяют правильность подключения счетчиков к цепям тока и напряжения (соответствие схем подключения - схемам, приведенным в паспорте на счетчик);

- проверка соответствия индикации даты в счетчике календарной дате (число, месяц, год),
- работоспособность оптического порта счетчик,
- проверка автоматического измерения приращений активной электроэнергии,
- проверка автоматической коррекции времени.

Проверка работоспособности оптического порта счетчика и опрос счетчика осуществляется через оптопорт с помощью переносного компьютера и оптического преобразователя. На переносном компьютере после его включения должна быть активирована ПО «МАР 110».

После загрузки программы «МАР 110» необходимо сделать следующие установки:

- оптопорт;
- автоопределение типа счетчика;
- электроэнергия.

Критерии результатов испытаний:

Проверка считается успешной:

Если счетчики опрошены и нет сообщений об ошибках, имеются данные о 30 минутных значениях мощности и отображаются в окне программы.

Проверка автоматического измерения приращений активной электроэнергии

Проверка автоматического измерения активной электроэнергии сводится к наблюдению за изменением 30 минутных интервалов счетчика.

- Открываем форму "Данные по счетчику", выбираем дату и наблюдаем за 30 минутным изменением профиля мощности.

- На начало следующей получасового интервала убедиться в появлении новой записи.

Результат проверки считается положительным, если есть данные о 30 минутных значениях мощности, и они отображаются в окне программы.

Критерии результатов испытаний:

Проверка считается успешной:

Если в результате опроса счетчиков за указанный срок во вкладке «Отчет» получены данные о 30 минутных значениях мощности.

Проверка соответствия индикации даты в счетчике календарной дате (число, месяц, год)

Перед проверкой системы необходимо проверить соответствие даты и времени счетчика ас-

трономическим дате и времени. Проверка осуществляется визуально или с помощью переносного компьютера и ПО "МАР 110".

С индикатора счетчика визуально снимаются показания даты, времени и сравниваются с календарными (на индикаторах всех счетчиков должны присутствовать показания текущей даты и времени) или с помощью ПО "МАР 110" во время опроса счетчика командой «Текущая дата» и «Текущее время».

Критерии результатов испытаний:

Проверка считается успешной:

Если текущая дата и текущее время полученные при визуальном осмотре и во время работы с переносным компьютером совпадают с астрономической датой и временем.

Проверка автоматической коррекции времени.

Методика испытаний

Проверка автоматической коррекции времени в счетчиках осуществляется через оптопорт с помощью переносного компьютера и оптического преобразователя. На переносном компьютере после его включения должна быть активирована ПО "МАР 110". Из меню «Параметры» выбираем группу «Коррекция времени», указываем интересующий срок опроса. Затем открываем «Отчет».

Критерии результатов испытаний:

Проверка считается успешной:

Если в «Отчете» имеются данные о коррекции времени и максимальное значение проведенной коррекции не превышает ± 5 с в сутки.

В случае расхождения показаний счетчика по времени более чем на 2 секунды с эталонным, необходимо выполнить корректировку времени счетчика.

В процессе работы АИИС КУЭ задача корректировки времени выполняется с контроллера.

Проверка правильности значений коэффициентов трансформации измерительных трансформаторов.

Методика испытаний.

Проверка правильности значений коэффициентов трансформации измерительных трансформаторов, хранящихся в памяти счетчика проверяют помощью ПО "МАР 110", затем сравнивают коэффициенты трансформации измерительных трансформаторов, хранящихся в памяти сервера с теми, что заложены в НТД.

Критерии результатов испытаний:

Проверка считается успешной:

- Если значения коэффициентов трансформации измерительных трансформаторов, хранящихся в памяти счетчика совпадают с коэффициентами трансформации измерительных трансформаторов в НТД на них.

9.2.2. Проверка сервера.

Проверка правильности функционирования сервера.

Методика испытаний.

Для проверки функционирования сервера необходимо:

- подать напряжение питания на все компоненты системы, проследить за правильностью прохождения загрузки операционной системы,
- запустить на выполнение программное обеспечение,

Критерии результатов испытаний:

Проверка считается успешной:

Если загрузка операционной среды прошла успешно, программа успешно запущена и отображает необходимые данные: счетчики опрошены, нет сообщений об ошибках, данные архивов по 30-и минутному профилю в базе данных сервера соответствуют показаниям счётчиков системы, имеются данные о коррекции времени сервер считается исправно функционирующим.

9.3 Проверка нагрузки вторичных цепей измерительных трансформаторов напряжения.

Методика поверки.

9.3.1 Проверяют наличие и сохранность пломб поверительных и энергоснабжающих орга-

низаций на клеммных соединениях, имеющих на линии связи ТН со счетчиком. Проверяют наличие документов энергосбытовых организаций, подтверждающих правильность подключения первичных и вторичных обмоток ТН. При отсутствии таких документов или нарушении (отсутствии) пломб проверяют правильность подключения первичных и вторичных обмоток ТН.

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

Измеряют мощность нагрузки ТН, которая должна находиться в диапазоне (0,25-1,0) S ном.

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

1 Допускается измерения мощности нагрузки вторичных цепей ТН не проводить, если такие измерения проводились при составлении паспортов-протоколов на данный измерительный канал в течение истекающего межповерочного интервала системы. Результаты проверки считают положительными, если паспорт-протокол подтверждает выполнение указанного выше условия для ТН.

2 Допускается мощность нагрузки определять расчетным путем, если известны входные (проходные) импедансы всех устройств, подключенных ко вторичным обмоткам измерительных трансформаторов.

Критерии результатов поверки:

Проверка считается успешной:

Если отклонение вторичного напряжения при нагруженной вторичной обмотке составляет не более $\pm 10\%$ от $U_{\text{ном}}$;

Если имеются пломбы поверительных и энергоснабжающих организаций на клеммных соединениях, имеющих на линии связи ТН со счетчиком.

Если имеются документы энергосбытовых организаций, подтверждающих правильность подключения первичных и вторичных обмоток ТН.

9.4 Проверка нагрузки вторичных цепей измерительных трансформаторов тока

Методика поверки

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

9.4.2. Измеряют мощность нагрузки вторичных цепей ТТ, которая должна находиться в диапазоне (0,25-1,0) S ном.

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

1 Допускается измерения мощности нагрузки вторичных цепей ТТ не проводить, если такие измерения проводились при составлении паспортов-протоколов на данный измерительный канал в течение истекающего межповерочного интервала системы. Результаты проверки считают положительными, если паспорт-протокол подтверждает выполнение указанного выше условия для ТТ.

2 Допускается мощность нагрузки определять расчетным путем, если известны входные (проходные) импедансы всех устройств, подключенных ко вторичным обмоткам ТТ.

Критерии результатов поверки:

Проверка считается успешной:

Если мощность нагрузки вторичных цепей ТТ находится в диапазоне (0,25-1,0) S ном.

Если имеются документы энергосбытовых организаций, подтверждающих правильность подключения вторичных обмоток ТТ.

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

Методика поверки

Измеряют падение напряжения в проводной линии связи для каждой фазы по утвержден-

ному документу «Методика выполнения измерений падения напряжения в линии соединения счетчика с трансформатором напряжения в условиях эксплуатации». Падение напряжения не должно превышать 0,25 % от номинального значения на вторичной обмотке ТН. Однако:

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

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

Критерии результатов поверки:

Проверка считается успешной:

Если падение напряжения ил в проводной линии связи для каждой фазы не превышает 0,25 % от номинального значения на вторичной обмотке ТН.

9.6 Определение абсолютной суточной погрешности измерения текущего времени

Методика испытаний.

Включить питание и запустить ПО «Converge» в режиме индикации текущего значения системного времени.

Включить Радиочасы МИР РЧ-01 и запустить на выполнение Технологическую программу. После чего определить разницу показаний времени радиочасов и часов сервера.

Критерии результатов испытаний:

Проверка считается успешной:

Если погрешность системного времени, полученная по результатам испытаний, не превышает ± 5 с в сутки.

9.7 Проверка отсутствия ошибок информационного обмена между компонентами АИИС

Операция проверки отсутствия ошибок информационного обмена предусматривает экспериментальное подтверждение идентичности числовой измерительной информации в счетчиках электрической энергии (исходная информация), и памяти сервера БД.

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

Определение ошибок информационного обмена может проводиться в статическом режиме, т. е. когда показания счетчика в ходе проверки остаются неизменными и в динамическом режиме, когда показания счетчика изменяются.

1 По показаниям индикаторов счетчика при отсутствии нагрузки.

Снять показания текущих коммерческих данных (показания по энергии) с индикаторов счетчиков;

С помощью программного обеспечения ПО «МАР 110» провести опрос всех счетчиков и получить отчет (показания по энергии);

Сравнить показания, зафиксированные на индикаторе каждого счетчика, с показаниями по тем же счетчикам, полученными в отчете.

Критерии результатов испытаний:

Если разность показаний индикатора счетчика и ИВК не превышает двух единиц младшего (последнего) разряда, считают, что данный измерительный канал прошел проверку успешно.

2 При наличии нагрузки на основе сравнения предыдущего, ежедневного чтения счетчика, с показаниями в ИВК.

- с помощью ПО «Converge», (либо с индикатора счетчика) снимаем показания последнего предыдущего чтения по активной и реактивной энергии.

Сравниваем показания, зафиксированные счетчиком на конец предыдущего чтения, с показаниями по тем же счетчикам, хранимых в базе данных ИВК на 0 ч. 00 м.

Критерии результатов испытаний:

Если разность показаний индикатора счетчика и БД ИВК не превышает двух единиц

младшего (последнего) разряда, считают, что данный измерительный канал прошел проверку успешно.

10 Идентификация программного обеспечения

При идентификации программного обеспечения и оценки влияния на метрологические характеристики средства измерений необходимо проверить соответствие следующих заявленных идентификационных данных программного обеспечения:

- 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,
- проверка уровня защиты программного обеспечения от непреднамеренных и преднамеренных изменений в соответствии с МИ 3286-2010.

Проверка идентификационного наименования ПО, версии метрологически значимого ПО и его даты создания, цифрового идентификатора программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода) уровня ИВК.

Методика проверки:

- Чтобы узнать версию установленного ПО необходимо запустить программу ПО «Converge». Авторизоваться в программе путем ввода логина и пароля (по умолчанию логин - cnt, пароль – cnt). В открывшемся окне будет указана версия ПО. К метрологически значимому ПО относятся следующие файлы: "Landis+GyrConverge 3.5.1. Файлы располагаются в стандартном каталоге C:\alphacenter\exe. С помощью программы md5 определить контрольные суммы исполняемого кода следующих метрологически значимых модулей: "Landis+GyrConverge 3.5.1

Критерии результата проверки:

Проверка считается успешной:

Если название ПО на экране компьютера, номер версии (идентификационный номер), контрольная сумма, полученные с помощью утилиты, совпадают с заявленными в документации на ПО результат проверки положительный.

Проверка уровня защиты программного обеспечения от непреднамеренных и преднамеренных изменений в соответствии с МИ 3286-2010

Проверка обеспечения защиты программного обеспечения проводится в соответствии с требованиями МИ 3286-2010 "ГСИ. Проверка защиты программного обеспечения и определение ее уровня при испытаниях средств измерений в целях утверждения типа".

Определение уровня защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений проводят путем сравнения заявленных данных в документации на ПО с данными, полученными при проведения функциональных проверок.

Специальными средствами защиты метрологически значимой части ПО и измеренных данных от преднамеренных изменений являются:

- средства проверки целостности ПО (несанкционированная модификация метрологически значимой части ПО проверяется расчётом контрольной суммы и сравнением ее с действительным значением);
- средства обнаружения и фиксации событий (журнал событий);
- средства управления доступом (пароли).

Методика испытаний:

1 С помощью функциональных проверок симитировать непредсказуемые физические воздействия, убедиться в действии средств защиты метрологически значимой части ПО СИ и измеренных данных от изменения или удаления в случае возникновения непредсказуемых физических воздействий.

2 Несанкционированная модификация метрологически значимой части, т. е. проверка целостности ПО, может быть проверена с помощью определения контрольной суммы (алгоритм MD5).

3 На основе анализа документации определить набор событий, который подлежит обнаружению и фиксации в соответствующем журнале событий. Убедиться, что в набор событий, подлежащий обнаружению и фиксации, включены события, связанные 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.

4 На основе анализа документации определяются полномочия пользователей, имеющих различные права доступа к функциям метрологически значимой части ПО СИ и измеренным данным.

Критерии результата испытаний:

Если имеется:

- программная защита, которая заключается в использовании пароля, который необходимо ввести оператору для доступа к изменению параметров контроллера;
- контрольная сумма, полученная с помощью утилиты, совпадает с заявленными в документации на ПО;
- в журнале событий фиксируется набор событий, которые подлежат обнаружению и фиксации, достаточности примененных средств защиты метрологически значимой части ПО и измеренных данных от преднамеренных изменений делается вывод о правильности выбора уровня защиты программного обеспечения от непреднамеренных и преднамеренных изменений в соответствии с МИ 3286-2010.

11. Определение пределов допускаемых относительных погрешностей измерения активной и реактивной электрической энергии в рабочих условиях

Методика определение пределов допускаемых относительных погрешностей измерения активной и реактивной электрической энергии для нормальных и рабочих условий испытаний.

Относительные погрешностей измерения активной и реактивной электрической энергии для нормальных и рабочих условий, рассчитываются по формуле:

$$\delta_w = \pm 1,1 \sqrt{\delta_I^2 + \delta_U^2 + \delta_\theta^2 + \delta_S^2 + \delta_n^2 + \delta_{c.o}^2 + \delta_{ct}^2 + \delta_{cf}^2 + \delta_{CHU}^2 + \delta_{mi}^2} \quad (1)$$

Доверительные границы относительной погрешности результата измерений количества активной и реактивной электрической энергии при доверительной вероятности $P = 0,95$:

в диапазоне тока $0,01 \cdot I_{1н} \leq I_1 < 0,02 \cdot I_{1н}$

в диапазоне тока $0,02 \cdot I_{1н} \leq I_1 < 0,05 \cdot I_{1н}$

в диапазоне тока $0,05 \cdot I_{1н} \leq I_1 < 0,2 \cdot I_{1н}$

в диапазоне тока $0,2 \cdot I_{1н} \leq I_1 < 1,0 \cdot I_{1н}$

в диапазоне тока $1,0 \cdot I_{1н} \leq I_1 \leq 1,2 \cdot I_{1н}$

где,

δ_I — токовая погрешность ТТ, %;

δ_U — погрешность напряжения ТН, %;

δ_θ — погрешность трансформаторной схемы подключения счетчика за счет угловых погрешностей ТТ θ_I и ТН θ_U , %;

δ_n — погрешность из-за потери напряжения в линии присоединения счетчика к ТН, %;

$\delta_{c.o}$ — относительная погрешность счетчика, %;

δ_s — погрешность рассинхронизации при измерениях текущего календарного времени, %;

1) погрешность δ_θ при измерениях активной электроэнергии согласно РД 153-34.0-11.209-99 вычисляют по формуле:

$$\delta_\theta = 0,029 \sqrt{\theta_I^2 + \theta_U^2} \frac{\sqrt{1 - \cos^2 \varphi}}{\cos \varphi} \quad (2)$$

погрешность δ_θ при измерениях реактивной энергии согласно РД 153-34.0-11.209-99 вычисляют по формуле

$$\delta_\theta = 0,029 \sqrt{\theta_I^2 + \theta_U^2} \frac{\cos \varphi}{\sqrt{1 - \cos^2 \varphi}} \quad (3)$$

где ,

θ_L - угловая погрешность ТТ, мин;

θ_U - угловая погрешность ТН, мин;

$\cos\varphi$ - коэффициент мощности контролируемого присоединения;

2) дополнительные погрешности счетчика согласно РД 153-34.0-11.209-99 вычисляются по формуле

$$\delta_{ci} = K_i \Delta \xi_i$$

где

K_i - функция влияния i -й величины;

$\Delta \xi_i$ - отклонение i -й величины от ее нормального значения;

Дополнительными погрешностями счетчиков являются:

δ_{ct} - температурная погрешность, %;

δ_{cf} - погрешность от изменения частоты, %;

δ_{cnu} - погрешность от изменения напряжения ± 10 %;

δ_{mi} - погрешность от влияния магнитной индукции внешнего происхождения 0,5 мТл.

Примечание: При отсутствии в измерительном канале каких либо измерительных компонентов, соответствующие значения погрешностей в формуле 1 не используются.

При этом

Нормы основной относительной погрешности измерения по каждому измерительному комплексу в соответствии с Приложением 11.1 к Положению о получении статуса субъекта оптового рынка и ведению реестра субъектов оптового рынка (технические требования к АИИС КУЭ) для значений $\cos \varphi$ в интервале $0,8 \div 1$ не должны превышать:

для области нагрузок до 2% (относительная величина нагрузки трансформатора тока) не регламентируется;

для области малых нагрузок (2 – 20% включительно) не хуже 2,9%;

для диапазона нагрузок 20 - 120% не хуже 1,7 %.

Нормы основной относительной погрешности измерения по каждому измерительному комплексу в соответствии с Приложением 11.1 к Положению о получении статуса субъекта оптового рынка и ведению реестра субъектов оптового рынка (технические требования к АИИС КУЭ), для значений $\cos \varphi$ в интервале $0,5 \div 0,8$ не должны превышать:

для области нагрузок до 2% (относительная величина нагрузки трансформатора тока) не регламентируется;

для области малых нагрузок (2 - 20% включительно) не хуже 5,5%;

для диапазона нагрузок 20 - 120 % не хуже 3,0%.

Критерии результатов испытаний:

Проверка считается успешной:

Если полученные значения погрешности в нормальных и рабочих условиях по каждому измерительному каналу соответствуют техническим требованиям ОРЭ.

12. Оформление результатов поверки.

12.1. Результаты поверки оформляются записью в протоколе поверки произвольной формы.

12.2. При положительных результатах поверки выдается «Свидетельство о поверке» в соответствии с ПР 50.2.006—94.

12.3. При отрицательных результатах поверки система к эксплуатации не допускается и выписывается «Извещение о непригодности» в соответствии с ПР 50.2.006-94 с указанием причин непригодности.