



Утверждаю

Директор ФБУ «Самарский ЦСМ»

 Е.А.Стрельников

«13» января 2015 г.



Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» на присоединениях ОВ-220кВ, ВЛ 282, ВЛ 283
(ПС 220/35/6 кВ «Харьгинская»)

МЕТОДИКА ПОВЕРКИ
МП 4222-01-7702575147-2015.

2015г

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	7
9 Проведение поверки	7
10 Оформление результатов поверки	14

Список принятых сокращений.

АИИС КУЭ - Автоматизированная информационно - измерительная система коммерческого учета электроэнергии

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
ИВКЭ	- измерительно-вычислительный комплекс электроустановок
ИВК	- измерительно-вычислительный комплекс

1. Введение.

1.1 Настоящая методика устанавливает порядок проведения первичной и периодических поверок системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» на присоединениях ОВ-220кВ, ВЛ 282, ВЛ 283 (ПС 220/35/6 кВ «Харьгинская») - (далее –АИИС КУЭ), а также измерительных каналов, дополнительно вводимых в систему. Поверке подлежат измерительные каналы, по которым производится расчетный (коммерческий) учет электрической энергии.

1.2 Методика разработана в соответствии с требованиями нормативных документов (НД): МИ 3290-2010, ПР 50.2.009-94, ГОСТ 7746-2001, ГОСТ 1983-2001, ГОСТ 31819.22-2012 при измерении активной электроэнергии и ГОСТ 31819.23-2012 при измерении реактивной электроэнергии по каждому присоединению (измерительному каналу) 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 электроэнергии, потребленной за установленные интервалы времени отдельными технологическими объектами ООО «ЛУКОЙЛ - КОМИ» ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» на присоединениях ОВ-220кВ, ВЛ 282, ВЛ 283 (ПС 220/35/6 кВ «Харьгинская»), 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 выше 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 выше 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 выше 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 2

Таблица 2

Наименование и назначение средств поверки и вспомогательного оборудования	Номер пункта
Термометр лабораторный ТЛ-4, диапазон измерений (- 50...+100)°C; класс точности 0,1; цена деления 0,1°C	п.3

Барометр-анероид БАММ. Относительная погрешность $\pm 5\%$; Атмосферное давление 80...106 кПа	п.3
Психрометр М-4М, класс точности 2,0	п.3
Радиочасы МИР РЧ-01	п. 9.8.
Мультиметр «Ресурс-ПЭ». Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений угла фазового сдвига между напряжениями $\pm 0,1^\circ$. Пределы допускаемой относительной погрешности измерений напряжения: от 15 до 300 В $\pm 0,2\%$; от 15 до 150 мВ $\pm 2,0\%$. Пределы допускаемой относительной погрешности измерений тока: от 0,05 до 0,25 А $\pm 1,0\%$; от 0,25 до 7,5 А $\pm 0,3\%$. Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений частоты $\pm 0,02$ Гц;	п.9.3
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.9.5
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.9.6
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.9.7
Наименование аппаратных и программных средств	
Персональный компьютер, оптический преобразователь в комплекте с ПО: ПО «Альфа ЦЕНТР» ПО «Metercat»	Обработка информации полученной по ИК Для опроса счетчиков Альфа А1800

Примечание:

Допускается применение других СИ

7. Операции поверки.

При проведении поверки должны быть выполнены операции, указанные в таблице №3.
Таблица №3.

Наименование операции	Номер пункта НД по поверке	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 УСПД	9.2.2	Да	Да
6. Проверка сервера	9.2.3		
6. Проверка нагрузки вторичных цепей измерительных трансформаторов напряжения	9.3	Да	Да
7. Проверка нагрузки вторичных цепей из мерительных трансформаторов тока	9.4	Да	Да
8. Проверка падения напряжения в линии	9.5	Да	Да
9. Проверка суточной погрешности Измерения времени	9.6	Да	Да
10. Проверка отсутствия ошибок информационного обмена	9.7	Да	Да
11. Проверка ПО	10	Да	Да
12. Определение пределов допускаемых относительных погрешностей измерения активной и реактивной электрической энергии для рабочих условий	11	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 проверяемых 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 шка-

фов, 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 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 измерительных компонентов АИИС КУЭ.

При проведении проверки измерительных компонентов АИИС КУЭ необходимо проверить:

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

Критерии результатов поверки:

Проверка считается успешной:

Если все измерительные компоненты системы поверены. Имеются действующие свидетельства (записи в паспортах) о поверке измерительных трансформаторов напряжения и тока, счетчиков электроэнергии .

Если обнаружены 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.

Методика поверки.

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 счетчика;

- проверка автоматического измерения приращений активной электроэнергии;

- проверка автоматической коррекции времени.

Проверка работоспособности оптического порта счетчика и опрос счетчика через оптический порт с помощью переносного компьютера и оптического преобразователя.

наладочная программа "MeterCat".

После загрузки программы " MeterCat " на экране монитора компьютера появляется генеральная форма программы, приведенная на рисунке 1, содержащая рабочий стол, панель инструментов и меню для вызова подчиненных форм.

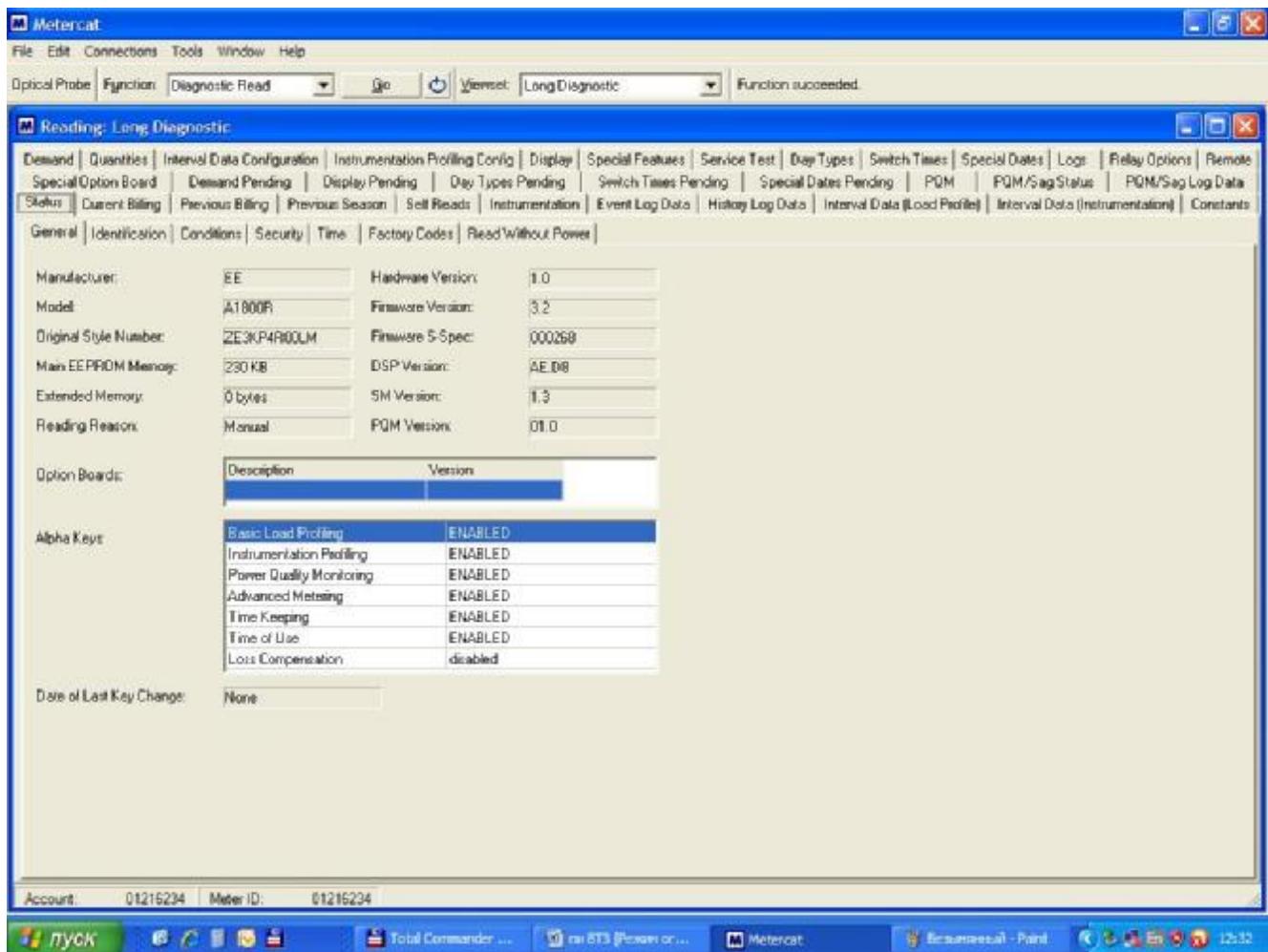


Рисунок 1 - Генеральная форма программы "MeterCat"

Необходимо сделать следующие установки:

- Optical Probe;
- Функция Read Diag;
- Шаблон Long Diagnostic.

Нажать кнопку "Старт"

В окне состояния обмена должно появиться сообщение «Обмен успешно завершен».

Критерии результатов поверки:

Проверка считается успешной:

Если счетчики опрошены и нет сообщений об ошибках

Проверка автоматического измерения электроэнергии в счетчиках.

Для счетчиков Альфа А1800

Проверка автоматического измерения активной электроэнергии сводится к наблюдению за изменением 30 минутных интервалов счетчика с помощью ПО "MeterCat".

Reading: Long Diagnostic				
Demand Quantities Interval Data Configuration Instrumentation Profiling Config Display Special Features Service Test Day Types Switch Times Special Dates Logs Relay Options Remote				
Reading: Long Diagnostic				
Demand Quantities Interval Data Configuration Instrumentation Profiling Config Display Special Features Service Test Day Types Switch Times Special Dates Logs Relay Options Remote				
Special Option Board Demand Pending Display Pending Day Types Pending Switch Times Pending Special Dates Pending PQM PQM/Sag Status PQM/Sag Log Data				
Status Current Billing Previous Billing Previous Season Self Reads Instrumentation Event Log Data History Log Data Interval Data (Load Profile) Interval Data (Instrumentation) Constants				
Time	kWhr:Del	kWhr:Rec	kVArh:Del	kVArh:Rec
01:00	110	0	48	0
01:30	112	0	50	0
02:00	108	0	48	0
02:30	108	0	48	0
03:00	110	0	56	0
03:30	112	0	58	0
04:00	112	0	60	0
04:30	112	0	54	0
05:00	114	0	48	0
05:30	124	0	50	0
06:00	122	0	48	0
06:30	122	0	48	0
07:00	118	0	46	0
07:30	129	0	54	0
08:00	144	0	60	0
08:30	164	0	76	0
09:00	212	0	124	0
09:30	216	0	126	0
10:00	214	0	130	0
10:30	216	0	128	0
11:00	230	0	132	0
11:30	216	0	124	0
12:00	222	0	130	0
12:30	218	0	130	0
1 minute	100	0	100	0

Рисунок 2 – Форма "Данные ГН"

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

- На начало следующей полусетевого интервала убедиться в появление новой записи.

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

Критерии результатов поверки:

Проверка считается успешной:

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

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

Перед поверкой системы необходимо проверить соответствие даты и времени счетчика астрономическим дате и времени. Проверка осуществляется визуально или с помощью переносного компьютера с установленным ПО «MeterCat» для счетчиков Альфа А 1800 .

Методика проверки

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 переносного компьютера с установленным ПО «MeterCat» для счетчиков Альфа А 1800

Критерии результатов поверки:

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.

9.2.2. Проверка УСПД

Проверка правильности функционирования УСПД.

Методика поверки.

Для проверки функционирования УСПД необходимо:

- подать напряжение питания на все компоненты системы, проследить за правильностью прохождения загрузки операционной системы,

запустить на выполнение программное обеспечение ПО «АльфаЦЕНТР»

Критерии результатов поверки:

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 УСПД соответствуют показаниям счётчиков системы, имеются данные о коррекции времени - УСПД считается исправно функционирующим.

9.2.3 Проверка сервера.

Проверка правильности функционирования сервера.

Методика поверки.

Для проверки функционирования сервера необходимо:

- подать напряжение питания на все компоненты системы, проследить за правильностью прохождения загрузки операционной системы,
- запустить на выполнение программное обеспечение ПО «АльфаЦЕНТР», далее проверяют
- работу аппаратных ключей.

- опрос текущих показаний всех счетчиков электроэнергии.

Выключают компьютер и снимают аппаратную защиту (отсоединяют ключ от порта компьютера). Включают компьютер, загружают операционную систему и запускают программу.

Критерии результатов поверки:

Проверка считается успешной:

Если получено сообщение об отсутствии «ключа защиты», опрос текущих показаний всех счетчиков электроэнергии.

9.3. Проверка нагрузки вторичных цепей измерительных трансформаторов напряжения.

Методика поверки.

9.3.1 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.

9.3.2 Проверяют наличие данных измерений мощности нагрузки вторичных цепей ТН по МИ 3195-2009 «Государственная система обеспечения единства измерений мощность нагрузки трансформаторов напряжения без отключения цепей. Методика выполнения измерений» с оформлением паспортов-протоколов по форме Приложения 11.5 ОАО «АТС». Срок проведения ревизии ИК, а также утверждения паспортов-протоколов должен быть не более 1 года до момента проведения поверки.

При обнаружении несоответствий по п.9.3 дальнейшие операции по поверке ИК прекращаются, АИИС КУЭ бракуется и выписывается извещение о непригодности.

Критерии результатов поверки:

Проверка считается успешной:

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

9.4. Проверка нагрузки вторичных цепей измерительных трансформаторов тока.

Методика поверки

9.4.1 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.

9.4.2 Проверяют наличие данных измерений мощности нагрузки вторичных цепей ТТ по МИ 3196-2009 «Государственная система обеспечения единства измерений вторичная нагрузка трансформаторов тока без отключения цепей. Методика выполнения измерений» с оформлением паспортов-протоколов по форме Приложения 11.5 ОАО «АТС». Срок проведения ревизии ИК, а также утверждения паспортов-протоколов должен быть не более 1 года до момента проведения поверки.

При обнаружении несоответствий по п.9.4 дальнейшие операции по поверке ИК прекращаются, АИИС КУЭ бракуется и выписывается извещение о непригодности.

Критерии результатов поверки:

Проверка считается успешной:

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

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

Методика поверки

Проверяют наличие данных измерений падения напряжения Ул в проводной линии связи для каждой фазы по утвержденному документу «Методика выполнения измерений параметров нагрузки и вторичных цепей трансформаторов тока и напряжения прибором «Энерготестер ПКЭ» в условиях эксплуатации с оформлением паспортов-протоколов по форме Приложения 11.5 ОАО «АТС». Паспорта-протоколы должны быть оформлены не ранее, чем за год до проведения поверки ИК. Падение напряжения не должно превышать 0,25% от номинального значения на вторичной обмотке ТН.

При обнаружении несоответствий по п.9.5 дальнейшие операции по поверке ИК прекращаются, АИИС КУЭ бракуется и выписывается извещение о непригодности.

Критерии результатов поверки:

Проверка считается успешной:

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

9.6. Определение суточной погрешности измерения текущего времени

Методика поверки

Включается питание и запускается тестирующая программа центрального компьютера в режиме индикации текущего значения системного времени. К центральному компьютеру подключаются радиочасы и запускается технологическая программа TEST_MOD.EXE. В момент, когда на дисплее появится ровно одна минута следующего часа, произвести синхронизацию центрального компьютера и радиочасов. Через сутки провести измерения в конце того же часа и определить разницу показаний:

$$D_{\text{суточная}} = t_2 - t_1,$$

где t_1 - время определенное радиочасами МИР РЧ-01;

t_2 - системное время центрального компьютера

Критерии результатов поверки:

Проверка считается успешной:

Если погрешность часов компонентов системы не превышает ± 5 с.

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 БД сервера.

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

9.7.1 На центральном компьютере (сервер БД) системы распечатывают значения активной и реактивной электрической энергии, зарегистрированные с 30-ти минутным интервалом и профиль нагрузки за полные предшествующие дню проверки сутки по всем ИК. Проверяют наличие данных, соответствующих каждому 30-ти минутному интервалу времени. Пропуск данных не допускается за исключением случаев, когда этот пропуск был обусловлен отключением ИК или устраниенным отказом какого-либо компонента системы.

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

9.7.3 Используя переносной компьютер, считывают через оптопорт профиль нагрузки за полные предшествующие дню поверки 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.9.7.1, не должно превышать двух единиц младшего разряда учтенного значения.

При обнаружении несоответствий по п.9.7 дальнейшие операции по поверке ИК прекращаются, АИС КУЭ бракуется и выписывается извещение о непригодности.

Критерии результатов поверки:

Проверка считается успешной :

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

10 Идентификация программного обеспечения

Проводится поверка 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.
- проверка уровня защиты программного обеспечения от непреднамеренных и преднамеренных изменений.

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

Методика проверки ПО «АльфаЦЕНТР».

Чтобы узнать версию установленного ПО необходимо запустить программу АльфаЦЕНТР. 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: Amrserver.exe, Amrc.exe, Amra.exe, Ac_metrology.dll. Файлы располагаются в стандартном каталоге C:\alphacenter\exe. С помощью программы md5 определить контрольные суммы исполняемого кода следующих метрологически значимых модулей: Amrserver.exe, Amrc.exe, Amra.exe, Ac_metrology.dll .

Критерии результата проверки:

Проверка считается успешной:

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

Идентификационные данные (признаки) программного обеспечения «Альфа ЦЕНТР» приведены в Таблице 3.

Таблица 3

Наименование ПО	Идентификационное наименование ПО	Номер версии (идентификационный номер) ПО	Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО
Планировщик опроса и передачи данных	Amrservcr.exe	11.02.01	04fcc1f93fb0e701ed6 8cdc4ff54e970	MD5
Драйвер ручного опроса счетчиков и УСПД	Amrc.exe		5b56ebb1d9904a5d44 e9d7fa42dec79e	MD5
Драйвер автоматического опроса счетчиков и УСПД	Amra.exe		3f65dd38d3a5ed07e85 afb84b8d84488	MD5
Общий модуль, содержащий функции, используемые при вычислениях различных значений и проверке точности вычислений	ac_metrology.dll		3e736b7f380863f44cc 8e6f7bd211c54	MD5

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.

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 в рабочих условиях.

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

$$d_w = \pm 1,1 \sqrt{d_I^2 + d_U^2 + d_q^2 + d_s^2 + d_{\pi}^2 + d_{c.o}^2 + d_{ct}^2 + d_{cf}^2 + d_{CHU}^2 + d_{mu}^2} \quad (1)$$

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

в диапазоне тока $0,01 \text{A} \leq I \leq 0,05 \text{A}$

в диапазоне тока $0,05 \text{A} \leq I \leq 0,2 \text{A}$

в диапазоне тока $0,2 \text{A} \leq I \leq 1,0 \text{A}$

в диапазоне тока $1,0 \text{A} \leq I \leq 1,2 \text{A}$

Критерии результата проверки:

Проверка считается успешной :

Если полученные значения погрешности в 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 выдается «Извещение о непригодности» в соответствии с ПР 50.2.006-94 с указанием причин непригодности.

