

**ВСЕРОССИЙСКИЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ИНСТИТУТ МЕТРОЛОГИЧЕСКОЙ СЛУЖБЫ
ВНИИМС**

УТВЕРЖДАЮ:

Заместитель директора
ФГУП «ВНИИМС»



В. Н. Яншин

29 _____ 2015 г.

**Система автоматизированная
информационно-измерительная
коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ)
ООО «Шахтинская ГТЭС»**

Методика поверки

н.р. 63125-16

**Москва
2015**

Содержание

	Стр.
1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ.....	3
2. НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ.....	3
3. ОПЕРАЦИИ ПОВЕРКИ	4
4. СРЕДСТВА ПОВЕРКИ.....	5
5. ТРЕБОВАНИЯ К КВАЛИФИКАЦИИ ПОВЕРИТЕЛЕЙ	6
6. ТРЕБОВАНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ.....	7
7. УСЛОВИЯ ПОВЕРКИ	7
8. ПОДГОТОВКА К ПОВЕРКЕ	7
9. ПРОВЕДЕНИЕ ПОВЕРКИ.....	8
10. ПОДТВЕРЖДЕНИЕ СООТВЕТСТВИЯ ПРОГРАММНОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ	11
11. ОФОРМЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ПОВЕРКИ.....	12
ПРИЛОЖЕНИЕ А (ОБЯЗАТЕЛЬНОЕ).....	13
ПРИЛОЖЕНИЕ Б	13

Настоящая методика распространяется на измерительные каналы (далее - ИК) системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Шахтинская ГТЭС» (далее – АИИС КУЭ), заводской номер № 003/2015, предназначенной для измерения активной и реактивной электроэнергии, потребленной за установленные интервалы времени отдельными технологическими объектами ООО «Шахтинская ГТЭС», хранения, обработки и передачи полученной информации. Выходные данные системы могут использоваться для коммерческих расчетов.

Перечень ИК и их метрологические характеристики приведены в Приложении А.

1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

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

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

Измерительные компоненты АИИС КУЭ поверяют с интервалами между поверками, установленными при утверждении их типа. Если очередной срок поверки измерительного компонента наступает до очередного срока поверки АИИС КУЭ, поверяется только этот компонент и поверка АИИС КУЭ не проводится. После поверки измерительного компонента и восстановления ИК выполняется проверка ИК в той его части и в том объеме, который необходим для того, чтобы убедиться, что действия, связанные с поверкой измерительного компонента, не нарушили метрологических свойств ИК (схема соединения, коррекция времени и т.п.).

Внеочередную поверку АИИС КУЭ проводят после ремонта системы, замены её измерительных компонентов, аварий в энергосистеме, если эти события могли повлиять на метрологические характеристики ИК. Допускается подвергать поверке только те ИК, которые подверглись указанным выше воздействиям, при условии, что собственник АИИС КУЭ подтвердит официальным заключением, что остальные ИК этим воздействиям не подвергались. В этом случае оформляется свидетельство о поверке системы с перечнем поверенных ИК.

2. НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ

В настоящей методике использовались ссылки на следующие нормативные документы:

РМГ 51-2002 «ГСИ. Документы на методики поверки средств измерений. Основные положения»;

Приказ Минпромторга России № 1815 от 02.08.2015 г. «Об утверждении Порядка проведения поверки средств измерений, требований к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке»;

ПР 50.2.012-94 «ГСИ. Порядок аттестации поверителей средств измерений»;

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

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

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

МИ 3195-2009 «ГСИ. Мощность нагрузки трансформаторов напряжения. Методика выполнения измерений без отключения цепей»;

МИ 3196-2009. «ГСИ. Вторичная нагрузка трансформаторов тока. Методика выполнения измерений без отключения цепей»;

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

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

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

ГОСТ 30206-94 «Статические счетчики ватт-часов активной энергии переменного тока(классы точности 0,2S и 0,5S)»;

ГОСТ 26035-83 «Счетчики электрической энергии переменного тока электронные. Общие технические условия»;

ГОСТ 13109-97 «Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения»;

ГОСТ 34.601-90 «Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания»;

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

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»;

ПОТ Р М-016-2001 (РД 153-34.0-03.150-00) «Межотраслевые правила по охране труда (Правила безопасности) при эксплуатации электроустановок».

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. Поверка измерительных компонентов АИИС КУЭ	9.2	Да	Да
4. Проверка счетчиков электрической энергии	9.3	Да	Да
5. Проверка функционирования центральных компьютеров (серверов) АИИС КУЭ	9.4	Да	Да
6. Проверка функционирования вспомогательных устройств	9.5	Да	Да

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4
7. Проверка нагрузки на вторичные цепи измерительных трансформаторов тока	9.6	Да	Да
8. Проверка нагрузки на вторичные цепи 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. Подтверждение соответствия программного обеспечения	10	Да	Да
13. Оформление результатов поверки	11	Да	Да

4. СРЕДСТВА ПОВЕРКИ

При проведении поверки применяют основные средства измерений и вспомогательные устройства, в соответствии с методиками поверки, указанными в описаниях типа на измерительные компоненты АИИС КУЭ, а так же следующие средства поверки:

- средства поверки трансформаторов тока в соответствии с ГОСТ 8.217-2003 «Трансформаторы тока. Методика поверки»;

- трансформаторов напряжения – в соответствии с ГОСТ 8.216-2011 «ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки»;

- средства измерений в соответствии с документом МИ 3195-2009 «Государственная система обеспечения единства измерений мощность нагрузки трансформаторов напряжения без отключения цепей. Методика выполнения измерений»;

- средства измерений в соответствии с документом МИ 3196-2009 «Государственная система обеспечения единства измерений вторичная нагрузка трансформаторов тока без отключения цепей. Методика выполнения измерений»;

- средства измерений в соответствии с документом «Методика выполнения измерений параметров нагрузки и вторичных цепей трансформаторов тока и напряжения прибором «Энерготестер ПКЭ»;

- счетчиков СЭТ-4ТМ.03 – в соответствии с методикой поверки ИЛГШ.411152.124 РЭ1, являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.124 РЭ. Методика поверки, согласованной с руководителем ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 10 сентября 2004 г.;

- счетчиков СЭТ-4ТМ.03М – в соответствии с методикой поверки ИЛГШ.411152.145 РЭ1, являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.145 РЭ. Методика поверки, согласованной с руководителем ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 04 декабря 2007 г.;

- термогигрометр «CENTER» (мод.314): диапазон измерений температуры от минус 20...+ 60 °С; диапазон измерений относительной влажности от 10...100 %;

- радиочасы «МИР РЧ-01», принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS);

- переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы со счетчиками и с ПО для работы с радиочасами «МИР РЧ-01».

Примечания:

1. Допускается применение других основных и вспомогательных средств поверки с метрологическими характеристиками, обеспечивающими требуемые точности

измерений.

2. Все средства измерений, применяемые при поверке, должны быть внесены в Госреестр СИ и иметь действующие свидетельства о поверке.

5. ТРЕБОВАНИЯ К КВАЛИФИКАЦИИ ПОВЕРИТЕЛЕЙ

5.1 К проведению поверки АИИС КУЭ допускают поверителей, аттестованных в соответствии с ПР 50.2.012, изучивших настоящую методику поверки и руководство пользователя на АИИС КУЭ, имеющих стаж работы по данному виду измерений не менее 1 года.

5.2 Определение погрешности системного времени и отсутствия ошибок информационного обмена осуществляется персоналом, имеющим стаж работы по данному виду измерений не менее 1 года, изучивших вышеуказанные документы и прошедшим обучение работы с радиочасами «МИР РЧ-01», принимающих сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS).

5.3 Поверка трансформаторов тока, входящих в состав АИИС КУЭ, осуществляется персоналом, имеющим стаж работы по данному виду измерений не менее 1 года, изучившим документ ГОСТ 8.217-2003 «Трансформаторы тока. Методика поверки» и прошедшим обучение по проведению поверки в соответствии с указанным документом. Поверку проводят не менее двух специалистов, один из которых должен иметь удостоверение, подтверждающее право работы на установках до и свыше 1000 В с группой по электробезопасности не ниже III.

5.4 Поверка трансформаторов напряжения, входящих в состав АИИС КУЭ, осуществляется персоналом, имеющим стаж работы по данному виду измерений не менее 1 года, изучившим документ ГОСТ 8.216-2011 «ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки» и прошедшим обучение по проведению поверки в соответствии с указанным документом. Поверку проводят не менее двух специалистов, один из которых должен иметь удостоверение, подтверждающее право работы на установках до и свыше 1000 В с группой по электробезопасности не ниже III.

5.5 Поверка счетчиков, входящих в состав АИИС КУЭ, осуществляется персоналом, имеющим стаж работы по данному виду измерений не менее 1 года, изучившим документы по поверке счетчиков и прошедшим обучение по проведению поверки в соответствии с указанными документами. Поверку проводят не менее двух специалистов, один из которых должен иметь удостоверение, подтверждающее право работы на установках до и свыше 1000 В с группой по электробезопасности не ниже III.

5.6 Измерение вторичной нагрузки измерительных трансформаторов тока, входящих в состав АИИС КУЭ, осуществляется персоналом, имеющим стаж работы по данному виду измерений не менее 1 года, изучившим документ МИ 3196-2009 «Государственная система обеспечения единства измерений вторичная нагрузка трансформаторов тока без отключения цепей. Методика выполнения измерений» 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 III.

5.7 Измерение вторичной нагрузки измерительных трансформаторов напряжения, входящих в состав АИИС КУЭ, осуществляется персоналом, имеющим стаж работы по данному виду измерений не менее 1 года, изучившим документ МИ 3195-2009 «Государственная система обеспечения единства измерений мощность нагрузки трансформаторов напряжения без отключения цепей. Методика выполнения измерений» 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 III.

5.8 Измерение потерь напряжения в линии соединения счетчика с измерительным трансформатором напряжения, входящими в состав АИИС КУЭ, осуществляется персоналом, имеющим стаж работы по данному виду измерений не менее 1 года, изучившим документ Методика выполнения измерений параметров нагрузки и вторичных цепей трансформаторов тока и напряжения прибором «Энерготестер ПКЭ» 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 III.

ВНИМАНИЕ.

При проведении поверочных и измерительных работ должны присутствовать работники объекта, на котором размещены компоненты АИИС КУЭ, имеющие опыт работы и право на подключение и отключение эталонных и поверяемых средств измерений в соответствии со схемой поверки или с методикой выполнения измерений.

6. 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, «Правилами техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей», «Правилами технической эксплуатации электроустановок потребителей», «Межотраслевых правил по охране труда (правил безопасности) при эксплуатации электроустановок» ПОТ РМ-016 (РД 153-34.0-03.150), 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 12.2.007.7-75.

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

8. ПОДГОТОВКА К ПОВЕРКЕ

8.1 Для проведения поверки представляют следующие копии документов:

- руководство пользователя АИИС КУЭ;
- описание типа АИИС КУЭ;
- свидетельств 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 интервал между поверками (только при периодической поверке);

- акты, подтверждающих правильность подключения счетчиков к цепям тока и напряжения;
- акты, подтверждающих правильность подключения вторичных обмоток ТТ;
- акты, подтверждающих правильность подключения первичных и вторичных обмоток ТН.

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

- проводят организационно-технические мероприятия по обеспечению безопасности поверочных работ в соответствии с действующими правилами и ПУЭ;
- проводят организационно-технические мероприятия по доступу поверителей и персонала энергообъектов к местам установки измерительных трансформаторов, счетчиков электроэнергии, серверу АИИС КУЭ для проведения работ по п.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.

9. ПРОВЕДЕНИЕ ПОВЕРКИ

9.1 Внешний осмотр

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

9.1.2 Проверяют размещение измерительных компонентов, наличие шильдиков и маркировку компонентов, правильность схем подключения трансформаторов тока и напряжения к счетчикам электрической энергии; правильность прокладки проводных линий по проектной документации на АИИС КУЭ.

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

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 прекращаются, АИИС КУЭ бракуется и выписывается извещение о непригодности.

9.2 Поверка измерительных компонентов АИИС КУЭ

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» и напряжения в соответствии с ГОСТ 8.216-2011 «Трансформаторы напряжения. Методика поверки», счетчиков СЭТ-4ТМ.03 – в соответствии с методикой поверки ИЛГШ.411152.124 РЭ1, являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.124 РЭ. Методика поверки, согласованной с руководителем ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 10 сентября 2004 г, счетчиков СЭТ-4ТМ.03М – в соответствии с методикой поверки ИЛГШ.411152.145 РЭ1, являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.145 РЭ. Методика поверки, согласованной с руководителем ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 04 декабря 2007 г.

При обнаружении несоответствий по п. 9.2.1 дальнейшие операции по поверке ИК прекращаются, АИИС КУЭ 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.

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.

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

9.4 Проверка функционирования центральных компьютеров (серверов) АИИС КУЭ

9.4.1 Проверяют защиту программного обеспечения на центральных компьютерах (серверах) АИИС КУЭ от несанкционированного доступа. Для этого запускают на выполнение программу сбора данных и в поле "пароль" вводят неправильный код. Проверку считают успешной, если при вводе неправильного пароля программа не разрешает продолжать работу.

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 КУЭ.

При обнаружении несоответствий по п. 9.4 дальнейшие операции по поверке ИК прекращаются, АИИС КУЭ 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.

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.

При обнаружении несоответствий по п. 9.5 дальнейшие операции по поверке ИК прекращаются, АИИС КУЭ 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.

9.6.2 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. 9.6 дальнейшие операции по поверке ИК прекращаются, АИИС КУЭ 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, имеющихся 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 «Государственная система обеспечения единства измерений мощность нагрузки трансформаторов напряжения без отключения цепей. Методика выполнения измерений», МИ 3196-2009. «ГСИ. Вторичная нагрузка трансформаторов тока. Методика выполнения измерений без отключения цепей» 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. 9.7 дальнейшие операции по поверке ИК прекращаются, АИИС КУЭ 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 $U_{л}$ 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. 9.8 дальнейшие операции по поверке ИК прекращаются, АИИС КУЭ бракуется и выписывается извещение о непригодности.

9.9 Проверка погрешности часов компонентов системы

9.9.1 Проверка СОЕВ

Включают радиочасы «МИР РЧ-01», принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS), и сверяют показания радиочасов с показаниями часов сервера, получающего сигналы точного времени от УССВ. 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 БД. Расхождение времени часов корректируемого и корректирующего компонента в момент предшествующий коррекции не должно превышать ± 1 с.

9.9.3 СОЕВ обеспечивает корректировку времени ИК АИИС КУЭ с точностью не хуже $\pm 5,0$ с.

При обнаружении несоответствий по п. 9.9 дальнейшие операции по поверке ИК прекращаются, АИИС КУЭ 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 сервера и отмечают моменты нарушения связи между измерительными компонентами системы. Проверяют сохранность измерительной информации в памяти центральных компьютерах (серверах) системы на тех интервалах времени, в течение которого была нарушена связь.

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 Рекомендуются вместе с проверкой по п. 9.10.3 в реальном режиме времени сличить показания счетчика по активной и реактивной электрической энергии строго в конце получаса (часа) с данными, зарегистрированными в центральном компьютере (сервере БД) системы для того же момента времени. Для этого визуально или с помощью переносного компьютера через оптопорт считывают показания счетчика по активной и реактивной электрической энергии и сравнивают эти данные (с учетом коэффициентов трансформации измерительных трансформаторов), с показаниями зарегистрированными в центральном компьютере (сервере БД) системы. Расхождение не должно превышать две единицы младшего разряда.

При обнаружении несоответствий по п. 9.10 дальнейшие операции по поверке ИК прекращаются, АИИС КУЭ бракуется и выписывается извещение о непригодности.

10. ПОДТВЕРЖДЕНИЕ СООТВЕТСТВИЯ 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 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.

11 ОФОРМЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ПОВЕРКИ

11.1 На основании положительных результатов по пунктам раздела 9 выписывают свидетельство о поверке АИИС КУЭ в соответствии с приказом Минпромторга России № 1815 от 02.08.2015 г. «Об утверждении Порядка проведения поверки средств измерений, требований к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке». В приложении к свидетельству указывают перечень ИК.

11.2 При отрицательных результатах поверки хотя бы по одному из пунктов методики поверки АИИС КУЭ признается негодной к дальнейшей эксплуатации и на нее выдают извещение о непригодности в соответствии с приказом Минпромторга России № 1815 от 02.08.2015 г. «Об утверждении Порядка проведения поверки средств измерений, требований к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке» с указанием причин.

Приложение А
(обязательное)

Таблица А.1 - Состав ИК АИИС КУЭ

Номер точки измерения	Диспетчерское наименование присоединения	Состав АИИС КУЭ				К _{ТТ} ·К _{ТН} ·К _{СЧ}	Вид энергии	Метрологические характеристики					
		Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, № Госреестра СИ	Обозначение, тип	Заводской номер	Основная Погрешность ИК, ± %			Погрешность ИК в рабочих условиях эксплуатации, ± %					
1	2	3	4		5	6	7	8	9				
1	Шахтинская ГТЭС, ОРУ-110 кВ, ВЛ-110 кВ «ШГТЭС – Ш-30»	ТТ	К _Т = 0,2S	A	ТГФМ-110 II*	3034	60000	Активная	0,5	2,0			
			К _{ТТ} = 600/1	B	ТГФМ-110 II*	3033							
			№ 36672-08	C	ТГФМ-110 II*	3028							
		ТН	К _Т = 0,2	A	НАМИ-110УХЛ1	3068					Реактивная	1,1	2,0
			К _{ТН} =	B	НАМИ-110УХЛ1	3042							
			10000/√3/100/√3	C	НАМИ-110УХЛ1	3098							
Счетчик	К _Т = 0,2S/0,5 К _{сч} = 1 № 36697-08	СЭТ-4ТМ.03М		0809081994									

Продолжение таблицы А.1

1	2	3		4		5	6	7	8	9
2	Шахтинская ГТЭС, ОРУ-110 кВ, ВЛ-110 кВ «ШГТЭС – Ш-49 – Ш-6»	ТТ	К _Т = 0,2S К _{ТТ} = 600/1 № 36672-08	А	ТГФМ-110 II*	3036	60000	Активная Реактивная	0,5 1,1	2,0 2,0
				В	ТГФМ-110 II*	3040				
				С	ТГФМ-110 II*	3038				
		ТН	К _Т = 0,2 К _{ТН} = 10000/√3/100/√3 № 24218-08	А	НАМИ-110УХЛ1	3084				
				В	НАМИ-110УХЛ1	3078				
				С	НАМИ-110УХЛ1	3076				
Счетчик	К _Т = 0,2S/0,5 Кеч = 1 № 36697-08	СЭТ-4ТМ.03М		0809081917						
3	Шахтинская ГТЭС, ОРУ-110 кВ, ВЛ-110 кВ «ШГТЭС – Лесостель»	ТТ	К _Т = 0,2S К _{ТТ} = 600/1 № 36672-08	А	ТГФМ-110 II*	3035	60000	Активная Реактивная	0,5 1,1	2,0 2,0
				В	ТГФМ-110 II*	3043				
				С	ТГФМ-110 II*	3042				
		ТН	К _Т = 0,2 К _{ТН} = 10000/√3/100/√3 № 24218-08	А	НАМИ-110УХЛ1	3084				
				В	НАМИ-110УХЛ1	3078				
				С	НАМИ-110УХЛ1	3076				
Счетчик	К _Т = 0,2S/0,5 Кеч = 1 № 36697-08	СЭТ-4ТМ.03М		0810080042						

Продолжение таблицы А.1

1	2	3		4		5	6	7	8	9
4	Шахтинская ГТЭС, ЗРУ-35 кВ, ВЛ-35 кВ «ШГТЭС-207»	ТТ	К _Т = 0,5S	А	ТЛК-35	243	14000	Активная	1,1	4,8
			К _{ТТ} = 200/5	В	ТЛК-35	247				
			№ 10573-05	С	ТЛК-35	248				
		ТН	К _Т = 0,5	А	НАМИ-35УХЛ1	874				
			К _{ТН} = 35000/100	В						
			№ 19813-05	С						
Счетчик	К _Т = 0,2S/0,5 Кеч = 1 № 36697-08	СЭТ-4ТМ.03М		0806090335	Реактивная	2,3	2,8			
5	Шахтинская ГТЭС, ЗРУ-35 кВ, ВЛ-35 кВ «ШГТЭС-222»	ТТ	К _Т = 0,5S	А	ТЛК-35	250	14000	Активная	1,1	4,8
			К _{ТТ} = 200/5	В	ТЛК-35	251				
			№ 10573-05	С	ТЛК-35	252				
		ТН	К _Т = 0,5	А	НАМИ-35УХЛ1	874				
			К _{ТН} = 35000/100	В						
			№ 19813-05	С						
Счетчик	К _Т = 0,2S/0,5 Кеч = 1 № 36697-08	СЭТ-4ТМ.03М		0806090829	Реактивная	2,3	2,8			

Продолжение таблицы А.1

1	2	3		4		5	6	7	8	9
6	Шахтинская ГТЭС, КРУ-10 кВ, ГРУ-10 кВ ТГ-6, яч. № 326	ТТ	К _Т = 0,5S	А	ТЛК-35	244	14000	Активная	1,1	4,8
			К _{ТТ} = 200/5	В	ТЛК-35	245				
			№ 10573-05	С	ТЛК-35	246				
		ТН	К _Т = 0,5	А	НАМИ-35УХЛ1	868				
			К _{ТН} = 35000/100	В						
			№ 19813-05	С						
Счетчик	К _Т = 0,2S/0,5 Ксч = 1 № 36697-08	СЭТ-4ТМ.03М		0806090738	Рсактивная	2,3	2,8			
7	Шахтинская ГТЭС ЗРУ-35 кВ, ВЛ-35 кВ «ШГТЭС-204-1»	ТТ	К _Т = 0,5S	А	ТЛК-35	253	14000	Активная	1,1	4,8
			К _{ТТ} = 200/5	В	ТЛК-35	254				
			№ 10573-05	С	ТЛК-35	255				
		ТН	К _Т = 0,5	А	НАМИ-35УХЛ1	874				
			К _{ТН} = 35000/100	В						
			№ 19813-05	С						
Счетчик	К _Т = 0,2S/0,5 Ксч = 1 № 36697-08	СЭТ-4ТМ.03М		0806090293	Реактивная	2,3	2,8			

Продолжение таблицы А.1

1	2	3		4		5	6	7	8	9
8	Шахтинская ГТЭС, КРУ-10 кВ, ГРУ-10 кВ ТГ-2, яч. № 120	ТТ	К _Т = 0,2S К _{ТТ} = 1500/5 № 15128-07	А	ТОЛ-10-1	12917	31500	Активная Реактивная	0,5 1,1	2,0 2,0
				В	ТОЛ-10-1	12916				
				С	ТОЛ-10-1	12914				
		ТН	К _Т = 0,5 К _{ТН} = 10500√3/100√3 № 23544-07	А	ЗНОЛП	4003928				
				В	ЗНОЛП	4003930				
				С	ЗНОЛП	4003927				
		Счетчик	К _Т = 0,2S/0,5 К _{сч} = 1 № 36697-08	СЭТ-4ТМ.03М		0809140212				
9	Шахтинская ГТЭС КРУ-10 кВ, ГРУ-10 кВ ТГ-4 яч. № 229	ТТ	К _Т = 0,2S К _{ТТ} = 1500/5 № 15128-07	А	ТОЛ-10-1	12915	31500	Активная Реактивная	0,5 1,1	2,0 2,0
				В	ТОЛ-10-1	12918				
				С	ТОЛ-10-1	12919				
		ТН	К _Т = 0,2 К _{ТН} = 10500√3/100√3 № 3344-08	А	ЗНОЛ.06-10	3458				
				В	ЗНОЛ.06-10	3462				
				С	ЗНОЛ.06-10	3460				
		Счетчик	К _Т = 0,2S/0,5 К _{сч} = 1 № 36697-08	СЭТ-4ТМ.03М		0809141401				

Продолжение таблицы А.1

1	2	3		4		5	6	7	8	9
10	Шахтинская ГТЭС, КРУ-10 кВ, ГРУ-10 кВ ТГ-5, яч. № 311	ТТ	К _Т = 0,2S К _{ТТ} = 400/5 № 25433-08	А	ТЛО-10	20602	8400	Активная Реактивная	0,5 1,1	2,0 2,0
				В	ТЛО-10	20601				
				С	ТЛО-10	20604				
		ТН	К _Т = 0,2 К _{ТН} = 10500√3/100√3 № 3344-08	А	ЗНОЛ.06-10	10212				
				В	ЗНОЛ.06-10	10211				
				С	ЗНОЛ.06-10	10207				
Счетчик	К _Т = 0,2S/0,5 К _{сч} = 1 № 36697-08	СЭТ-4ТМ.03М		0806090207						
11	Шахтинская ГТЭС, КРУ-10 кВ, ГРУ-10 кВ ТГ-6, яч. № 327	ТТ	К _Т = 0,2S К _{ТТ} = 150/5 № 25433-08	А	ТЛО-10	20620	3150	Активная Реактивная	0,5 1,1	2,0 2,1
				В	ТЛО-10	20619				
				С	ТЛО-10	20618				
		ТН	К _Т = 0,2 К _{ТН} = 10500√3/100√3 № 3344-08	А	ЗНОЛ.06-10	10208				
				В	ЗНОЛ.06-10	10209				
				С	ЗНОЛ.06-10	10210				
Счетчик	К _Т = 0,2S/0,5 К _{сч} = 1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03		0110080417						

Продолжение таблицы А.1

1	2	3		4		5	6	7	8	9
12	Шахтинская ГТЭС, КРУ-10 кВ, ГРУ-10 кВ ТГ-1, яч. № 110	ТТ	К _Т = 0,2S К _{ТТ} = 600/5 № 15128-07	А	ТОЛ-10-I	12995	12600	Активная Реактивная	0,8 1,6	2,2 1,1
				В	ТОЛ-10-1	12997				
				С	ТОЛ-10-1	12996				
		ТН	К _Т = 0,5 К _{ТН} = 10500√3/100/√3 № 23544-07	А	ЗНОЛП	4003929				
				В	ЗНОЛП	4003931				
				С	ЗНОЛП	4003926				
Счетчик	К _Т = 0,2S/0,5 К _{сч} = 1 № 36697-08	СЭТ-4ТМ.03М		0806090291						
13	Шахтинская ГТЭС, вывода 10 кВ ТГ-1	ТТ	К _Т = 0,2S К _{ТТ} = 2000/5 № 15128-07	А	ТОЛ-10-1	12822	4000	Активная Реактивная	0,8 1,6	2,2 1,1
				В	ТОЛ-10-1	12825				
				С	ТОЛ-10-1	12823				
		ТН	К _Т = 0,5 К _{ТН} = 10000√3/100/√3 № 23544-07	А	ЗНОЛ.06-10	4539				
				В	ЗНОЛ.06-10	4685				
				С	ЗНОЛ.06-10	5161				
Счетчик	К _Т = 0,2S/0,5 К _{сч} = 1 № 36697-08	СЭТ-4ТМ.03М		0806090298						

Продолжение таблицы А.1

1	2	3		4		5	6	7	8	9
14	Шахтинская ГТЭС, КРУ-10 кВ, ГРУ-10 кВ ТГ-1, яч. № 112	ТТ	К _Т = 0,2S К _{ТТ} = 300/5 № 15128-07	A	ТОЛ-10-I	13137	6300	Активная Реактивная	0,8 1,6	2,2 1,1
				B	ТОЛ-10-1	13136				
				C	ТОЛ-10-1	13105				
		ТН	К _Т = 0,5 К _{ТН} = 10500√3/100/√3 № 23544-07	A	ЗНОЛП	4003929				
				B	ЗНОЛП	4003931				
				C	ЗНОЛП	4003926				
Счетчик	К _Т = 0,2S/0,5 Кеч = 1 № 36697-08	СЭТ-4ТМ.03М		0806090228						
15	Шахтинская ГТЭС, вывода 10 кВ ТГ-2	ТТ	К _Т = 0,2S К _{ТТ} = 2000/5 № 15128-07	A	ТОЛ-10-1	12820	4000	Активная Реактивная	0,8 1,6	2,2 1,1
				B	ТОЛ-10-1	12824				
				C	ТОЛ-10-1	12821				
		ТН	К _Т = 0,5 К _{ТН} = 10000√3/100/√3 № 3344-07	A	ЗНОЛ.06-10	2401				
				B	ЗНОЛ.06-10	2407				
				C	ЗНОЛ.06-10	2383				
Счетчик	К _Т = 0,2S/0,5 Кеч = 1 № 36697-08	СЭТ-4ТМ.03М		0806090787						

Продолжение таблицы А.1

1	2	3		4		5	6	7	8	9
16	Шахтинская ГТЭС, КРУ-10 кВ, ГРУ-10 кВ ТГ-2, яч. № 123	ТТ	К _Т = 0,2S К _{ТТ} = 300/5 № 15128-07	A	ТОЛ-10-I	13103	6300	Активная Реактивная	0,5 1,1	2,0 2,2
				B	ТОЛ-10-I	13104				
				C	ТОЛ-10-I	13102				
		ТН	К _Т = 0,2 К _{ТН} = 10500/√3/100√3 № 23544-07	A	ЗНОЛП	4003928				
				B	ЗНОЛП	4003930				
				C	ЗНОЛП	4003927				
Счетчик	К _Т = 0,2S/0,5 К _{сч} = 1 № 36697-08	СЭТ-4ТМ.03М		0806090200						
17	Шахтинская ГТЭС, КРУ-10 кВ, ГРУ-10 кВ ТГ-3, яч. № 210	ТТ	К _Т = 0,2S К _{ТТ} = 600/5 № 25433-08	A	ТЛО-10	12143	12600	Активная Реактивная	0,5 1,1	2,0 2,2
				B	ТЛО-10	12144				
				C	ТЛО-10	12145				
		ТН	К _Т = 0,2 К _{ТН} = 10500/√3/100√3 № 3344-08	A	ЗНОЛ.06-10	3459				
				B	ЗНОЛ.06-10	3461				
				C	ЗНОЛ.06-10	3457				
Счетчик	К _Т = 0,2S/0,5 К _{сч} = 1 № 36697-08	СЭТ-4ТМ.03М		0806090314						

Продолжение таблицы А.1

1	2	3			4			5	6	7	8	9							
18	Шахтинская ГТЭС, вывода 10 кВ ТГ-3	Счетчик	Кт = 0,2S/0,5 Ксч = 1 № 36697-08	СЭТ-4ТМ.03М	0808090380	31500	Активная Реактивная	1,6	1,1										
													ТН	Кт = 0,5 Ктн = 10500√3/100/√3 № 3344-08	А	ТЮ-10	12211		
															В	ТЮ-10	12207		
															С	ТЮ-10	12208		
													ТТ	Кт = 0,2S Ктг = 1500/5 № 25433-11	А	ЗНОЛ.06-10	3467		
															В	ЗНОЛ.06-10	3445		
		С	ЗНОЛ.06-10	3447															
		19	Шахтинская ГТЭС, КРУ-10 кВ, ГРУ-10 кВ ТГ-3, яч. № 218	Счетчик	Кт = 0,2S/0,5 Ксч = 1 № 36697-08	СЭТ-4ТМ.03М	0810080749	6300	Активная Реактивная	1,6	1,1								
															ТН	Кт = 0,5 Ктн = 10500√3/100/√3 № 3344-08	А	ЗНОЛ.06-10	3459
																	В	ЗНОЛ.06-10	3461
																	С	ЗНОЛ.06-10	3457
															ТТ	Кт = 0,2S Ктг = 300/5 № 25433-08	А	ТЮ-10	12140
В	ТЮ-10																12138		
С	ТЮ-10	12137																	

Продолжение таблицы А.1

1	2	3			4			5	6	7	8	9
20	Шахтинская ГТЭС, вывода 10 кВ ТГ-4	ТТ	Кт = 0,2S Ктт = 1500/5 № 25433-08	А	ТЮ-10	12212	31500	Активная Реактивная	0,8	1,6	2,2	
				В	ТЮ-10	12210						
				С	ТЮ-10	12209						
		ТН	Ктн = 10500√3/100√3 № 3344-08	А	ЗНОЛ.06-10	3446						
				В	ЗНОЛ.06-10	3466						
				С	ЗНОЛ.06-10	3448						
	Счетчик	Кт = 0,2S/0,5 Ксч = 1 № 36697-08	СЭТ-4ТМ.03М			0808090512						
			А	ТЮ-10	12139							
			В	ТЮ-10	12142							
	21	Шахтинская ГТЭС, КРУ-10 кВ, ГРУ-10 кВ ТГ-4, яч. № 228	ТТ	Кт = 0,2S Ктт = 300/5 № 25433-08	А	ТЮ-10	12139	6300	Активная Реактивная	0,8	1,6	2,2
					В	ТЮ-10	12142					
					С	ТЮ-10	12141					
ТН			Ктн = 10500√3/100√3 № 3344-08	А	ЗНОЛ.06-10	3458						
				В	ЗНОЛ.06-10	3462						
				С	ЗНОЛ.06-10	3460						
Счетчик		Кт = 0,2S/0,5 Ксч = 1 № 36697-08	СЭТ-4ТМ.03М			0806090270						

Окончание таблицы А.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9		
22	Шахтинская ГТЭС, КРУ-10 кВ, ГРУ-10 кВ ТГ-5, яч. № 312	ТТ Кт = 0,2S Ктт = 3000/5 № 30709-08	А	ТЛП-10	20627	63000	Активная	0,5	2,0	
			В	ТЛП-10	20628					
			С	ТЛП-10	20630					
		ТН Ктн = 10500/√3/100√3 № 3344-08	А	ЗНОЛ.06-10	10212	63000	Активная	0,5	2,0	
			В	ЗНОЛ.06-10	10211					
			С	ЗНОЛ.06-10	10207					
		Счетчик Кт = 0,2S/0,5 Кеч = 1 № 36697-08	СЭТ-4ТМ.03М			0806090759	63000	Реактивная	1,1	2,0
			А	ТЛП-10	20629					
			В	ТЛП-10	20631					
		23	Шахтинская ГТЭС, КРУ-10 кВ, ГРУ-10 кВ ТГ-6, яч. № 326	ТТ Кт = 0,2S Ктт = 3000/5 № 30709-08	А	ТЛП-10	20629	63000	Активная	0,5
В	ТЛП-10				20631					
С	ТЛП-10				20632					
ТН Ктн = 10500/√3/100√3 № 3344-08	А			ЗНОЛ.06-10	10208	63000	Активная	0,5	2,0	
	В			ЗНОЛ.06-10	10209					
	С			ЗНОЛ.06-10	10210					
Счетчик Кт = 0,2S/0,5 Кеч = 1 № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03			0110080090	63000	Реактивная	1,1	2,1		

