

ВСЕРОССИЙСКИЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ИНСТИТУТ МЕТРОЛОГИЧЕСКОЙ СЛУЖБЫ
ВНИИМС

УТВЕРЖДАЮ:

Заместитель директора
ФГУП «ВНИИМС»



Л.К. Исаев
2015 г.

**Система автоматизированная
информационно-измерительная
коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ)
Тюменской ТЭЦ-2 филиала Энергосистема «Западная
Сибирь» ОАО «Фортум»**

Методика поверки

н.п. 61805-15

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	18

Настоящая методика распространяется на измерительные каналы (далее - ИК) системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Тюменской ТЭЦ-2 филиал Энергосистема «Западная Сибирь» ОАО «Фортум» (далее – АИИС КУЭ), заводской номер № 002, предназначенный для измерения активной и реактивной электроэнергии, потребленной за установленные интервалы времени отдельными технологическими объектами Тюменской ТЭЦ-2 филиала Энергосистема «Западная Сибирь» ОАО «Фортум», г.Тюмень, сбора, 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

Проверке 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»;

ПР 50.2.006-94 «ГСИ. Проверка средств измерений. Организация и порядок проведения»;

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 8.216-88 «ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки»;

МИ 2845-2003 «ГСИ. Измерительные трансформаторы напряжения 6 $\sqrt{3}$...35 кВ. Методика проверки на месте эксплуатации»;

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

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

ГОСТ Р 52323-2005 (МЭК 62053-22:2003) «Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 22. Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S»;

ГОСТ Р 52425-2005 (МЭК 62053-23:2003) «Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Статические счетчики реактивной энергии»;

ГОСТ 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 проверке	Обязательность проведения операции при	
		первичной проверке	периодической проверке
1	2	3	4
1. Подготовка к проведению поверки	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	9.3	Да	Да
5. Проверка функционирования центральных компьютеров (серверов) АИИС КУЭ	9.4	Да	Да

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4
6. Проверка функционирования вспомогательных устройств	9.5	Да	Да
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»;
- средства поверки трансформаторов напряжения в соответствии с ГОСТ 8.216-88 «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»;
- средства поверки счетчиков СЭТ-4ТМ.03 - в соответствии с методикой поверки ИЛГШ.411152.124 РЭ1
 - средства поверки счетчиков СЭТ-4ТМ.03M – по документу «Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03M, СЭТ-4ТМ.02M. Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки» ИЛГШ.411152.145РЭ1;
 - термогигрометр «TESTO» (мод.608-H1): диапазон измерений температуры от 0 до 50 °C; диапазон измерений относительной влажности от 15 до 85 %;
 - средства поверки УСПД ЭКОМ-3000M – в соответствии с документом «ГСИ. Комплекс программно-технический ЭКОМ-3000. Методика поверки. ПБКМ.421459.003МП»
 - 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», принимающими сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS).

5.3 Проверка 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. Проверку 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 Проверка трансформаторов напряжения, входящих в состав АИИС КУЭ, осуществляется персоналом, имеющим стаж работы по данному виду измерений не менее 1 года, изучившим документ ГОСТ 8.216-88 «Трансформаторы напряжения. Методика поверки» и прошедшим обучение по проведению поверки в соответствии с указанным документом. Проверку 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 Проверка 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. Проверку 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;
- свидетельство 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 Проверка 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 8.216-88 «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, счетчиков СЭТ-4ТМ.03М – по документу «Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.02М. Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки» ИЛГШ.411152.145РЭ1.

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, имеющихся 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» 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_d 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 различию 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 устраниенным 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 учтенного значения.

9.10.4 Рекомендуется 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 ПР 50.2.006. 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 ПР 50.2.006 с указанием причин.

Приложение А
(обязательное)

Таблица А.1 - Состав ИК АИИС КУЭ

№ ИК	Наименование объекта учета, диспетчерское наименование присоединения	Состав ИИК			УСПД	ИВКЭ	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик			Границы основной погрешности, %	Границы погрешности в рабочих ус-
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Тюменская ТЭЦ-2 ТГ - 1	ТШЛ20Б-1 УЗ 10000/5 Кл. т. 0,2 Зав.№ 68 Зав.№ 123 Зав.№ 73 Госреестр № 4016-74	ЗНОМ-15-63 У2 15750/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Кл. т. 0,5 Зав.№ 56263 Зав.№ 52278 Зав.№ 52747 Госреестр № 1593-70	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав.№ 0109057037 Госреестр № 27524-04	ЭКОМ-3000М Зав. № 12051144 Госреестр № 17049-09	УСПД Активная Реактивная	± 0,8 ± 1,5	± 2,4 ± 1,7
2	Тюменская ТЭЦ-2 ТГ - 2	ТШ20 УХЛ3 10000/5 Кл. т. 0,2 Зав.№ 109 Зав.№ 20 Зав.№ 19 Госреестр № 8771-82	ЗНОМ-15-63 У2 15750/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Кл. т. 0,5 Зав.№ 55332 Зав.№ 55060 Зав.№ 55073 Госреестр № 1593-70	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав.№ 0109056082 Госреестр № 27524-04	Активная Реактивная	УСПД Активная Реактивная	± 0,8 ± 1,5	± 2,4 ± 1,7

Продолжение таблицы А.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9
3	Тюменская ТЭЦ- 2 ТГ - 3	ТШ20 УХЛ3 10000/5 Кл. т. 0,2 Зав.№ 87 Зав.№ 186 Зав.№ 15 Госреестр № 8771-82	ЗНОМ-15-63 У2 15750/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Кл. т. 0,5 Зав.№ 56264 Зав.№ 56254 Зав.№ 53769 Госреестр № 1593-70	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав.№ 0109056244 Госреестр № 27524-04	ЭКОМ-3000М Зав. № 12051144 Госреестр № 17049-09	Активная	$\pm 0,8$	$\pm 2,4$
4	Тюменская ТЭЦ- 2 ТГ - 4	ТШ20 УХЛ3 10000/5 Кл. т. 0,2 Зав.№ 161 Зав.№ 549 Зав.№ 167 Госреестр № 8771-82	ЗНОМ-15-63 У2 15750/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Кл. т. 0,5 Зав.№ 58716 Зав.№ 58723 Зав.№ 56500 Госреестр № 1593-70	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав.№ 0109057002 Госреестр № 27524-04		Реактивная	$\pm 1,5$	$\pm 1,7$
5	Тюменская ТЭЦ- 2 ОРУ-220 кВ, яч.1, ВЛ-220 кВ «Го- лышишманово»	ТФ3М 220Б-IV У1 1000/5 Кл. т. 0,5 Зав.№ 878 Зав.№ 337 Зав.№ 1076 Госреестр № 6540-78	НКФ-220-58 У1 220000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Кл. т. 0,5 Зав.№ 32922 Зав.№ 33005 Зав.№ 32942 Госреестр № 14626-95	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав.№ 0109057078 Госреестр № 27524-04	Активная Реактивная	$\pm 1,1$	$\pm 5,5$	
6	Тюменская ТЭЦ- 2 ОРУ-220 кВ, яч.7, ВЛ-220 кВ «Княжево»	ТВ 220-І У2 1000/5 Кл. т. 0,5 Зав.№ 3659-1 Зав.№ 3659-2 Зав.№ 3659-3 Госреестр № 19720-00	НКФ-220-58 У1 220000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Кл. т. 0,5 Зав.№ 32922 Зав.№ 33005 Зав.№ 32942 Госреестр № 14626-95	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Зав.№ 0803147544 Госреестр № 36697-12		$\pm 2,3$	$\pm 2,7$	

Продолжение таблицы А.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9
7	Тюменская ТЭЦ-2 ОРУ-220 кВ, яч.11, ВЛ-220 кВ «ТММЗ-1»	ТВ-220-IX УХЛ1 1000/5 Кл. т. 0,2S Зав.№ 224 Зав.№ 225 Зав.№ 226 Госреестр № 46101-10	НКФ-220-58 У1 220000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Кл. т. 0,5 Зав.№ 32922 Зав.№ 33005 Зав.№ 32942 Госреестр № 14626-95	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав.№ 0111050135 Госреестр № 27524-04		Активная Реактивная	$\pm 0,8$ $\pm 1,5$	$\pm 2,2$ $\pm 2,1$
8	Тюменская ТЭЦ-2 ОРУ-220 кВ, яч.3, ВЛ-220 кВ «Заводоуковск»	ТФ3М 220Б-IV ХЛ1 1000/5 Кл. т. 0,5 Зав.№ 5588 Зав.№ 5594 Зав.№ 5595 Госреестр № 26424-04	НКФ-220-58 У1 220000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Кл. т. 0,5 Зав.№ 33013 Зав.№ 32891 Зав.№ 32890 Госреестр № 14626-95	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав.№ 0110051105 Госреестр № 27524-04		Активная Реактивная	$\pm 1,1$ $\pm 2,3$	$\pm 5,5$ $\pm 2,7$
9	Тюменская ТЭЦ-2 ОРУ-220 кВ, яч.5, ВЛ-220 кВ «Ожогино»	ТВ 220-I У2 1000/5 Кл. т. 0,5 Зав.№ 3654A Зав.№ 3654B Зав.№ 3654C Госреестр № 19720-00	НКФ-220-58 У1 220000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Кл. т. 0,5 Зав.№ 33013 Зав.№ 32891 Зав.№ 32890 Госреестр № 14626-95	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав.№ 0109057010 Госреестр № 27524-04	ЭКОМ-3000М Зав. № 12051144 Госреестр № 17049-09	Активная Реактивная	$\pm 1,1$ $\pm 2,3$	$\pm 5,5$ $\pm 2,7$
10	Тюменская ТЭЦ-2 ОРУ-220 кВ, яч.13, ВЛ-220 кВ «ТММЗ-2»	ТВ-220-IX УХЛ1 1000/5 Кл. т. 0,2S Зав.№ 221 Зав.№ 222 Зав.№ 223 Госреестр № 46101-10	НКФ-220-58 У1 220000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Кл. т. 0,5 Зав.№ 33013 Зав.№ 32891 Зав.№ 32890 Госреестр № 14626-95	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав.№ 0109057028 Госреестр № 27524-04	Активная Реактивная		$\pm 0,8$ $\pm 1,5$	$\pm 2,2$ $\pm 2,1$

Продолжение таблицы А.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9
11	Тюменская ТЭЦ-2 ОРУ-220 кВ, ОСШ 220 кВ, яч.10, ОВ-220 кВ	ТВ-220-IX УХЛ1 1000/5 Кл. т. 0,2S Зав.№ 227 Зав.№ 228 Зав.№ 229 Госреестр № 46101-10	НКФ-220-58 У1 $220000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$ Кл. т. 0,5 Зав.№ 32922/33013 Зав.№ 33005/32891 Зав.№ 32942/32890 Госреестр № 14626-95	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав.№ 0109056213 Госреестр № 27524-04		Активная Реактивная	$\pm 0,8$ $\pm 1,5$	$\pm 2,2$ $\pm 2,1$
12	Тюменская ТЭЦ-2 ОРУ-110 кВ, яч.10, ВЛ-110 кВ «Княжево»	ТВ 110-II У2 1000/5 Кл. т. 0,5 Зав.№ 4927A Зав.№ 4927B Зав.№ 4927C Госреестр № 19720-00	НКФ-110-57 У1 $110000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$ Кл. т. 0,5 Зав.№ 27224 Зав.№ 27143 Зав.№ 27357 Госреестр № 14205-94	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав.№ 0109052174 Госреестр № 27524-04		Активная Реактивная	$\pm 1,1$ $\pm 2,3$	$\pm 5,5$ $\pm 2,7$
13	Тюменская ТЭЦ-2 ОРУ-110 кВ, яч.9, ВЛ-110 кВ «ТЭЦ-1-1»	ТВ 110-II У2 1000/5 Кл. т. 0,5 Зав.№ 4926A Зав.№ 4926B Зав.№ 4926C Госреестр № 19720-00	НКФ-110-57 У1 $110000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$ Кл. т. 0,5 Зав.№ 27224 Зав.№ 27143 Зав.№ 27357 Госреестр № 14205-94	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав.№ 0109052143 Госреестр № 27524-04	ЭКОМ-3000М Зав. № 12051144 Госреестр № 17049-09	Активная Реактивная	$\pm 1,1$ $\pm 2,3$	$\pm 5,5$ $\pm 2,7$
14	Тюменская ТЭЦ-2 ОРУ-110 кВ, яч.11, ВЛ-110 кВ «Приозерная»	ТВ 110-II У2 1000/5 Кл. т. 0,5 Зав.№ 4928A Зав.№ 4928B Зав.№ 4928C Госреестр № 19720-00	НКФ-110-57 У1 $110000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$ Кл. т. 0,5 Зав.№ 27221 Зав.№ 27209 Зав.№ 27241 Госреестр № 14205-94	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав.№ 0109051061 Госреестр № 27524-04		Активная Реактивная	$\pm 1,1$ $\pm 2,3$	$\pm 5,5$ $\pm 2,7$

Окончание таблицы А.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9
15	Тюменская ТЭЦ-2 ОРУ-110 кВ, яч.8 ВЛ-110 кВ «ТЭЦ-1-2»	ТВ 110-II У2 1000/5 Кл. т. 0,5 Зав.№ 4921А Зав.№ 4921В Зав.№ 4921С Госреестр № 19720-00	НКФ-110-57 У1 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Кл. т. 0,5 Зав.№ 27221 Зав.№ 27209 Зав.№ 27241 Госреестр № 14205-94	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав.№ 0109056065 Госреестр № 27524-04	ЭКОМ-3000М Зав.№ 12051144 Госреестр № 17049-09	Активная	$\pm 1,1$	$\pm 5,5$
16	Тюменская ТЭЦ-2 ОРУ-110 кВ, ОСШ 110 кВ, яч.4 ОВ-110 кВ	ТВ 110-II У2 1000/5 Кл. т. 0,5 Зав.№ 5115А Зав.№ 5115В Зав.№ 5115С Госреестр № 19720-00	НКФ-110-57 У1 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Кл. т. 0,5 Зав.№ 27224/27221 Зав.№ 27143/27209 Зав.№ 27357/27241 Госреестр № 14205-94	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав.№ 0109052221 Госреестр № 27524-04		Реактивная	$\pm 2,3$	$\pm 2,7$
17	Тюменская ТЭЦ-2 ОРУ-110 кВ, яч.12, ВЛ-110 кВ «Ожогино-1»	ICTB-0,66 УХЛ1 1000/5 Кл. т. 0,2S Зав.№ 633 Зав.№ 634 Зав.№ 635 Госреестр № 52792-13	НКФ-110-57 У1 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Кл. т. 0,5 Зав.№ 27224 Зав.№ 27143 Зав.№ 27357 Госреестр № 14205-94	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Зав.№ 0811140119 Госреестр № 36697-12	ЭКОМ-3000М Зав.№ 12051144 Госреестр № 17049-09	Активная	$\pm 0,9$	$\pm 4,7$
18	Тюменская ТЭЦ-2 ОРУ-110 кВ, яч.13, ВЛ-110 кВ «Ожогино-2»	ICTB-0,66 УХЛ1 1000/5 Кл. т. 0,2S Зав.№ 636 Зав.№ 637 Зав.№ 638 Госреестр № 52792-13	НКФ-110-57 У1 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Кл. т. 0,5 Зав.№ 27221 Зав.№ 27209 Зав.№ 27241 Госреестр № 14205-94	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Зав.№ 0811140989 Госреестр № 36697-12		Реактивная	$\pm 2,2$	$\pm 2,7$

Приложение Б

Таблица Б.1 - Лист регистрации изменений ИК системы