

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

УТВЕРЖДАЮ:

**Зам. директора
ФГУП «ВНИИМС»**



В. Н. Яншин

2015 г.

**Система автоматизированная
информационно-измерительная
коммерческого учета электроэнергии
ПС 220 кВ Киров**

Измерительные каналы

**Методика поверки
П2200475-АУВП.411711.ФСК.033.05.МП**

лр. 62611-15

**Москва
2015**

Содержание

	Стр.
1 ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ	3
2 НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ	4
3 ОПЕРАЦИИ ПОВЕРКИ	6
4 СРЕДСТВА ПОВЕРКИ	7
5 ТРЕБОВАНИЯ К КВАЛИФИКАЦИИ ПОВЕРИТЕЛЕЙ.....	8
6 ТРЕБОВАНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ.....	11
7 УСЛОВИЯ ПОВЕРКИ.....	11
8 ПОДГОТОВКА К ПОВЕРКЕ.....	11
9 ПРОВЕДЕНИЕ ПОВЕРКИ.....	12
10 ИДЕНТИФИКАЦИЯ ПРОГРАММНОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ.....	19
11 ОФОРМЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ПОВЕРКИ.....	20
ПРИЛОЖЕНИЕ А	21
ПРИЛОЖЕНИЕ Б.....	27

Настоящая методика распространяется на измерительные каналы (далее - ИК) системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ПС 220 кВ Киров (далее по тексту - АИИС КУЭ), заводской номер № П2200475-АУВП.411711.ФСК.033.05, предназначенной для измерения активной и реактивной электроэнергии, потребленной за установленные интервалы времени, сбора, хранения, обработки и передачи полученной информации. Выходные данные системы могут использоваться для коммерческих расчетов.

Перечень ИК и их метрологические характеристики приведены в Приложении А.

1 ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Поверке подлежит каждый 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».

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

МИ 2925-2005 «Измерительные трансформаторы напряжения 35...330/ $\sqrt{3}$ кВ. Методика поверки на месте эксплуатации с помощью эталонного делителя».

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

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 Р 54149-2010 Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения.

ГОСТ 12.2.003-91 «Система стандартов безопасности труда. Оборудование производственное. Общие требования безопасности».

ГОСТ 12.2.007.0-75 «Система стандартов безопасности труда. Изделия электротехнические. Общие требования безопасности».

ГОСТ 12.2.007.3-75 «Система стандартов безопасности труда. Электротехнические устройства на напряжение свыше 1000 В. Требования безопасности».

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

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

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

3 ОПЕРАЦИИ ПОВЕРКИ

При проведении поверки выполняют операции, указанные в таблице 1.

Таблица 1 – Операции поверки

Наименование операции	Номер пункта НД по поверке	Обязательность проведения операции при	
		первичной поверке	периодической поверке
1	2	3	4
1. Подготовка к проведению поверки	8	Да	Да
2. Внешний осмотр	9.1	Да	Да
3. 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
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

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4
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. Идентификация 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 8.216-2011 «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 EPQS – по документу «Счетчики электрической энергии многофункциональные EPQS. Методика поверки РМ 1039597-26:2002»;

- Средства поверки устройства сбора и передачи данных «ЭКОМ-3000» - по документу «ГСИ. Комплекс программно-технический измерительный ЭКОМ-3000. Методика поверки. ПБKM.421459.003 МП»;

- 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 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 часов компонентов системы 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 «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 EPQS, 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 выполне-

ния измерений.

6 ТРЕБОВАНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ

6.1 При проведении поверки должны быть соблюдены требования безопасности, установленные ГОСТ 12.2.007.0-75, ГОСТ 12.2.007.3-75, Приказом Министерства труда и социальной защиты РФ от 24.07.2013 г. №328н «Об утверждении правил по охране труда при эксплуатации электроустановок», а также требования безопасности на средства поверки, поверяемые трансформаторы и счетчики, изложенные в их руководствах по эксплуатации.

6.2 Эталонные средства измерений, вспомогательные средства поверки и оборудование должны соответствовать требованиям ГОСТ 12.2.003-91, ГОСТ 12.2.007.3-75, ГОСТ 12.2.007.7-75.

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, УСПД, 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 про-

кладки 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»;
- измерительных трансформаторов напряжения в соответствии с ГОСТ 8.216-2011 «Трансформаторы напряжения. Методика поверки»;
- счетчиков EPQS – по документу «Счетчики электрической энергии многофункциональные EPQS. Методика поверки РМ 1039597-26:2002»;
- устройства сбора и передачи данных «ЭКОМ-3000» – по документу «ГСИ. Комплекс программно-технический измерительный ЭКОМ-3000. Методика поверки. ПБКМ.421459.003 МП».

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 це-

пям 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 проверке ИК прекращаются, АИИС КУЭ бракуется и выписывается извещение о непригодности.

9.4 Проверка функционирования центральных компьютеров (серверов) АИИС КУЭ и ИВК

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.

9.4.5 Проверяют правильность функционирования ИВК в соответствии с его эксплуатационной документацией с помощью тестового программного обеспечения. Проверка считается успешной, если все подсоединенные к ИВК счетчики опрошены и нет сообщений об ошибках.

9.4.6 Проверяют программную защиту ИВК от несанкционированного доступа.

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

При обнаружении несоответствий по п. 9.4 дальнейшие операции по проверке 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 или ИВК.

Допускается автономная проверка модемов с использованием тестового программного обеспечения.

9.5.2 Проверка функционирования адаптеров интерфейса

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

При обнаружении несоответствий по п. 9.5 дальнейшие операции по проверке 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 непри-

годности.

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 1 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 ИВК, получающего сигналы точного времени от устройства синхронизации системного времени GPS-приемника. Расхождение показаний радиочасов с ИВК 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 счетчика, ИВК и сервера. Расхождение времени часов: счетчик – ИВК в момент, предшествующий коррекции, не должно превышать предела допустимого расхождения ± 2 с.

При обнаружении несоответствий по п. 9.9 дальнейшие операции по повер-

ке 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 учтенного 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 ИДЕНТИФИКАЦИЯ ПРОГРАММНОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ

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

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

10.2 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 оформляют свидетельство о поверке АИИС КУЭ в соответствии с Приказом Минпромторга России №1815 от 2 июля 2015 г. «Об утверждении Порядка проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке». В приложении к свидетельству указывают перечень ИК.

11.2 При отрицательных результатах поверки хотя бы по одному из пунктов методики поверки АИИС КУЭ признается негодной к дальнейшей эксплуатации и на нее оформляют извещение о непригодности в соответствии с Приказом Минпромторга России №1815 от 2 июля 2015 г. «Об утверждении Порядка проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке» с указанием причин.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Таблица А.1 - Состав измерительных каналов АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики

Номер ИК	Наименование объекта	Состав измерительного канала				ИВК, СОЕВ	Вид электро- энергии
		ТТ	ТН	Счётчик			
1	2 ВЛ 220 кВ ТЭЦ5 3 блок- Киров (ВЛ 220 кВ ТЭЦ5 3 блок)	3 ТВ-ЭК исп. М3 Коэф. тр. 1000/5 Кл.т. 0,2S Зав. № 15-4805 Зав. № 15-4806 Зав. № 15-4807	4 НАМИ Коэф. тр. 220000:√3/100:√3 Кл.т. 0,2 Зав. № 2397 Зав. № 2398 Зав. № 2399	5 EPQS Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 471591	6	7 активная реактивная	
2	ВЛ 220 кВ Киров- Марадыково (ВЛ 220 кВ Марадыково)	ТВ-ЭК исп. М3 Коэф. тр. 1000/5 Кл.т. 0,2S Зав. № 15-4808 Зав. № 15-11987 Зав. № 15-4810	НАМИ Коэф. тр. 220000:√3/100:√3 Кл.т. 0,2 Зав. №2400 Зав. №2401 Зав. №2402	EPQS Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 471597	Устройство сбо- ра и передачи данных «ЭКОМ-3000» Зав. № 05082019	активная реактивная	
3	ОВМ 220 кВ	ТВ-ЭК исп. М3 Коэф. тр. 1000/5 Кл.т. 0,2S Зав. № 15-4811 Зав. № 15-4812 Зав. № 15-4813	НАМИ Коэф. тр. 220000:√3/100:√3 Кл.т. 0,2 Зав. № 2397 Зав. № 2398 Зав. № 2399	EPQS Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 471590		активная реактивная	
4	ВЛ 220 кВ Вятка-Киров II цель (ВЛ 220 кВ Вятка 2)	ТДУ-220 Коэф. тр. 1000/5 Кл.т. 0,5 Зав. № 122-3 Зав. № 122-2 Зав. № 122-3	НАМИ Коэф. тр. 220000:√3/100:√3 Кл.т. 0,2 Зав. №2400 Зав. №2401 Зав. №2402	EPQS Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 571616	активная реактивная		

Продолжение таблицы А.1

1	2	3	4	5	6	7
5	ВЛ 220 кВ Вятка-Киров III цепь (ВЛ 220 кВ Вятка 3)	ТДУ-220 Коэф. тр. 1000/5 Кл.т. 0,5 Зав. № 121-3 Зав. № 121-2 Зав. № 121-3	НАМИ Коэф. тр. 220000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ Кл.т. 0,2 Зав. № 2397 Зав. № 2398 Зав. № 2399	EPQS Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 571615	Устройство сборо- ра и передачи данных «ЭКОМ-3000» Зав. № 05082019	активная реактивная
6	ВЛ 110 кВ Киров-ТЭЦ-5 1 блок (ВЛ 110 кВ ТЭЦ-5 1 блок)	ТВ-ЭК исп. М3 Коэф. тр. 1000/5 Кл.т. 0,2S Зав. № 15-4793 Зав. № 15-4794 Зав. № 15-4795	НАМИ Коэф. тр. 110000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ Кл.т. 0,2 Зав. № 6011 Зав. № 6018 Зав. № 6101	EPQS Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 471589		активная реактивная
7	ВЛ 110 кВ Киров- Бытприбор с отпайкой на ПС Шкляевская (ВЛ 110 кВ Бытприбор)	ТВ-ЭК исп. М3 Коэф. тр. 1000/5 Кл.т. 0,2S Зав. № 15-4799 Зав. № 15-4800 Зав. № 15-7073	НАМИ Коэф. тр. 110000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ Кл.т. 0,2 Зав. № 6011 Зав. № 6018 Зав. № 6101	EPQS Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 472080		активная реактивная
8	ВЛ 110 кВ Киров-Пасегово (ВЛ 110 кВ Пасегово)	ТВ-ЭК исп. М3 Коэф. тр. 1000/5 Кл.т. 0,2S Зав. № 15-4796 Зав. № 15-4797 Зав. № 15-4798	НАМИ Коэф. тр. 110000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ Кл.т. 0,2 Зав. № 6011 Зав. № 6018 Зав. № 6101	EPQS Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 472076		активная реактивная
9	КВЛ 6 кВ фидер №1 (ф.1)	ТЛП-10 Коэф. тр. 400/5 Кл.т. 0,5S Зав. № 15-4972 Зав. № 15-6368	ЗНОЛП-ЭК-10 Коэф. тр. 6000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ Кл.т. 0,5 Зав. № 15-5017 Зав. № 15-5021 Зав. № 15-5022	EPQS Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 471561		активная реактивная

Продолжение таблицы А.1

1	2	3	4	5	6	7
10	КЛ 6 кВ фидер №2 (ф.2)	ТЛП-10 Коэф. тр. 400/5 Кл.т. 0,5S Зав. № 15-4986 Зав. № 15-4987	ЗНОЛП-ЭК-10 Коэф. тр. 6000:√3/100:√3 Кл.т. 0,5 Зав. № 15-5018 Зав. № 15-5019 Зав. № 15-5020	EPQS Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 471535	Устройство сбора и передачи данных «ЭКОМ-3000» Зав. № 05082019	активная реактивная
11	КЛ 6 кВ фидер №3 (ф.3)	ТЛП-10 Коэф. тр. 400/5 Кл.т. 0,5S Зав. № 15-4998 Зав. № 15-4997	ЗНОЛП-ЭК-10 Коэф. тр. 6000:√3/100:√3 Кл.т. 0,5 Зав. № 15-5017 Зав. № 15-5021 Зав. № 15-5022	EPQS Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 577994		активная реактивная
12	КВЛ 6 кВ фидер №4 (ф.4)	ТЛП-10 Коэф. тр. 300/5 Кл.т. 0,5S Зав. № 15-4968 Зав. № 15-4969	ЗНОЛП-ЭК-10 Коэф. тр. 6000:√3/100:√3 Кл.т. 0,5 Зав. № 15-5018 Зав. № 15-5019 Зав. № 15-5020	EPQS Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 471578		активная реактивная
13	КВЛ 6 кВ фидер №5 (ф.5)	ТЛП-10 Коэф. тр. 400/5 Кл.т. 0,5S Зав. № 15-4978 Зав. № 15-4985	ЗНОЛП-ЭК-10 Коэф. тр. 6000:√3/100:√3 Кл.т. 0,5 Зав. № 15-5017 Зав. № 15-5021 Зав. № 15-5022	EPQS Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 471542		активная реактивная
14	КЛ 6 кВ фидер №6 (ф.6)	ТЛП-10 Коэф. тр. 300/5 Кл.т. 0,5S Зав. № 15-4967 Зав. № 15-4970	ЗНОЛП-ЭК-10 Коэф. тр. 6000:√3/100:√3 Кл.т. 0,5 Зав. № 15-5018 Зав. № 15-5019 Зав. № 15-5020	EPQS Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 471576		активная реактивная

Продолжение таблицы А.1

1	2	3	4	5	6	7
15	КВЛ 6 кВ фидер №7 (ф.7)	ТЛП-10 Коэф. тр. 400/5 Кл.т. 0,5S Зав. № 15-4995 Зав. № 15-4996	ЗНОЛП-ЭК-10 Коэф. тр. 6000: $\sqrt{3}/100$: $\sqrt{3}$ Кл.т. 0,5 Зав. № 15-5017 Зав. № 15-5021 Зав. № 15-5022	EPQS Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 471555	Устройство сбора и передачи данных «ЭКОМ-3000» Зав. № 05082019	активная реактивная
16	КЛ 6 кВ фидер №8 (ф.8)	ТЛП-10 Коэф. тр. 400/5 Кл.т. 0,5S Зав. № 15-4982 Зав. № 15-4983	ЗНОЛП-ЭК-10 Коэф. тр. 6000: $\sqrt{3}/100$: $\sqrt{3}$ Кл.т. 0,5 Зав. № 15-5018 Зав. № 15-5019 Зав. № 15-5020	EPQS Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 471560		активная реактивная
17	КЛ 6 кВ фидер №9 (ф.9)	ТЛП-10 Коэф. тр. 400/5 Кл.т. 0,5S Зав. № 15-4999 Зав. № 15-5000	ЗНОЛП-ЭК-10 Коэф. тр. 6000: $\sqrt{3}/100$: $\sqrt{3}$ Кл.т. 0,5 Зав. № 15-5017 Зав. № 15-5021 Зав. № 15-5022	EPQS Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 471559		активная реактивная
18	КЛ 6 кВ фидер №10 (ф.10)	ТЛП-10 Коэф. тр. 400/5 Кл.т. 0,5S Зав. № 15-4984 Зав. № 15-4994	ЗНОЛП-ЭК-10 Коэф. тр. 6000: $\sqrt{3}/100$: $\sqrt{3}$ Кл.т. 0,5 Зав. № 15-5018 Зав. № 15-5019 Зав. № 15-5020	EPQS Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 471879		активная реактивная
19	КЛ 6 кВ фидер №11 (ф.11)	ТЛП-10 Коэф. тр. 400/5 Кл.т. 0,5S Зав. № 15-4979 Зав. № 15-4980	ЗНОЛП-ЭК-10 Коэф. тр. 6000: $\sqrt{3}/100$: $\sqrt{3}$ Кл.т. 0,5 Зав. № 15-5017 Зав. № 15-5021 Зав. № 15-5022	EPQS Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 471878		активная реактивная

Продолжение таблицы А.1

1	2	3	4	5	6	7
20	КЛ 6 кВ фидер №12 (ф.12)	ТЛП-10 Коэф. тр. 400/5 Кл.т. 0,5S Зав. № 15-4990 Зав. № 15-4991	ЗНОЛП-ЭК-10 Коэф. тр. 6000: $\sqrt{3}/100$: $\sqrt{3}$ Кл.т. 0,5 Зав. № 15-5018 Зав. № 15-5019 Зав. № 15-5020	EPQS Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 471902	Устройство сбора и передачи данных «ЭКОМ-3000» Зав. № 05082019	активная реактивная
21	КЛ 6 кВ фидер №13 (ф.13)	ТЛП-10 Коэф. тр. 400/5 Кл.т. 0,5S Зав. № 15-4992 Зав. № 15-4993	ЗНОЛП-ЭК-10 Коэф. тр. 6000: $\sqrt{3}/100$: $\sqrt{3}$ Кл.т. 0,5 Зав. № 15-5017 Зав. № 15-5021 Зав. № 15-5022	EPQS Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 471880		активная реактивная
22	КЛ 6 кВ фидер №14 (ф.14)	ТЛП-10 Коэф. тр. 400/5 Кл.т. 0,5S Зав. № 15-4976 Зав. № 15-4977	ЗНОЛП-ЭК-10 Коэф. тр. 6000: $\sqrt{3}/100$: $\sqrt{3}$ Кл.т. 0,5 Зав. № 15-5018 Зав. № 15-5019 Зав. № 15-5020	EPQS Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 471955		активная реактивная
23	КВЛ 6 кВ фидер №15 (ф.15)	ТЛП-10 Коэф. тр. 400/5 Кл.т. 0,5S Зав. № 15-4971 Зав. № 15-4981	ЗНОЛП-ЭК-10 Коэф. тр. 6000: $\sqrt{3}/100$: $\sqrt{3}$ Кл.т. 0,5 Зав. № 15-5017 Зав. № 15-5021 Зав. № 15-5022	EPQS Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 471956		активная реактивная
24	КВЛ 6 кВ фидер №16 (ф.16)	ТЛП-10 Коэф. тр. 600/5 Кл.т. 0,5S Зав. № 15-5001 Зав. № 15-5002	ЗНОЛП-ЭК-10 Коэф. тр. 6000: $\sqrt{3}/100$: $\sqrt{3}$ Кл.т. 0,5 Зав. № 15-5018 Зав. № 15-5019 Зав. № 15-5020	EPQS Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 471957		активная реактивная

Продолжение таблицы А.1

1	2	3	4	5	6	7
25	КЛ 6 кВ фидер №17 (ф.17)	ТЛП-10 Коэф. тр. 400/5 Кл.т. 0,5S Зав. № 15-4974 Зав. № 15-4975	ЗНОЛП-ЭК-10 Коэф. тр. 6000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ Кл.т. 0,5 Зав. № 15-5017 Зав. № 15-5021 Зав. № 15-5022	EPQS Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 471958	Устройство сбора и передачи данных «ЭКОМ-3000» Зав. № 05082019	активная
26	КВЛ 6 кВ фидер №18 (ф.18)	ТЛП-10 Коэф. тр. 400/5 Кл.т. 0,5S Зав. №15-4988 Зав. №15-4989	ЗНОЛП-ЭК-10 Коэф. тр. 6000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ Кл.т. 0,5 Зав. № 15-5018 Зав. № 15-5019 Зав. № 15-5020	EPQS Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 471960		реактивная