

УТВЕРЖДАЮ

Директор

ФБУ «Томский ЦСМ»



М.М. Чухланцева

«28»

2014 г.

Государственная система обеспечения единства измерений

**Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого
учета электрической энергии АО «СХК»**

МЕТОДИКА ПОВЕРКИ

МП 227-14

1 Общие положения

1.1 Настоящая методика поверки распространяется на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электрической энергии АО «СХК». (АИИС КУЭ) и устанавливает методы и средства её первичной, периодической и внеочередной поверок.

1.2 Поверке подлежит АИИС КУЭ в соответствии с перечнем измерительных каналов, приведённым в таблице А.1 приложения А настоящей методики поверки (МП).

1.3 Первичную поверку АИИС КУЭ выполняют после проведения испытаний в целях утверждения типа, после ремонта.

1.4 Периодическую поверку АИИС КУЭ выполняют в процессе эксплуатации через установленный интервал между поверками. Проведение поверки целесообразно совмещать с ежегодными регламентными работами по техническому обслуживанию оборудования АИИС КУЭ.

1.5 Периодичность поверки (интервал между поверками) АИИС КУЭ – 4 года.

1.6 Измерительные каналы (ИК) АИИС КУЭ подвергают покомпонентной поверке согласно ГОСТ Р 8.596-2002 «ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения». Измерительные трансформаторы тока и напряжения, счетчики электрической энергии, устройство сбора и передачи данных (УСПД), являющиеся компонентами ИК АИИС КУЭ, поверяют согласно утвержденным методикам поверки с интервалом, установленным при утверждении их типа. Если очередной срок поверки одного или нескольких средств измерений ИК, наступает до очередного срока поверки АИИС КУЭ, поверяют эти компоненты и проводят внеочередную поверку ИК в той его части и объёме, который необходим для того, чтобы убедиться, что метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ не нарушены.

1.7 Внеочередную поверку АИИС КУЭ проводят после ремонта или замены измерительных компонентов ИК, каналаобразующей аппаратуры, модернизации программного обеспечения АИИС КУЭ. В случае неисправности компонентов ИК АИИС КУЭ их направляют в ремонт. При этом на время ремонта в составе ИК допускается использовать однотипные компоненты, прошедшие поверку. После ремонта выполняют поверку каждого отказавшего компонента и внеочередную поверку ИК, в который входит этот компонент.

1.8 В случае непригодности измерительных трансформаторов, счетчиков электрической энергии, УСПД допускается их замена на однотипные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у приведённых в Приложении А настоящей МП. Замена оформляется актом в установленном на АО «СХК» порядке. Акт хранится совместно с описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

1.9 В случае замены компьютера (или отдельных его компонентов) автоматизированных рабочих мест (АРМ) оператора, сервера, а также при обновлении программного обеспечения АИИС КУЭ, расширении (модификации) его функций проводят анализ изменений. Если внесённые изменения могут повлиять на метрологически значимую часть программного обеспечения, то проводят испытания АИИС КУЭ в целях утверждения типа.

1.10 При модернизации АИИС КУЭ путём введения новых измерительных каналов также должны быть проведены их испытания в целях утверждения типа.

2 Операции поверки

2.1 При проведении поверки должны выполняться операции, указанные в таблице 1.

Таблица 1

Наименование операции	Номер пункта МП	Выполнение операций при поверке					
		первичной	периодической	внеочередной			
				после поверки, ремонта (замены) ТТ, ТН	после поверки, ремонта (замены) счётчика	после ремонта (замены) ИВК	после переустановки ПО (изменений)
1 Внешний осмотр	7.1	да	да	да*	да*	нет	нет
2 Проверка условий эксплуатации АИИС КУЭ	7.2	да	да	да*	да*	да*	нет
3 Проверка отсутствия ошибок информационного обмена	7.3	да	да	да*	да*	да*	да
4 Проверка нагрузки вторичных цепей трансформаторов напряжения	7.4	да	да	да*	да*	нет	нет
5 Проверка нагрузки вторичных цепей трансформаторов тока	7.5	да	да	да*	да*	нет	нет
6 Проверка погрешности из-за потерь в линии присоединения трансформаторов напряжения к счетчикам	7.6	да	да	да*	да*	нет	нет
7 Проверка системы обеспечения единого времени АИИС КУЭ	7.7	да	да	нет	да*	да	да
8 Проверка метрологических характеристик ИК АИИС КУЭ	7.8	да	да	да*	да*	нет	нет
9 Проверка соответствия программного обеспечения АИИС КУЭ	7.9	да	да	нет	да*	да*	да*
Примечание – В таблице приняты следующие сокращения и обозначения: ТТ – трансформатор тока, ТН – трансформатор напряжения, ИВК – информационно-вычислительный комплекс; * – в объеме вносимых изменений							

3 Средства поверки

3.1 При проведении поверки применяют средства измерений и вспомогательные устройства в соответствии с методиками поверки на измерительные компоненты ИК АИИС КУЭ, а также приведённые в таблице 2.

3.2 Средства измерений, применяемые при поверке, должны быть внесены в Государственный реестр средств измерений утвержденных типов и иметь действующие свидетельства о поверке и (или) знаки поверки.

Таблица 2

Наименование средства поверки	Основные метрологические характеристики	
	диапазон измерений	погрешность
1 Термометр ртутный стеклянный	Диапазон измерений температуры от минус 30 до 55 °С	$\Delta = \pm 0,2$ °С
2 Барометр М67	Диапазон измерений давления от 610 до 790 мм рт.ст.	$\Delta = \pm 0,8$ мм рт.ст.
3 Гигрометр психрометрический ВИТ-2	Диапазон измерений температуры от 15 до 40 °С	$\Delta = \pm 0,2$ °С
	Диапазон измерений относительной влажности от 20 до 90 %	$\Delta = \pm (5-7)$ %

Таблица 2

Наименование средства поверки	Основные метрологические характеристики	
	диапазон измерений	погрешность
4 Миллитесламетр портативный МПМ-2	Диапазон измерений магнитной индукции от 0,01 до 199,9 мТл	$\delta = \pm 7,5 \%$
5 Мультиметр «Ресурс-ПЭ» (2 шт.)	Диапазон измерений действующего значения напряжения переменного тока от 15 мВ до 300 В	$\delta = \pm 0,2 \%$
	Диапазон измерений действующего значения силы переменного тока от 0,05 до 7,5 А	$\delta = \pm 0,3 \%$
	Диапазон измерений частоты от 49 до 51 Гц	$\Delta = \pm 0,2 \text{ Гц}$
	Диапазон измерений угла сдвига фаз от 0 до 60°	$\Delta = \pm 0,1^\circ$
6 Переносной компьютер	с установленным программным обеспечением «MeterCat»	
7 Радиочасы МИР РЧ-02	Пределы допускаемой абсолютной погрешности синхронизации фронта выходного сигнала 1 Гц по шкале координированного времени UTC не более $\pm 1 \text{ мкс}$	
Примечание – В таблице приняты следующие обозначения: Δ и δ – абсолютная и относительная погрешности соответственно		

3.3 При проведении поверки допускается применение аналогичных по назначению средств измерений, обеспечивающих определение метрологических и технических характеристик АИИС КУЭ с требуемой точностью.

4 Требования к квалификации поверителей

4.1 К проведению поверки АИИС КУЭ допускают лиц, достигших 18 лет и аттестованных в установленном порядке, прошедших инструктаж по технике безопасности на рабочем месте, изучивших настоящую МП, эксплуатационную документацию на АИИС КУЭ, используемые средства измерений и вспомогательные устройства.

4.2 Измерения вторичной нагрузки измерительных трансформаторов, входящих в состав ИК АИИС КУЭ, и падения напряжения в линии присоединения ТН к счетчикам осуществляют специалисты, имеющие стаж работы по данному виду измерений не менее одного года. Измерения проводят не менее двух специалистов, один из которых должен иметь удостоверение, подтверждающее право работы на установках свыше 1000 В с группой по электробезопасности не ниже IV.

5 Требования безопасности

5.1 При проведении поверки необходимо соблюдать требования безопасности, установленные в следующих документах:

- 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 Р МЭК 60950-2002 Безопасность оборудования информационных технологий;
- Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей;
- РД 153-34.0-03.150-00 Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок;
- РД 34.20.501-95 Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей РФ.

5.2 При проведении поверки необходимо соблюдать требования разделов «Меры безопасности» эксплуатационных документов на средства поверки и компоненты АИИС КУЭ.

6 Условия поверки и подготовка к поверке

6.1 Поверку АИИС КУЭ проводят при условиях, соответствующих рабочим условиям эксплуатации компонентов ИК АИИС КУЭ, приведенным в технической документации.

6.2 Для проведения поверки представляют следующую документацию:

- описание типа АИИС КУЭ;
- формуляр;
- свидетельство о предыдущей поверке АИИС КУЭ (при периодической поверке);
- актуализированные паспорта-протоколы информационно-измерительных комплексов (ИИК) АИИС КУЭ;
- действующие свидетельства о поверке (отметки о поверке в паспортах) измерительных компонентов ИК АИИС КУЭ;
- рабочие журналы АИИС КУЭ с данными по климатическим и иным условиям эксплуатации за интервал между поверками;
- эксплуатационную и техническую документацию на компоненты АИИС КУЭ;
- комплект документации на установленное программное обеспечение АИИС КУЭ.

6.3 Перед проведением поверки необходимо изучить настоящую МП и эксплуатационную документацию на компоненты АИИС КУЭ.

6.4 Перед проведением поверки выполняют следующие подготовительные работы:

- проводят организационно-технические мероприятия по доступу специалистов к местам установки компонентов ИК АИИС КУЭ, размещению средств поверки, отключению в необходимых случаях средств измерений АИИС КУЭ от штатной схемы;
- проводят организационно-технические мероприятия по обеспечению безопасности проводимых работ в соответствии с действующими правилами и руководствами по эксплуатации применяемого оборудования;
- средства поверки и вспомогательное оборудование выдерживают в условиях и в течение времени, установленных в распространяющейся на них документации;
- все средства измерений, которые подлежат заземлению, должны быть надежно заземлены, подсоединение зажимов защитного заземления к контуру заземления должно производиться ранее других соединений, а отсоединение – после всех отсоединений.

7 Проведение поверки

7.1 Внешний осмотр

7.1.1 Внешний осмотр проводят в местах установки составных частей АИИС КУЭ, включая счетчики электрической энергии и линии связи. При внешнем осмотре проверяют:

- соответствие комплектности АИИС КУЭ перечню технических и программных средств, приведенному в проектной и эксплуатационной документации;
- соответствие количества измерительных каналов АИИС КУЭ перечню, приведенному в формуляре и таблице А.1 Приложения А настоящей МП;
- правильность маркировки и четкость нанесения обозначений на компоненты АИИС КУЭ согласно эксплуатационной документации;
- соответствие указанных на шильдиках типов и заводских номеров средств измерений ИК АИИС КУЭ данным, приведенным в формуляре АИИС КУЭ;
- целостность корпусов компонентов АИИС КУЭ и отсутствие видимых механических повреждений, загрязнений, обрывов и нарушения изоляции проводников кабелей и жгутов, влияющих на функционирование АИИС КУЭ;
- наличие действующих свидетельств о поверке или знаков поверки средств измерений ИК АИИС КУЭ, если методикой поверки предусмотрено их нанесение;
- наличие и сохранность пломб (клейм) энергосбытовых организаций;
- размещение и правильность соединения компонентов ИК АИИС КУЭ, правильность прокладки проводных линий согласно эксплуатационной документации на АИИС КУЭ;

- наличие и прочность крепления разъемов и других элементов АИИС КУЭ;
- отсутствие следов коррозии и нагрева в местах подключения проводных линий.

Результаты проверки положительные, если выполняются все вышеперечисленные требования: перечень ИК соответствует перечню, приведённому в формуляре, средства измерений ИК АИИС КУЭ имеют действующие свидетельства о поверке или знаки поверки, средства поверки имеют документально подтверждённую пригодность для использования в операциях поверки.

7.2 Проверка условий эксплуатации АИИС КУЭ

7.2.1 В ходе выполнения поверки АИИС КУЭ проверяют климатические условия в помещениях, где размещены компоненты ИК АИИС КУЭ, а также – параметры сети питания.

7.2.2 Измеряют параметры окружающей среды (температуру, влажность, атмосферное давление) в местах установки средств измерений ИК АИИС КУЭ. По рабочим журналам климатических условий эксплуатации АИИС КУЭ проверяют значения параметров окружающей среды в течение всех сезонов года.

Результаты проверки положительные, если измеренные значения не выходят за границы допускаемых значений (принятых в качестве рабочих условий), регламентированных в технической документации на АИИС КУЭ и ее компоненты.

7.2.3 Измеряют параметры сети питания: напряжение, частоту и коэффициент мощности. Результаты проверки положительные, если значения указанных параметров сети и коэффициента мощности в условиях эксплуатации не выходят за границы допускаемых значений (принятых в качестве рабочих условий), регламентированных в технической документации на АИИС КУЭ и ее компоненты.

7.2.4 Определяют диапазон силы электрического тока нагрузки, который должен включать все возможные значения силы электрического тока.

Результаты проверки положительные, если указанный диапазон находится в пределах от $0,01 \cdot I_n$ до $1,2 \cdot I_n$, где I_n – номинальное значение силы тока.

7.2.5 Измеряют магнитную индукцию внешнего поля в непосредственной близости от счетчиков электрической энергии.

Результаты проверки положительные, если значение магнитной индукции не превышает 0,5 мТл.

7.2.6 В качестве результатов проверок, выполненных по 7.2.2-7.2.5 настоящей МП, могут быть использованы результаты ранее выполненных измерений при условии, что с момента их получения не произошли изменения, которые могли бы изменить эти данные.

Результаты проверки положительные, если условия эксплуатации АИИС КУЭ и ее компонентов удовлетворяют рабочим условиям применения, регламентированным в распространяющейся на них документации.

7.3 Проверка отсутствия ошибок информационного обмена

7.3.1 Проверка отсутствия ошибок информационного обмена предусматривает экспериментальное подтверждение подлинности измерительной информации в счетчиках электрической энергии (исходная информация) и базе данных сервера.

7.3.2 На компьютере АРМ оператора распечатывают профиль нагрузки по ИК АИИС КУЭ (измеренные значения тридцатиминутных приращений активной и реактивной электрической энергии (мощности)) за полные сутки, предшествующие дню проверки. Проверяют наличие данных, соответствующих каждому тридцатиминутному интервалу времени.

Результаты проверки положительные, если отсутствует пропуск данных (за исключением случаев, когда этот пропуск был обусловлен отключением ИК или устранившимся отказом какого-либо компонента ИК).

7.3.3 Проверяют работоспособность счетчиков: правильность работы всех сегментов индикатора, отсутствие кодов ошибок или предупреждений, «прокрутку» параметров в заданной последовательности, соответствие индикации текущей даты в счетчике календарной дате (число, месяц, год). Подключают счетчик к переносному компьютеру с установленным программным

обеспечением «Конфигуратор» и считывают результаты измерений тридцатиминутных приращений активной и реактивной электрической энергии (мощности) за установленный интервал времени и журналы событий с отметками коррекции времени.

Считывают со счетчика профиль нагрузки за те же сутки, что и в проверке по 7.3.2 настоящей МП. Сравнивают значения тридцатиминутных приращений активной и реактивной электрической энергии, хранящихся в памяти счетчика и базе данных сервера. Проверку расхождений значений электрической энергии допускается проводить для одного ИК АИИС КУЭ.

Результаты проверки положительные, если подтверждена работоспособность счетчика и расхождение между результатами измерений не превышает две единицы младшего разряда значения энергии (мощности).

7.3.4 Распечатывают журналы событий счетчиков и отмечают моменты времени, соответствующие нарушению связи между компонентами ИК АИИС КУЭ. Проверяют сохранность измерительной информации в памяти счетчиков и базе данных сервера на тех интервалах времени, в течение которых была нарушена связь.

Результаты проверки положительные, если обеспечивается сохранность измерительной информации при нарушении связи между компонентами ИК АИИС КУЭ.

7.3.5 Проверку передачи информации на верхний уровень осуществляют с помощью ПО «Базис», установленного на сервере и компьютерах АРМ оператора. Проверяют, что данные формируются и передаются в центры сбора информации в автоматическом режиме.

Результаты проверки положительные, если имеется информация, подтверждающая получение данных.

7.4 Проверка нагрузки вторичных цепей трансформаторов напряжения

7.4.1 Проверку нагрузки вторичных цепей трансформаторов напряжения проводят в соответствии с рекомендациями МИ 3195-2009 «ГСИ. Мощность нагрузки трансформаторов напряжения. Методика выполнения измерений без отключения цепей». Измеренная мощность нагрузки трансформаторов напряжения для каждого ИК АИИС КУЭ должна находиться в пределах от 25 до 100 % от номинального значения.

7.4.2 Допускается мощность нагрузки вторичных цепей трансформаторов напряжения определять расчетным путем, если известны входные импедансы всех устройств, подключенных ко вторичным обмоткам измерительных трансформаторов напряжения.

7.4.3 Допускается измерения мощности нагрузки вторичных цепей трансформаторов напряжения не проводить, если такие измерения проводились при составлении паспортов-протоколов на информационно-измерительные комплексы АИИС КУЭ.

Результаты проверки положительные, если нагрузка вторичных цепей трансформаторов напряжения находится в пределах от 25 до 100 % от номинального значения.

7.5 Проверка нагрузки вторичных цепей трансформаторов тока

7.5.1 Проверку нагрузки вторичных цепей трансформаторов тока проводят в соответствии с рекомендациями МИ 3196-2009 «ГСИ. Вторичная нагрузка трансформаторов тока. Методика выполнения измерений без отключения цепей». Измеренная вторичная нагрузка трансформаторов тока для каждого ИК АИИС КУЭ должна находиться в пределах от 25 до 100 % от номинального значения.

7.5.2 Допускается мощность нагрузки вторичных цепей трансформаторов тока определять расчетным путем, если известны входные импедансы всех устройств, подключенных ко вторичным обмоткам измерительных трансформаторов тока.

7.5.3 Допускается измерения мощности нагрузки вторичных цепей трансформаторов тока не проводить, если такие измерения проводились при составлении паспорта-протокола на информационно-измерительный комплекс АИИС КУЭ.

Результаты проверки положительные, если нагрузка вторичных цепей трансформаторов тока находится в пределах от 25 до 100 % от номинального значения.

7.6 Проверка погрешности из-за потерь в линии присоединения трансформаторов напряжения к счетчикам

7.6.1 Проверку погрешности из-за потерь в линиях присоединения трансформаторов напряжения к счетчикам проводят для каждой фазы ИК АИИС КУЭ в соответствии с аттестованной методикой измерений. Значение погрешности из-за потерь в линиях присоединения ТН к счетчикам не должно превышать 0,25 %.

7.6.2 Выполняют следующие действия.

7.6.2.1 Подключают средства измерений в соответствии со схемой, изображенной на рисунке 1. На данной схеме под ТН понимается трехфазный измерительный трансформатор напряжения (могут присутствовать выводы 02 и 03 и контактные элементы 5 и 6 с соответствующими связями).

7.6.2.2 Используя руководство по эксплуатации на мультиметр «Ресурс ПЭ», проводят синхронизацию результатов измерений напряжения и времени.

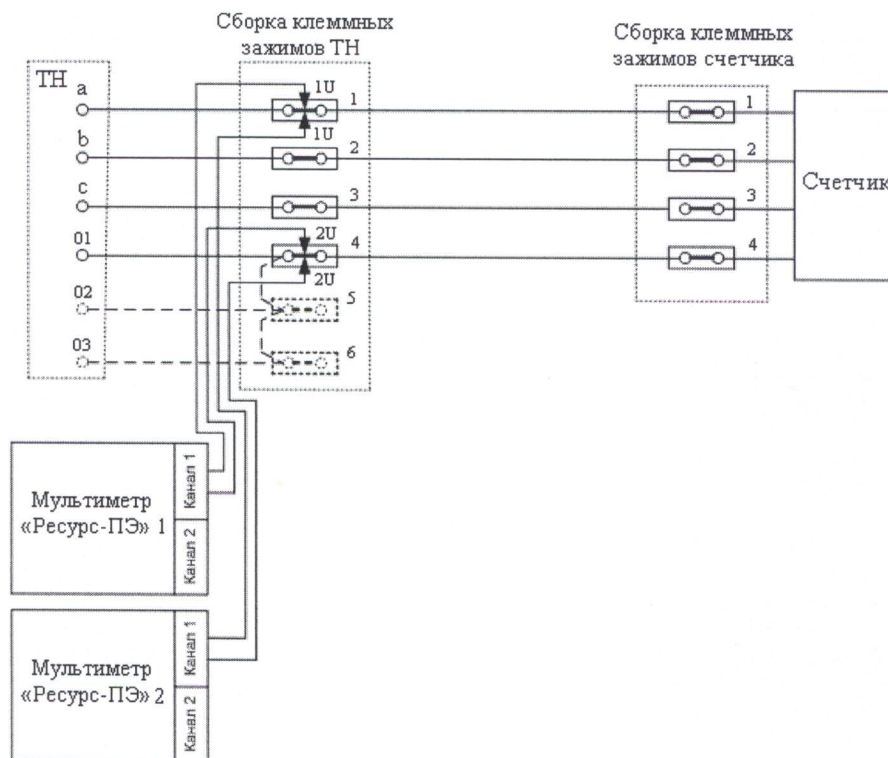


Рисунок 1

7.6.2.3 Подключают средства измерений в соответствии со схемой, изображенной на рисунке 2.

7.6.2.4 Используя руководство по эксплуатации на мультиметр «Ресурс ПЭ», проводят измерения напряжений: U_1 – результат измерений напряжения мультиметром «Ресурс ПЭ» 1, U_2 – результат измерений напряжения мультиметром «Ресурс ПЭ» 2.

7.6.2.5 Вычисляют значение погрешности из-за потерь в линиях присоединения трансформатора напряжения к счетчику, δU , %, по формуле:

$$\delta U = \frac{U_1 - U_2}{U_1} \cdot 100. \quad (1)$$

7.6.2.6 Переносят выводы «1U» обоих мультиметров на клеммные контакты 2 (схема рисунка 2) и выполняют операции по 7.6.2.4 – 7.6.2.5.

7.6.2.7 Переносят выводы «1U» обоих мультиметров на клеммные контакты 3 (схема рисунка 2) и выполняют операции по 7.6.2.4 – 7.6.2.5.

7.6.2.8 Результаты проверки положительные, если выполняется следующее условие:

$$\delta U < 0,25 \%. \quad (2)$$

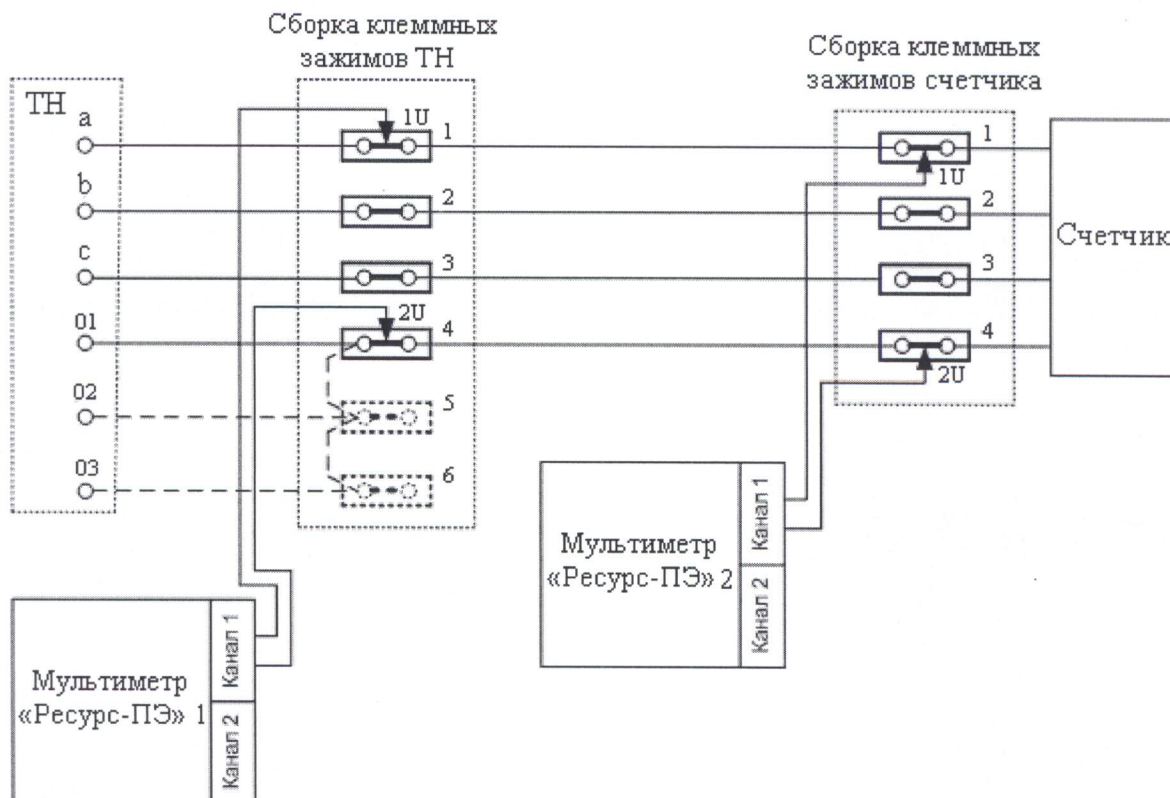


Рисунок 2

7.6.3 Допускается проверку погрешности из-за потерь в линиях присоединения ТН к счетчикам определять расчетным путем, если известны параметры проводной линии связи и сила электрического тока, протекающего через линию связи.

7.6.4 Допускается проверку погрешности из-за потерь в линиях присоединения ТН к счетчикам не проводить, если такие проверки проводились при составлении паспортов-протоколов на информационно-измерительные комплексы АИИС КУЭ.

Результаты проверки положительные, если значение погрешности из-за потерь в линиях присоединения трансформаторов напряжения к счетчикам для каждого ИИК не превышает допустимого значения 0,25 %.

7.7 Проверка системы обеспечения единого времени АИИС КУЭ

7.7.1 Проверку системы обеспечения единого времени (СОЕВ) АИИС КУЭ проводят с использованием радиочасов МИР РЧ-02, хранящих шкалу времени, синхронизированную с метками шкалы координированного времени государственного первичного эталона Российской Федерации UTC (SU). В соответствии с эксплуатационной документацией подключают радиочасы МИР РЧ-02 к переносному компьютеру, выполняют настройку с использованием программы «Конфигуратор радиочасов МИР РЧ-02» (конфигуратор).

7.7.2 Проверку синхронизации внутренних часов средств измерений времени СОЕВ проводят сравнением показаний текущего времени. Определяют различие показаний текущего времени между счетчиком и УСПД, сервером и УСПД, компьютером АРМ оператора и сервером.

7.7.3 Проверку расхождения между шкалами времени внутренних часов средств измерений СОЕВ и радиочасов проводят для сервера, АРМ оператора, УСПД и счетчиков.

Одновременно фиксируют показания «ВРЕМЯ UTC» во вкладке «Синхронизация» конфигуратора и текущее время, отображаемое на индикаторах счетчиков и УСПД, сервере и АРМ оператора. Определяют разницу (без учёта количества часов) между шкалами времени часов компонентов СОЕВ и временем UTC (SU).

Результаты проверки положительные, если:

- синхронизация времени осуществляется успешно, различие показаний не превышает 4 с;

– расхождение между шкалами времени внутренних часов компонентов СОЕВ и радиочасов, привязанных к шкале координированного времени UTC (SU), не превышает 5 с.

7.8 Проверка метрологических характеристик ИК АИИС КУЭ

7.8.1 Измерительные каналы АИИС КУЭ обеспечивают метрологические характеристики, нормированные в описании типа АИИС КУЭ и приведенные в Приложении Б настоящей МП, при использовании поверенных средств измерений ИК АИИС КУЭ и соблюдении рабочих условий применения АИИС КУЭ и ее компонентов, установленных в технической документации.

Результаты проверки положительные, если выполняются операции поверки, приведенные в 7.1 и 7.3 настоящей МП.

7.8.2 Границы основной относительной погрешности ИК АИИС КУЭ при измерении активной и реактивной электрической энергии δ_o , %, при доверительной вероятности 0,95, вычисляют по формуле:

$$\delta_i = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\delta_i^2 + \delta_U^2 + \delta_\theta^2 + \delta_n^2 + \delta_{c.o}^2 + \delta_{y.c}^2}. \quad (3)$$

где δ_i – относительная токовая погрешность ТТ, % (определяют по ГОСТ 7746-2001);

δ_U – относительная погрешность напряжения ТН, % (определяют по ГОСТ 1983-2001);

δ_θ – относительная погрешность трансформаторной схемы подключения счетчика за счет угловых погрешностей ТТ и ТН, %, определяемая по формулам:

$$\delta_\theta = \pm 0,029 \cdot \sqrt{\theta_1^2 + \theta_U^2} \cdot \frac{\sqrt{1 - \cos^2 \varphi}}{\cos \varphi} \quad \text{– для активной электрической энергии;}$$

$$\delta_\theta = \pm 0,029 \cdot \sqrt{\theta_1^2 + \theta_U^2} \cdot \frac{\cos \varphi}{\sqrt{1 - \cos^2 \varphi}} \quad \text{– для реактивной электрической энергии;}$$

где θ_1 – угловая погрешность ТТ, мин (определяют по ГОСТ 7746-2001);

θ_U – угловая погрешность ТН, мин (определяют по ГОСТ 1983-2001);

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

δ_n – относительная погрешность из-за потери напряжения в линии присоединения ТН к счетчику (принимают равной 0,25 %);

$\delta_{c.o}$ – основная относительная погрешность счетчика (определяют по ГОСТ 52323-2005 для расчета границ погрешности измерений активной энергии (мощности), по ГОСТ Р 52425-2005 – для расчета границ погрешности измерений реактивной энергии), %;

$\delta_{y.c}$ – относительная погрешность УСПД (принимают равной 0 %).

7.9 Проверка соответствия программного обеспечения АИИС КУЭ

Проверку соответствия программного обеспечения (ПО) АИИС КУЭ проводят в процессе штатного функционирования.

7.9.1 Проверяют состав программных средств АИИС КУЭ, установленных на сервере и компьютерах АРМ оператора.

Результаты проверки считают положительными, если состав ПО АИИС КУЭ соответствует сведениям, приведенным в таблице 3.

Таблица 3 – Программные средства АИИС КУЭ

Наименование ПО	Назначение ПО	Место установки
Прикладное программное обеспечение сервера «Базис»	Сбор, обработка, долговременное хранение и передача информации в центры сбора, конфигурирование сервера, УСПД, ведение журналов событий	Сервер

Таблица 3 – Программные средства АИИС КУЭ

Наименование ПО	Назначение ПО	Место установки
Microsoft Windows 2003 Server Enterprise Edition	Операционная система сервера	Сервер
Microsoft SQL Server 2005	Система управления базой данных	Сервер
Microsoft Windows XP SP2	Операционная система АРМ оператора	АРМ оператора
Прикладное программное обеспечение АРМ оператора «Базис»	Отображение и вывод на печать результатов измерений	АРМ оператора
Встроенное программное обеспечение УСПД	Сбор, хранение и передача информации на сервер	УСПД
Встроенное программное обеспечение счетчиков	Приём, обработка и передача результатов измерений	Счетчики

7.9.2 Проверку защиты ПО АИИС КУЭ и данных от преднамеренных и непреднамеренных изменений проводят на аппаратном и программном уровнях.

Проверку защиты ПО АИИС КУЭ на программном уровне проводят следующим образом:

- проверяют наличие средств обнаружения и фиксации событий в журналах;
- проверяют корректность реализации управления доступом к ПО АИИС КУЭ (разграничение прав посредством назначения уровней доступа для различных групп пользователей);

- проверяют соответствие полномочий пользователей, имеющих различные права доступа.

Результаты проверки положительные, если осуществляется авторизованный доступ к выполнению функций ПО АИИС КУЭ и базе данных сервера.

Проверку защиты ПО АИИС КУЭ и данных на аппаратном уровне проводят проверкой ограничения доступа к техническим средствам АИИС КУЭ (измерительным трансформаторам, счетчикам электрической энергии, УСПД, серверу и компьютерам АРМ оператора).

Результаты проверки положительные, если средства измерений и оборудование АИИС КУЭ конструктивно защищены в точках, где возможно несанкционированное воздействие на результаты измерений, имеются замки на шкафах, пломбы и клейма.

8 Оформление результатов поверки

8.1 При положительных результатах поверки ИК АИИС КУЭ (первичной и периодической) оформляют свидетельство о поверке. Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ приводят в Приложении к Свидетельству о поверке.

Примечание – Каждая страница Приложения к Свидетельству о поверке должна быть заверена подписью поверителя.

8.2 При положительных результатах первичной поверки (после ремонта или замены компонентов АИИС КУЭ на однотипные поверенные), проведённой в объёме проверки в части вносимых изменений, оформляют новое свидетельство о поверке АИИС КУЭ при сохранении без изменений даты очередной поверки.

8.3 Отрицательные результаты поверки оформляют в соответствии с ПР 50.2.006. Измерительные каналы АИИС КУЭ, прошедшие поверку с отрицательным результатом, не допускаются к использованию.

Приложение А
Перечень и состав измерительных каналов АИИС КУЭ
(обязательное)

Таблица А.1

Номер ИК	Наименование присоединения	Средства измерений АИИС КУЭ					
		Вид	Фаза	Обозначение	Номер в Госреестре СИ	Класс точности	Коэффициент трансформации
1 уровень – Измерительно-информационные комплексы (ИИК)							
1	ВЛ 220 кВ Восточная - ТЭЦ СХК (Т-201)	ТТ	А	ТФЗМ 220Б-IV У1	6540-78	0,5	1000/5
			В	ТФЗМ 220Б-IV У1			
			С	ТФЗМ 220Б-IV У1			
		ТН	А	НКФ-220-58	1382-60	0,2	220000:√3/100:√3
			В	НКФ-220-58			
			С	НКФ-220-58			
		Счетчик	Фотон		44153-10	0,5S/1,0	–
2	ВЛ 220 кВ Восточная - ЭС-2 СХК (Т-202)	ТТ	А	ТФЗМ 220Б-IV У1	6540-78	0,5	1000/5
			В	ТФЗМ 220Б-IV У1			
			С	ТФЗМ 220Б-IV У1			
		ТН	А	НКФ-220-58	1382-60	1,0	220000:√3/100:√3
			В	НКФ-220-58			
			С	НКФ-220-58			
		Счетчик	Протон-К		35437-07	0,5S/1,0	–
3	ВЛ 220 кВ Томская - ЭС-2 СХК (Т-205)	ТТ	А	ТФЗМ 220Б-IV У1	6540-78	0,5	1000/5
			В	ТФЗМ 220Б-IV У1			
			С	ТФЗМ 220Б-IV У1			
		ТН	А	НКФ-220-58	1382-60	1,0	220000:√3/100:√3
			В	НКФ-220-58			
			С	НКФ-220-58			
		Счетчик	Протон-К		35437-07	0,5S/1,0	–
4	ВЛ 220 кВ ГПП-220 - ЭС-2 СХК (Т-214)	ТТ	А	ТФЗМ 220Б-IV У1	6540-78	0,5	1000/5
			В	ТФЗМ 220Б-IV У1			
			С	ТФЗМ 220Б-IV У1			
		ТН	А	НКФ-220-58	1382-60	1,0	220000:√3/100:√3
			В	НКФ-220-58			
			С	НКФ-220-58			
		Счетчик	Протон-К		35437-07	0,5S/1,0	–
5	ВЛ 110 кВ Восточная - ГПП-2 СХК с отпайками (Т-1)	ТТ	А	ТВИ-110	30559-11	0,5S	600/5
			В	ТВИ-110			
			С	ТВИ-110			
		ТН	А	НКФ-110	922-54	1,0	110000:√3/100:√3
			В	НКФ-110			
			С	НКФ-110			
		Счетчик	Протон-К		35437-07	0,5S/1,0	–
6	ВЛ 110 кВ ГПП-220 - ГПП-2 СХК с отпайками (Т-2)	ТТ	А	ТВИ-110	30559-11	0,5S	600/5
			В	ТВИ-110			
			С	ТВИ-110			
		ТН	А	НКФ-110	922-54	1,0	110000:√3/100:√3
			В	НКФ-110			
			С	НКФ-110			

Таблица А.1

Номер ИК	Наименование присоединения	Средства измерений АИИС КУЭ					
		Вид	Фаза	Обозначение	Номер в Госреестре СИ	Класс точности	Коэффициент трансформации
		Счетчик	Протон-К		35437-07	0,5S/1,0	—
7	ПС 220 кВ ЭС-2 СХК (ОВ-220)	ТТ	А	ТФЗМ 220Б-IV У1	6540-78	0,5	1000/5
			В	ТФЗМ 220Б-IV У1			
			С	ТФЗМ 220Б-IV У1			
		ТН	А	НКФ-220-58	1382-60	1,0	220000:√3/ 100:√3
			В	НКФ-220-58			
			С	НКФ-220-58			
		Счетчик	Протон-К		35437-07	0,5S/1,0	—
8	ТГ-1	ТТ	А	ТПШФ-10	519-50	0,5	2000/5
			В	ТПШФ-10			
			С	ТПШФ-10			
		ТН	А	НТМИ-10-66	831-69	0,5	10000/100
			В				
			С				
		Счетчик	Фотон		44153-10	0,5S/1,0	—
9	ТГ-2	ТТ	А	ТПШФ-10	519-50	0,5	2000/5
			В	ТПШФ-10			
			С	ТПШФ-10			
		ТН	А	НТМИ-10-66	831-69	0,5	10000/100
			В				
			С				
		Счетчик	Фотон		44153-10	0,5S/1,0	—
10	ТГ-6	ТТ	А	ТПШФ-10	519-50	0,5	4000/5
			В	ТПШФ-10			
			С	ТПШФ-10			
		ТН	А	НТМИ-10-66	831-69	0,5	10000/100
			В				
			С				
		Счетчик	Фотон		44153-10	0,5S/1,0	—
11	ТГ-7	ТТ	А	ТПШФ-10	519-50	0,5	3000/5
			В	ТПШФ-10			
			С	ТПШФ-10			
		ТН	А	НТМИ-10-66	831-69	0,5	10000/100
			В				
			С				
		Счетчик	Фотон		44153-10	0,5S/1,0	—
12	ТГ-9	ТТ	А	ТПОФ	518-50	0,5	1500/5
			В	ТПОФ			
			С	ТПОФ			
		ТН	А	НТМИ-10-66	831-69	0,5	10000/100
			В				
			С				
		Счетчик	Фотон		44153-10	0,5S/1,0	—

Таблица А.1

Номер ИК	Наименование присоединения	Средства измерений АИИС КУЭ					
		Вид	Фаза	Обозначение	Номер в Госреестре СИ	Класс точности	Коэффициент трансформации
13	ТГ-10	ТТ	А	ТШВ-15	1836-63	0,2	6000/5
			В	ТШВ-15			
			С	ТШВ-15			
		ТН	А	ЗНОЛ.06	3344-08	0,5	13800:√3/ 100:√3
			В	ЗНОЛ.06			
			С	ЗНОЛ.06			
		Счетчик	Фотон		44153-10	0,5S/1,0	—
14	ТГ-11	ТТ	А	ТПШФ-20	519-50	0,5	6000/5
			В	ТПШФ-20			
			С	ТПШФ-20			
		ТН	А	НТМИ-18	53608-13	0,5	13800/100
			В				
			С				
		Счетчик	Фотон		44153-10	0,5S/1,0	—
15	ТГ-12	ТТ	А	ТПШФ-20	519-50	0,5	6000/5
			В	ТПШФ-20			
			С	ТПШФ-20			
		ТН	А	НТМИ-18	53608-13	0,5	13800/100
			В				
			С				
		Счетчик	Фотон		44153-10	0,5S/1,0	—
16	ТГ-14	ТТ	А	ТПШФ-20	519-50	0,5	6000/5
			В	ТПШФ-20			
			С	ТПШФ-20			
		ТН	А	НТМИ-18	53608-13	0,5	13800/100
			В				
			С				
		Счетчик	Фотон		44153-10	0,5S/1,0	—
17	ТГ-15	ТТ	А	ТПОЛ-10	1261-59	0,5	1500/5
			В	ТПОЛ-10			
			С	ТПОЛ-10			
		ТН	А	НТМИ-10-66У3	831-69	0,5	10000/100
			В				
			С				
		Счетчик	Фотон		44153-10	0,5S/1,0	—
2 уровень – Информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ)							
		УСПД	СИСТЕЛ-УСПД		29267-05	—	—
3 уровень – Информационно-вычислительный комплекс (ИВК)							
		ИВК	ПТК АИИС «Базис»: сервер и АРМ оператора		29627-05	—	—

Приложение Б
Метрологические характеристики измерительного канала АИИС КУЭ
(обязательное)

Номер ИК	cosφ	Границы относительной погрешности ИК АИИС КУЭ при измерении активной электрической энергии и средней мощности							
		для диапазона $I_{2(1*)} \leq I < I_5$		для диапазона $I_5 \leq I < I_{20}$		для диапазона $I_{20} \leq I < I_{100}$		для диапазона $I_{100} \leq I \leq I_{120}$	
		δ _о , %	δ _{рв} , %	δ _о , %	δ _{рв} , %	δ _о , %	δ _{рв} , %	δ _о , %	δ _{рв} , %
1,8-12,14-17 (КТ ТТ 0,5; КТ ТН 0,5; КТ счетчика 0,5S)	1,0	не норм.	не норм.	± 1,9	± 1,9	± 1,2	± 1,3	± 1,0	± 1,6
	0,8	не норм.	не норм.	± 3,0	± 3,0	± 1,7	± 1,8	± 1,4	± 1,5
	0,5	не норм.	не норм.	± 5,5	± 5,6	± 3,0	± 3,1	± 2,3	± 2,4
2-4, 7 (КТ ТТ 0,5; КТ ТН 1,0; КТ счетчика 0,5S)	1,0	не норм.	не норм.	± 1,9	± 1,9	± 1,2	± 1,3	± 1,0	± 1,6
	0,8	не норм.	не норм.	± 3,0	± 3,0	± 1,7	± 1,8	± 1,4	± 1,5
	0,5	не норм.	не норм.	± 5,5	± 5,6	± 3,0	± 3,1	± 2,3	± 2,4
5-6 (КТ ТТ 0,5S; КТ ТН 1,0; КТ счетчика 0,5S)	1,0	± 2,1	не норм.	± 1,2	± 1,3	± 1,0	± 1,1	± 1,0	± 1,6
	0,8	± 3,1	не норм.	± 1,8	± 1,9	± 1,4	± 1,5	± 1,4	± 1,5
	0,5	± 5,5	не норм.	± 3,1	± 3,2	± 2,3	± 2,4	± 2,3	± 2,4
13 (КТ ТТ 0,2; КТ ТН 0,5; КТ счетчика 0,5S)	1,0	не норм.	не норм.	± 1,2	± 1,3	± 1,0	± 1,1	± 0,9	± 1,5
	0,8	не норм.	не норм.	± 1,6	± 1,7	± 1,2	± 1,3	± 1,1	± 1,2
	0,5	не норм.	не норм.	± 2,5	± 2,7	± 1,7	± 1,9	± 1,6	± 1,8
Примечания 1 * – Погрешность ИК АИИС КУЭ при измерении активной электрической энергии и средней мощности для коэффициента мощности cosφ, равного 1, нормируется только в диапазоне первичного тока $I_1 \leq I < I_5$. 2 В таблице приняты следующие обозначения: $I_{2(1)}$, I_5 , I_{20} , I_{100} и I_{120} – значения первичного тока, соответствующие 2 (1), 5, 20, 100 и 120 % от номинального значения I_n ; δ _о – границы основной относительной погрешности ИК АИИС КУЭ при измерении электрической энергии и средней мощности; δ _{рв} – границы относительной погрешности ИК АИИС КУЭ в рабочих условиях эксплуатации при измерении электрической энергии и средней мощности									

Номер ИК	sinφ	Границы относительной погрешности ИК АИИС КУЭ при измерении реактивной электрической энергии и средней мощности					
		для диапазона $I_5 \leq I < I_{20}$		для диапазона $I_{20} \leq I < I_{100}$		для диапазона $I_{100} \leq I \leq I_{120}$	
		δ _о , %	δ _{рв} , %	δ _о , %	δ _{рв} , %	δ _о , %	δ _{рв} , %
1,8-12,14-17 (КТ ТТ 0,5; КТ ТН 0,5; КТ счетчика 1,0)	0,87	± 2,8	± 3,4	± 1,8	± 2,7	± 1,6	± 2,5
	0,6	± 4,6	± 5,1	± 2,6	± 3,4	± 2,1	± 3,0
2-4, 7 (КТ ТТ 0,5; КТ ТН 1,0; КТ счетчика 1,0)	0,87	± 2,8	± 3,4	± 1,8	± 2,7	± 1,6	± 2,5
	0,6	± 4,6	5,1	± 2,6	± 3,4	± 2,1	± 3,0
5-6 (КТ ТТ 0,5S; КТ ТН 1,0; КТ счетчика 1,0)	0,87	± 1,9	± 2,7	± 1,6	± 2,5	± 1,6	± 2,5
	0,6	± 2,8	± 3,5	± 2,1	± 3,0	± 2,1	± 3,0
13 (КТ ТТ 0,2; КТ ТН 0,5; КТ счетчика 1,0)	0,87	± 1,8	± 2,7	± 1,4	± 2,5	± 1,4	± 2,4
	0,6	± 4,5	± 3,2	± 1,7	± 2,7	± 1,6	± 2,7
Примечание – В таблице приняты следующие обозначения: I_5 , I_{20} , I_{100} и I_{120} – значения первичного тока, соответствующие 5, 20, 100 и 120 % от номинального значения I_n ; δ _о – границы основной относительной погрешности ИК АИИС КУЭ при измерении электрической энергии и средней мощности; δ _{рв} – границы относительной погрешности ИК АИИС КУЭ в рабочих условиях эксплуатации при измерении электрической энергии и средней мощности							