



ФЕДЕРАЛЬНОЕ БЮДЖЕТНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ  
«ГОСУДАРСТВЕННЫЙ РЕГИОНАЛЬНЫЙ ЦЕНТР СТАНДАРТИЗАЦИИ,  
МЕТРОЛОГИИ И ИСПЫТАНИЙ В Г. МОСКВЕ»  
(ФБУ «РОСТЕСТ – МОСКВА»)

**У Т В Е Р Ж Д А Ю**

**Заместитель генерального директора**

**ФБУ «Ростест-Москва»**

**Е. В. Морин**

**«24» июня 2016 г.**



**Государственная система обеспечения единства измерений**

**Система автоматизированная информационно-измерительная  
коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ)  
АО «Оборонэнергосбыт» (ГТП Киембай, КС-15, ГТП Киембай, КС-16, ГТП  
КС-15, ГТП Прийск-Кумак, ГТП Энергия)**

**Методика поверки  
РТ-МП-3352-500-2016**

*л.р. 65205-16*

Настоящая методика поверки распространяется на систему автоматизированную информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Оборонэнергосбыт» (ГТП Киембай, КС-15, ГТП Киембай, КС-16, ГТП КС-15, ГТП Прийск-Кумак, ГТП Энергия) и устанавливает порядок проведения поверок ее информационно-измерительных каналов (далее по тексту – ИК).

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Оборонэнергосбыт» (ГТП Киембай, КС-15, ГТП Киембай, КС-16, ГТП КС-15, ГТП Прийск-Кумак, ГТП Энергия) (далее по тексту – АИИС) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, для осуществления эффективного автоматизированного коммерческого учета и контроля потребления электроэнергии и мощности потребляемой с оптового рынка электроэнергии и мощности (далее по тексту – ОРЭМ) по расчетным точкам учета, а также регистрации параметров электропотребления, формирования отчетных документов и передачи информации (результатов измерения) в организации в рамках согласованного регламента.

Поверке подлежит каждый ИК АИИС, реализующий косвенный метод измерения электрической энергии. ИК подвергают поверке покомпонентным (поэлементным) способом.

Первичную поверку выполняют после утверждения типа АИИС.

Периодическую поверку выполняют в процессе эксплуатации АИИС, при этом допускается поверять только те ИК, которые используются на товарном рынке электроэнергии (ОРЭМ).

Внеочередную поверку проводят после замены измерительных компонентов, при этом устанавливаемые компоненты должны быть внесены в Государственный реестр средств измерений (Госреестр), поверены, а их метрологические характеристики (далее – МХ) быть не хуже, чем у заменяемых компонентов.

В состав ИК системы входят измерительные компоненты, приведенные в описании типа АИИС КУЭ.

Периодичность поверки (межповерочный интервал) АИИС – раз в четыре года.

## 1 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. Подготовка к поверке	6	Да	Да
2. Внешний осмотр	7.1	Да	Да
3. Поверка измерительных компонентов АИИС	7.2	Да	Да
4. Проверка счетчиков электрической энергии	7.3	Да	Да
5. Проверка УСПД	7.4	Да	Да
6. Проверка функционирования сервера АИИС	7.5	Да	Да
7. Проверка нагрузки вторичных цепей измерительных трансформаторов напряжения	7.6	Да	Да
8. Проверка нагрузки вторичных цепей измерительных трансформаторов тока	7.7	Да	Да
9. Проверка падения напряжения в линии связи между вторичной обмоткой ТН и счетчиком	7.8	Да	Да
10. Проверка хода часов компонентов АИИС	7.9	Да	Да
11. Проверка отсутствия ошибок информационного обмена	7.10	Да	Да
12. Оформление результатов поверки	8	Да	Да

## 2 СРЕДСТВА ПОВЕРКИ

При проведении поверки применяют средства измерений и вспомогательные устройства, в соответствии с методиками поверки, указанными в описаниях типа на измерительные компоненты АИИС, а также приведенные в таблице 2.

Таблица 2 – Средства измерений

№ п/п	Наименование	Номер пункта НД по поверке
1	Термометр, диапазон измерений от минус 40 до плюс 50 °С, пределы допускаемой погрешности $\pm 1$ °С	6
2	Вольтамперфазометр, диапазон измерений от 0 до 10 А, предел допускаемой относительной погрешности $\pm 1,5$ %	6
3	Средства измерений вторичной нагрузки ТТ в соответствии с утвержденным документом «Методика выполнения измерений мощности нагрузки трансформаторов тока в условиях эксплуатации»	7.7
4	Средства измерений вторичной нагрузки ТН в соответствии с утвержденным документом «Методика выполнения измерений мощности нагрузки трансформаторов напряжения в условиях эксплуатации»	7.6
5	Средства измерений падения напряжения в линии соединения счетчика с ТН в соответствии с утвержденным документом «Методика выполнения измерений падения напряжения в линии соединения счетчика с трансформатором напряжения в условиях эксплуатации»	7.8
6	Переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы со счетчиками системы	7.3
7	Радиочасы «МИР РЧ-01»	7.9
<i>Примечание - Допускается применение других основных и вспомогательных средств поверки с метрологическими характеристиками, обеспечивающими требуемые точности измерений.</i>		

## 3 ТРЕБОВАНИЯ К КВАЛИФИКАЦИИ ПОВЕРИТЕЛЕЙ

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

3.2 Измерение вторичной нагрузки измерительных трансформаторов тока, входящих в состав АИИС, осуществляется персоналом, имеющим стаж работы по данному виду измерений не менее 1 года, изучившим документ «Методика выполнения измерений мощности нагрузки трансформаторов тока в условиях эксплуатации» и прошедшим обучение по проведению измерений в соответствии с указанным документом. Измерение проводят не менее двух специалистов, которые должны иметь удостоверение, подтверждающее право работы на электроустановках до и выше 1000 В с группой по электробезопасности не ниже III.

3.3 Измерение вторичной нагрузки измерительных трансформаторов напряжения, входящих в состав АИИС, осуществляется персоналом, имеющим стаж работы по данному виду измерений не менее 1 года, изучившим документ «Методика выполнения измерений мощности нагрузки трансформаторов напряжения в условиях эксплуатации» и прошедшим обучение по проведению измерений в соответствии с указанным документом. Измерение проводят не менее двух специалистов, один из которых должен иметь удостоверение, подтверждающее право работы на установках свыше 1000 В с группой по электробезопасности не ниже IV.

3.4 Измерение потерь напряжения в линии соединения счетчика с измерительным трансформатором напряжения, входящими в состав АИИС, осуществляется персоналом, имеющим стаж работы по данному виду измерений не менее 1 года, изучившим документ «Методика выполнения измерений потерь напряжения в линиях соединения счетчика с

трансформатором напряжения в условиях эксплуатации» и прошедшим обучение по проведению измерений в соответствии с указанным документом. Измерение проводят не менее двух специалистов, один из которых должен иметь удостоверение, подтверждающее право работы на установках свыше 1000 В с группой по электробезопасности не ниже IV.

#### **4 ТРЕБОВАНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ**

4.1 При проведении поверки должны быть соблюдены требования безопасности, установленные ГОСТ 12.2.007.0, ГОСТ 12.2.007.3, «Правилами охраны труда при эксплуатации электроустановок», «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.

4.2 Эталонные средства измерений, вспомогательные средства поверки и оборудование должны соответствовать требованиям ГОСТ 12.2.003, ГОСТ 12.2.007.3, ГОСТ 12.2.007.7.

#### **5 УСЛОВИЯ ПОВЕРКИ**

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

#### **6 ПОДГОТОВКА К ПОВЕРКЕ**

6.1 Для проведения поверки представляют следующую документацию:

- руководство по эксплуатации АИИС;
- описание типа АИИС;
- свидетельства о поверке измерительных компонентов, входящих в ИК, и свидетельство о предыдущей поверке системы (при периодической и внеочередной поверке);
- акты инструментальной проверки узлов учета электрической энергии, входящих в ИК АИИС, с датой проверки не позднее одного года (только при периодической поверке);
- паспорт формуляр с отметками об изменениях в АИИС (только при периодической поверке).

6.2 Перед проведением поверки выполняют следующие подготовительные работы:

- проводят организационно-технические мероприятия по доступу поверителей и персонала энергообъектов к местам установки компонентов системы; по размещению эталонов, отключению в необходимых случаях поверяемых средств измерений от штатной схемы;
- проводят организационно-технические мероприятия по обеспечению безопасности поверочных работ в соответствии с действующими правилами и руководствами по эксплуатации применяемого оборудования;
- средства поверки выдерживают в условиях и в течение времени, установленных в нормативных документах на средства поверки;
- все средства измерений, которые подлежат заземлению, должны быть надежно заземлены, подсоединение зажимов защитного заземления к контуру заземления должно производиться ранее других соединений, а отсоединение – после всех отсоединений.

#### **7 ПРОВЕДЕНИЕ ПОВЕРКИ**

##### **7.1 Внешний осмотр**

7.1.1 Проверяют целостность корпусов и отсутствие видимых повреждений измерительных компонентов, наличие поверительных пломб и клейм.

7.1.2 Проверяют размещение измерительных компонентов, правильность схем подключения трансформаторов тока и напряжения к счетчикам электрической энергии.

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

7.1.4 Проверяют отсутствие следов коррозии и нагрева в местах подключения проводных линий.

## **7.2 Поверка измерительных компонентов АИИС**

Проверяют наличие свидетельств о поверке и срок их действия для всех измерительных компонентов: измерительных трансформаторов тока и напряжения, счетчиков электрической энергии. При обнаружении просроченных свидетельств о поверке измерительных компонентов или свидетельств, срок действия которых близок к окончанию, дальнейшие операции по поверке ИК, в который они входят, выполняют после поверки этих измерительных компонентов.

## **7.3 Проверка счетчиков электрической энергии**

7.3.1 Проверяют наличие и сохранность пломб энергоснабжающих организаций на счетчике и испытательной коробке. Проверяют наличие актов инструментальной проверки узлов учета, подтверждающих правильность подключения счетчика к цепям тока и напряжения, в частности, правильность чередования фаз. При отсутствии таких документов или нарушении (отсутствии) пломб дальнейшие операции по поверке ИК выполняют только после выполнения проверки энергоснабжающими организациями.

7.3.2 Проверяют возможность опроса счетчика по установленному соединению. Опрос счетчика считается успешным, если получен отчет с помощью специализированного ПО (Например «Конфигуратор СЭТ»), содержащий отчет о состоянии счетчика: журнала событий, журнала коррекции времени, отчет об ошибках зарегистрированных в процессе эксплуатации счетчиком.

7.3.3 Проверяют соответствие времени и даты указанные в отчете - фактическому. Проверку осуществляют удаленно или с помощью переносного компьютера через оптопорт.

## **7.4 Проверка УСПД**

7.4.1 Проверяют наличие и сохранность пломб поверительных и энергосбытовых организаций на УСПД. При отсутствии или нарушении пломб проверяют правильность подсоединения УСПД.

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

7.4.3 Проверяют программную защиту УСПД от несанкционированного доступа.

7.4.4 Проверяют правильность значений коэффициентов трансформации измерительных трансформаторов, хранящихся в памяти УСПД.

7.4.5 Проверка программного обеспечения УСПД не производится, т.к. данная процедура в соответствии с методикой поверки СИКОН С70 ВЛСТ 220.00.000 не предусмотрена.

## **7.5 Проверка функционирования ИВК АИИС**

7.5.1 Проверка программного обеспечения.

Проверка Цифрового идентификатора программного обеспечения происходит на сервере, где установлено ПО ИВК «Пирамида».

Для проверки нужно запустить менеджер файлов, позволяющих производить хэширование файлов (например, UnrealCommander v0.96). В менеджере файлов необходимо открыть каталог программы и поочередно выделить, содержащие библиотеки, указанные в Таблице А.1 Приложения А. Далее в закладке Файл Главного меню выбрать команду – Просчитать хэш. В результате получим соответствующий выделенному файлу – файл, содержащий код MD5 в текстовом формате. При этом наименование файла MD5 должно строго соответствовать наименованию файла, для которого проводилось хэширование.

7.5.2 Проводят опрос текущих показаний всех счетчиков электроэнергии.

7.5.3 Проверяют глубину хранения измерительной информации в сервере АИИС.

7.5.4 Проверяют защиту программного обеспечения на сервере АИИС от несанкционированного доступа. Для этого, во-первых, запускают на выполнение программу сбора данных и в поле «пароль» вводят неправильный код и, во-вторых, запускают на выполнение программу сбора данных при «открытом» доступе к аппаратным средствам ИВК.

Проверку считают успешной, если при вводе неправильного пароля программа не разрешает продолжать работу и журнал событий содержит проведенные значимые действия.

7.5.5 Проверяют работу аппаратных ключей. Выключают сервер и снимают аппаратную защиту (отсоединяют ключ от порта сервера). Включают сервер, загружают операционную систему и запускают программу. Проверку считают успешной, если получено сообщение об отсутствии «ключа защиты».

## **7.6 Проверка нагрузки вторичных цепей измерительных трансформаторов напряжения**

7.6.1 Проверяют наличие и сохранность пломб энергоснабжающих организаций на клеммных соединениях, имеющихся во вторичных цепях. Проверяют наличие документов энергоснабжающих организаций, с отметками о допуске измерительного комплекса к коммерческому учету. При отсутствии таких документов или нарушении (отсутствии) пломб дальнейшие операции по поверке ИК выполняют только после выполнения проверки энергоснабжающими организациями.

7.6.2 При проверке мощности нагрузки вторичных цепей ТН необходимо убедиться, что отклонение вторичного напряжения при нагруженной вторичной обмотке составляет не более  $\pm 10\%$  от  $U_{НОМ}$ .

Измеряют мощность нагрузки ТН, которая должна находиться в диапазоне  $(0,25-1,0) \cdot S_{НОМ}$ .

Измерение мощности нагрузки вторичных цепей ТН проводят в соответствии с аттестованной в установленном порядке методикой измерений.

### **Примечания:**

1 Допускается измерение мощности нагрузки вторичных цепей ТН не проводить, если такие измерения проводились при составлении паспортов-протоколов на данный измерительный канал в течение истекающего интервала между поверками системы. Результаты проверки считают положительными, если паспорт-протокол подтверждает выполнение указанного выше условия для ТН.

2 Допускается мощность нагрузки определять расчетным путем, если известны входные (проходные) импедансы всех устройств, подключенных ко вторичным обмоткам измерительных трансформаторов.

## **7.7 Проверка нагрузки вторичных цепей измерительных трансформаторов тока**

7.7.1 Проверяют наличие и сохранность пломб энергоснабжающих организаций на клеммных соединениях. Проверяют наличие документов энергоснабжающих организаций, подтверждающих правильность подключения вторичных обмоток ТТ. При отсутствии таких документов или нарушении (отсутствии) пломб дальнейшие операции по поверке ИК выполняют только после выполнения проверки энергоснабжающими организациями.

7.7.2 Измеряют мощность нагрузки вторичных цепей ТТ, которая должна находиться в диапазоне  $(0,25-1,0) S_{НОМ}$ , при этом для трансформаторов с номинальными вторичными нагрузками 1; 2; 2,5; 3; 5 и 10 В·А нижний предел вторичных нагрузок – 0,8; 1,25; 1,5; 1,75; 3,75 и 3,75 В·А соответственно.

Измерение тока и вторичной нагрузки ТТ проводят в соответствии с аттестованной в установленном порядке методикой измерений.

### **Примечания:**

1 Допускается измерение мощности нагрузки вторичных цепей ТТ не проводить, если такие измерения проводились при составлении паспортов-протоколов на данный ИК в течение истекающего интервала между поверками системы. Результаты проверки считают

положительными, если паспорт-протокол подтверждает выполнение указанного выше условия для ТТ.

2 Допускается мощность нагрузки определять расчетным путем, если известны входные (проходные) импедансы всех устройств, подключенных ко вторичным обмоткам ТТ.

### **7.8 Проверка падения напряжения в линии связи между вторичной обмоткой ТН и счетчиком**

Измеряют падение напряжения  $U_n$  в проводной линии связи для каждой фазы по утвержденному документу «Методика выполнения измерений падения напряжения в линии соединения счетчика с трансформатором напряжения в условиях эксплуатации». Падение напряжения не должно превышать 0,25 % от номинального значения на вторичной обмотке ТН.

#### **Примечания:**

1 Допускается измерение падения напряжения в линии соединения счетчика с ТН не проводить, если такие измерения проводились при составлении паспортов-протоколов на данный ИК в течение истекающего интервала между поверками системы. Результаты проверки считают положительными, если паспорт-протокол подтверждает выполнение указанного выше требования.

2 Допускается падение напряжения в линии соединения счетчика с ТН определять расчетным путем, если известны параметры проводной линии связи и сила электрического тока, протекающего через линию связи.

### **7.9 Проверка хода часов компонентов АИИС**

Включить радиочасы «МИР РЧ-01», принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS). Сверить показания радиочасов с показаниями часов УСВ-2, счетчиков, сервера и определить поправки:  $\Delta t_{1счi}$  (где  $i$  – номер счетчика),  $\Delta t_{1сервера}$ .

Спустя 24 ч распечатать журнал событий всех компонентов системы, имеющих встроенные программные часы (счетчиков, сервера) выделив события, соответствующие синхронизации часов УСВ-2, счетчиков, сервера. Определить поправки:  $\Delta t_{2счi}$  (где  $i$  – номер счетчика),  $\Delta t_{2сервера}$ . Рассчитать суточный ход часов УСВ-2, счетчиков и сервера как разность поправок:  $\Delta_{\Delta t} = \Delta t_2 - \Delta t_1$

Считать, что проверка прошла успешно, если ход часов компонентов АИИС, не превышает  $\pm 5$  с/сут.

### **7.10 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 сервера.

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

7.10.1 На сервере системы распечатывают значения активной и реактивной электрической энергии, зарегистрированные с 30-ти минутным интервалом 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.

7.10.2 Распечатывают журнал событий счетчика и отмечают моменты нарушения связи между измерительными компонентами системы. Проверяют сохранность измерительной информации в сервере системы на тех интервалах времени, в течение которого была нарушена связь.

7.10.3 Распечатывают отчет со счетчика с профилем нагрузки выгруженный посредством специализированного ПО за полные сутки, предшествующие дню поверки. Различие значений активной (реактивной) мощности, хранящейся в памяти счетчика (с

учетом коэффициентов трансформации измерительных трансформаторов) и базе данных центрального сервера не должно превышать двух единиц младшего разряда учтенного значения.

7.10.4 Рекомендуется вместе с проверкой по п. 7.8.2 сличать показания счетчика по активной и реактивной электрической энергии строго в конце получаса (часа) и сравнивать с данными, зарегистрированными в сервере системы для того же момента времени. Расхождение не должно превышать две единицы младшего разряда.

## **8 ОФОРМЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ПОВЕРКИ**

8.1 На основании положительных результатов поверки по пунктам раздела 7 настоящей методики поверки выписывается свидетельство о поверке АИИС оформленное в соответствии с разделом VI документа «Порядок проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке» утверждённого приказом Минпромторга России № 1815 от 02 июля 2015 г. В приложении к свидетельству указывают перечень ИК подвергнутых поверке.

8.2 На основании положительных результатов поверки отдельных ИК из состава АИИС по пунктам раздела 7 настоящей методики поверки выписывается свидетельство о поверке на поверенные ИК АИИС оформленное в соответствии с разделом VI документа «Порядок проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке» утверждённого приказом Минпромторга России № 1815 от 02 июля 2015 г. В приложении к свидетельству указывают перечень ИК подвергнутых поверке.

8.3 Если отдельные ИК АИИС по результатам поверки признаны непригодными к применению, выписывается извещение о непригодности. В приложении к свидетельству указывают перечень ИК признанных непригодными к применению.

ФБУ «Ростест-Москва»  
Заместитель начальника центра № 500



Р.В. Деев



Приложение А  
(Обязательное)

Идентификационные данные модулей программного обеспечения «Пирамида 2000»

Таблица А.1

Идентификационные данные (признаки)	Значение	Значение	Значение	Значение	Значение	Значение	Значение	Значение	Значение
Идентификационное наименование ПО	CalcClients.dll	CalcLeakage.dll	CalcLosses.dll	Metrology.dll	ParseBin.dll	ParseIEC.dll	ParsePiramide.dll	SynchroNSI.dll	VerifyTime.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3	3	3	3	3	3	3	3	3
Цифровой идентификатор ПО (MD5)	e55712d0b1b219065d63da949114dae4	3ef7fb23cf160f566021bf19264ca8d6	d79874d10fc2b156a0fdc27e1ca480ac	52e28d7b608799bb3ccea41b548d2c83	6f557f885b737261328cd77805bd1ba7	48e73a9283d1e66494521f63d00b0d9f	ecf532935ca1a3fd3215049af1fd979f	530d9b0126f7cdc23ecd814c4eb7ca09	1ea5429b261fb0e2884f5b356a1d1e75
Другие идентификационные признаки ПО	Модуль вычисления значений энергии и мощности по группам точек учета	Модуль расчета небаланса энергии/мощности	Модуль вычисления значения энергии потерь в линиях и трансформаторах	общий модуль, содержащий функции, используемые при вычислениях различных значений и проверке точности вычислений	Модуль обработки значений физических величин, передаваемых в бинарном протоколе	Модуль обработки значений физических величин, передаваемых по протоколу семейства МЭК	Модуль обработки значений физических величин, передаваемых по протоколу Modbus	Модуль формирования расчетных схем и контроля целостности данных нормативно-справочной информации	Модуль расчета величины рассинхронизации и значений коррекции времени