

Настоящая методика поверки распространяется на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Тандер» (20-я очередь) и устанавливает порядок проведения первичной и периодической поверок ее измерительных каналов (далее по тексту – ИК).

Измерительные компоненты АИИС КУЭ поверяют с интервалом между поверками, установленным 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, 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.

Допускается поверка отдельных ИК, входящих в состав АИИС КУЭ, с указанием в приложении к свидетельству о поверке перечня поверенных ИК.

Интервал между поверками четыре года.

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Тандер» (20-я очередь) (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, для осуществления автоматизированного коммерческого учета и контроля потребления электроэнергии и мощности по всем расчетным точкам учета, а также регистрации параметров электропотребления, формирования отчетных документов и передачи информации в центры сбора и обработки информации в ОАО «АТС», и прочим заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

В состав ИК системы входят измерительные компоненты, приведенные в формуляре и в описании типа средства измерения АИИС КУЭ АО «Тандер» (20-я очередь).

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 КУЭ	7.2	Да	Да
4. Проверка счетчиков электрической энергии	7.3	Да	Да
5 Проверка функционирования компьютеров АИИС КУЭ (АРМ или сервера)	7.4	Да	Да
6. Проверка нагрузки вторичных цепей измерительных трансформаторов напряжения	7.5	Да	Да
7. Проверка нагрузки вторичных цепей измерительных трансформаторов тока	7.6	Да	Да
8. Проверка падения напряжения в линии связи между вторичной обмоткой ТН и счетчиком	7.7	Да	Да

Продолжение таблицы 1

9. Проверка системы обеспечения единого времени	7.8	Да	Да
10. Проверка отсутствия ошибок информационного обмена	7.9	Да	Да
11. Подтверждение соответствия программного обеспечения	7.10	Да	Да
11. 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 КУЭ, а также приведенные в таблице 2.

Таблица 2 – Средства измерений и вспомогательные устройства

№ п/п	Наименование	Номер пункта НД по поверке
1	Термогигрометр ИВА-6 (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 46434-11)	6
2	Вольтамперфазометр ПАРМА ВАФ (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 22029-10)	7.3
3	Прибор для измерения электроэнергетических величин и показателей качества электрической энергии Энергомонитор-3.3Т1 (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 39952-08)	7.6, 7.7, 7.8
4	Переносной компьютер с ПО оптический преобразователь для работы со счетчиками системы	7.3, 7.10
5	Радиочасы МИР РЧ-02, регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений 46656-11	7.9
<p><i>Примечания:</i></p> <p>1. Допускается применение других основных и вспомогательных средств поверки с метрологическими характеристиками, обеспечивающими требуемые точности измерений;</p> <p>2. Все средства измерений, применяемые при поверке, должны быть утвержденного типа и зарегистрированы в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений, а также иметь действующие свидетельства о поверке.</p>		

3 ТРЕБОВАНИЯ К КВАЛИФИКАЦИИ ПОВЕРИТЕЛЕЙ

3.1 К проведению поверки АИИС КУЭ допускают поверителей изучивших настоящую методику поверки и руководство по эксплуатации на АИИС КУЭ, имеющих стаж работы по данному виду измерений не менее 1 года.

3.2 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 методику измерений, регламентирующую проведение измерений мощности нагрузки трансформаторов тока, 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, второй -

удостоверение, подтверждающее право работы на установках свыше 1000 В с группой по электробезопасности не ниже III.

3.3 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 методику измерений, регламентирующую проведение измерений мощности нагрузки трансформаторов напряжения, 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, второй - удостоверение, подтверждающее право работы на установках свыше 1000 В с группой по электробезопасности не ниже III.

3.4 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 методику измерений, регламентирующую проведение измерений падения напряжения в линии соединения счетчика с трансформатором напряжения, 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, второй - удостоверение, подтверждающее право работы на установках свыше 1000 В с группой по электробезопасности не ниже III.

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 техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей», «Правилами технической эксплуатации электроустановок потребителей», «Правилами по охране труда при эксплуатации электроустановок», 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 КУЭ 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 КУЭ;
- описание типа АИИС КУЭ;
- свидетельства о поверке измерительных компонентов, входящих в ИК, и свидетельство о предыдущей поверке системы (при периодической и внеочередной поверке);
- паспорта-протоколы на ИК;
- формуляр АИИС КУЭ;
- рабочие журналы АИИС КУЭ с данными по климатическим и иным условиям эксплуатации за интервал между поверками (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 измерительных трансформаторов, счетчиков электроэнергии; по размещению эталонов, отключению в необходимых случаях поверяемых средств измерений от штатной схемы;

месяц, год). Проверку осуществляют визуально или с помощью переносного компьютера через оптопорт.

7.3.5 Результат проверки считается положительным, если проверки по п. 7.3.1 – 7.3.4 выполнены с положительным результатом.

В случае выявления несоответствий по пунктам 7.3.1 – 7.3.4 процедуру проверки приостанавливают до устранения данных несоответствий. В случае невозможности устранения выявленных несоответствий АИИС КУЭ в части неисправных ИК бракуется.

7.4 Проверка функционирования компьютеров АИИС КУЭ (АРМ или сервера)

7.4.1 Проводят опрос текущих показаний всех счетчиков электроэнергии.

Результат проверки считается положительным, если опрашиваются все счетчики, входящие в ИК, подвергающиеся поверке.

7.4.2 Проверяют глубину хранения измерительной информации в сервере АИИС КУЭ.

Результат проверки считается положительным, если глубина хранения информации соответствует указанной в описании типа.

7.4.3 Проверяют защиту программного обеспечения на сервере АИИС КУЭ от несанкционированного доступа. Для этого запускают на выполнение программу сбора данных и в поле «пароль» вводят неправильный код.

Результат проверки считается положительным, если при вводе неправильного пароля программа не разрешает продолжать работу.

7.4.4 Проверяют работу аппаратных ключей (при наличии). Выключают сервер и снимают аппаратную защиту (отсоединяют ключ от порта сервера). Включают сервер, загружают операционную систему и запускают программу.

Результат проверки считается положительным, если получено сообщение об отсутствии «ключа защиты».

7.4.5 В случае выявления несоответствий по пунктам 7.4.1 – 7.4.4 процедуру проверки приостанавливают до устранения данных несоответствий. В случае невозможности устранения выявленных несоответствий АИИС КУЭ в части неисправных ИК бракуется.

7.5 Проверка нагрузки вторичных цепей измерительных трансформаторов напряжения

7.5.1 Проверяют наличие и сохранность пломб поверительных и энергоснабжающих организаций на клеммных соединениях, имеющихся на линии связи ТН со счетчиком. Проверяют наличие документов энергосбытовых организаций, подтверждающих правильность подключения первичных и вторичных обмоток ТН. При отсутствии таких документов или нарушении (отсутствии) пломб проверяют правильность подключения первичных и вторичных обмоток ТН.

7.5.2 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 документом «Методика выполнения измерений параметров нагрузки и вторичных цепей измерительных трансформаторов тока и напряжения прибором "Энергомонитор 3.3Т" в условиях эксплуатации», зарегистрированном в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под № ФР.1.34.2009.05522.

Примечания:

1 Допускается измерение мощности нагрузки вторичных цепей ТН не проводить, если значения мощности нагрузки указаны в паспорте–протоколе на данный измерительный канал, оформленный в установленном порядке. 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.

3. Допускается проведение измерений в соответствии с другими аттестованными методиками измерений.

7.5.3 Результат проверки считается положительным, если мощность нагрузки вторичных цепей ТН соответствует требованиям ГОСТ 1983-2015.

При отклонении мощности нагрузки вторичных цепей ТН от заданного значения, процедуру проверки приостанавливают до устранения данных несоответствий. В случае невозможности устранения выявленных несоответствий АИИС КУЭ в части неисправных ИК бракуется.

7.6 Проверка нагрузки вторичных цепей измерительных трансформаторов тока

7.6.1 Проверяют наличие документов энергосбытовых организаций, подтверждающих правильность подключения вторичных обмоток ТТ. При отсутствии таких документов проверяют правильность подключения вторичных обмоток ТТ.

7.6.2 Измеряют мощность нагрузки вторичных цепей ТТ, которая должна соответствовать требованиям ГОСТ 7746-2015.

Измерение тока и вторичной нагрузки ТТ проводят в соответствии с документом «Методика выполнения измерений параметров нагрузки и вторичных цепей измерительных трансформаторов тока и напряжения прибором «Энергомонитор 3.3Т» в условиях эксплуатации», зарегистрированном в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под № ФР.1.34.2009.05522.

Примечания:

1 Допускается измерение мощности нагрузки вторичных цепей ТТ не проводить, если значения мощности нагрузки указаны в паспорте–протоколе на данный измерительный канал, оформленный в установленном порядке. 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.

3 Допускается проведение измерений в соответствии с другими аттестованными методиками измерений.

7.6.3 Результат проверки считается положительным, если мощность нагрузки вторичных цепей ТТ соответствует требованиям ГОСТ 7746-2015.

При отклонении мощности нагрузки вторичных цепей ТТ от заданного значения, процедуру проверки приостанавливают до устранения данных несоответствий. В случае невозможности устранения выявленных несоответствий АИИС КУЭ в части неисправных ИК бракуется.

7.7 Проверка падения напряжения в линии связи между вторичной обмоткой ТН и счетчиком

7.7.1 Измеряют падение напряжения $U_{л}$ в проводной линии связи для каждой фазы в соответствии с документом «Методика выполнения измерений параметров нагрузки и вторичных цепей измерительных трансформаторов тока и напряжения прибором "Энергомонитор 3.3Т" в условиях эксплуатации», зарегистрированном в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под № ФР.1.34.2009.05522.

Значение падения напряжения в линии связи между вторичной обмоткой ТН и счетчиком должно соответствовать требованиям п.1.5 Правил устройства электроустановок (6 издание)

Примечания:

1 Допускается измерение падения напряжения в линии соединения счетчика с ТН не проводить, если значение падения напряжения указано в паспорте–протоколе на данный измерительный канал, оформленный в установленном порядке. 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.

3 Допускается проведение измерений в соответствии с другими аттестованными методиками измерений.

7.7.2 Результат проверки считается положительным, если падение напряжения в линии связи между вторичной обмоткой ТН и счетчиком соответствует требованиям п.1.5 Правил устройства электроустановок (6 издание).

При превышении падения напряжения в линии связи между вторичной обмоткой ТН и счетчиком заданного значения, процедуру проверки приостанавливают до устранения данных несоответствий. В случае невозможности устранения выявленных несоответствий АИИС КУЭ в части неисправных ИК бракуется.

7.8 Проверка погрешности системы обеспечения единого времени

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

$$\Delta t_1 = t_2 - t_1$$

t_1 – время определенное радиочасами МИР РЧ-01

t_2 – системное время ИВК

К центральному компьютеру подключаются радиочасы и запускается технологическая программа TEST_MOD.EXE. В момент, когда на дисплее появится ровно одна минута следующего часа, произвести синхронизацию ИВК и радиочасов.

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

Считать, что проверка прошла успешно, если расхождение времени часов ИВК и счетчиков АИИС КУЭ, не превышает ± 5 с.

7.9 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.

7.9.1 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.

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

7.9.3 Распечатывают на сервере профиль нагрузки за полные сутки, предшествующие дню поверки. Используя переносной компьютер, считывают через оптопорт профиль нагрузки за те же сутки, хранящийся в памяти счетчика. 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 учетного значения.

7.9.4 Рекомендуются вместе с проверкой по п. 7.9.3 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. 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 сервере системы. Расхождение не должно превышать две единицы младшего разряда.

7.9.5 Результат проверки считается положительным, если отсутствуют пропуски данных во всех компонентах АИИС КУЭ и показания счетчиков по активной и реактивной электрической энергии совпадают с показаниями зарегистрированными в ИВК.

В случае выявления несоответствий по пунктам 7.10.1 – 7.10.4 АИИС КУЭ в части неисправных ИК бракуется.

7.10 Подтверждение соответствия программного обеспечения

7.10.1 Проверка идентификации программного обеспечения АИИС КУЭ

Убедиться, что идентификационное наименование и номер версии программного обеспечения соответствует заявленным (наименование ПО и его версия определяются после загрузки ПО в разделе «справка»).

7.10.2 Проверка защиты и идентификация программного обеспечения.

На выделенных модулях ПО проверить цифровые идентификаторы и алгоритм вычисления цифрового идентификатора.

Проверка цифрового идентификатора программного обеспечения происходит на ИВК (сервере), где установлено ПО. Запустить менеджер файлов, позволяющий производить хэширование файлов или специализированное ПО, предоставляемое разработчиком. В менеджере файлов, необходимо открыть каталог и выделить файлы, указанные в описании типа на АИИС КУЭ. Далее, запустив соответствующую программу просчитать хэш. Получившиеся файлы в количестве, соответствующем выделенным файлам, содержат код алгоритма вычисления цифрового идентификатора в текстовом формате. Наименование файла алгоритма вычисления цифрового идентификатора должно соответствовать наименованию файла, для которого проводилось хэширование.

7.10.3 Результат проверки считается положительным, если идентификационное наименование ПО, номер версии (идентификационный номер) ПО, цифровой идентификатор ПО не противоречат приведенным в описании типа на АИИС КУЭ.

В случае выявления несоответствий по пунктам 7.10.1 – 7.10.2 АИИС КУЭ считается не прошедшей поверку и признается непригодной к применению.

8 ОФОРМЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ПОВЕРКИ

8.1 При положительных результатах поверки (положительные результаты проверок по п.7 методики поверки) выдается свидетельство о поверке на АИИС КУЭ, оформленное в соответствии с приказом Министерства промышленности и торговли Российской Федерации № 1815 от 02.07.2015 г. В приложении к свидетельству о поверке указывается перечень и состав поверенных ИК.

8.2 Знак поверки наносится на свидетельство о поверке в соответствии с приказом Министерства промышленности и торговли Российской Федерации № 1815 от 02.07.2015 г.

8.3 При отрицательных результатах поверки (отрицательные результаты проверок по п.7 методики поверки) выдается извещение о непригодности на АИИС КУЭ, оформленное в соответствии с приказом Министерства промышленности и торговли Российской Федерации № 1815 от 02.07.2015 г. с указанием причин непригодности. В приложении к извещению о непригодности указывается перечень и состав ИК, не соответствующих требованиям, установленным в описании типа.

ФБУ "Ростест-Москва"
Заместитель начальника центра № 500


Р. В. Деев