

ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ



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

УТВЕРЖДАЮ

Заместитель генерального директора
ФБУ «Ростест-Москва»

Е.В. Морин



М.п.

«03» февраля 2017 г.

Государственная система обеспечения единства измерений

СИСТЕМА АВТОМАТИЗИРОВАННАЯ ИНФОРМАЦИОННО-
ИЗМЕРИТЕЛЬНАЯ КОММЕРЧЕСКОГО УЧЕТА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИ
(АИИС КУЭ) ООО «МАГНИТЭНЕРГО» 4-Й ОЧЕРЕДИ

Методика поверки

РТ-МП-4152-500-2017

г. Москва
2017 г.

Настоящая методика поверки распространяется на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «МагнитЭнерго» 4-й очереди (далее по тексту – АИИС КУЭ) и устанавливает порядок проведения поверок ее измерительных каналов (ИК).

АИИС КУЭ предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, для осуществления эффективного автоматизированного коммерческого учета и контроля потребления электроэнергии и мощности.

Поверке подлежит каждый ИК АИИС КУЭ, реализующий косвенный метод измерения электрической энергии. ИК подвергаются поверке покомпонентным (поэлементным) способом. Измерительные компоненты, используемые в составе АИИС КУЭ поверяют с межповерочным интервалом, установленным при утверждении их типа.

Периодическую поверку выполняют в процессе эксплуатации АИИС КУЭ, при этом допускается поверять только те ИК, которые находятся в эксплуатации, перечень каналов подвергнутых поверке указывается в приложении к свидетельству о поверке.

Внеочередную поверку проводят после замены измерительных компонентов, при этом устанавливаемые компоненты должны быть внесены в Государственный реестр средств измерений, поверены, а их метрологические и технические характеристики быть не хуже, чем у заменяемых компонентов.

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

Периодичность поверки (межповерочный интервал) АИИС КУЭ – 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 КУЭ	7.2	Да	Да
4. Проверка счетчиков электрической энергии	7.3	Да	Да
5. Проверка функционирования ИВК АИИС КУЭ	7.4	Да	Да
6. Проверка нагрузки вторичных цепей измерительных ТН и падения напряжения во вторичных цепях между ТН и счетчиками	7.5	Да	Да
7. Проверка нагрузки вторичных цепей измерительных трансформаторов тока	7.6	Да	Да
8. Проверка системы обеспечения единого времени	7.7	Да	Да
9. Проверка сбора данных и отсутствия ошибок информационного обмена	7.8	Да	Да
10. Подтверждение соответствия программного обеспечения	7.9	Да	Да
11. Оформление результатов поверки	8	Да	Да

2 СРЕДСТВА ПОВЕРКИ

При проведении поверки применяют средства измерений и вспомогательные устройства, приведенные в таблице 2.

Таблица 2 – Средства измерений

№ п/п	Наименование	Номер пункта НД по поверке
1	Термогигрометр CENTER	6
2	Энерготестер ПКЭ	7.5, 7.6
3	Оптический преобразователь для работы со счетчиками системы	7.3
4	Переносной компьютер с ПО для работы со счетчиками, и радиочасами.	7.3, 7.7, 7.8
5	Радиочасы «МИР РЧ-01»	7.7

Примечание - Допускается применение других основных и вспомогательных средств поверки с метрологическими характеристиками, обеспечивающими требуемые точности измерения и имеющие аттестованные методики выполнения измерений.

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

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», «Правила 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;
- акты инструментальной проверки узлов учета электрической энергии и/или паспортов-протоколов, входящих в ИК АИИС КУЭ, с датой проведения проверки не позднее одного года (при периодической и внеочередной поверке);
- паспорт формуляр с отметками об изменениях в АИИС КУЭ (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 (ТТ) и напряжения (ТН) к многофункциональным счетчикам электрической энергии (счетчики).

7.1.3 Проверяют соответствие типов и заводских номеров установленных компонентов с типами и заводским номерам, указанным в формуляре АИИС КУЭ.

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

7.2 Поверка измерительных компонентов АИИС КУЭ

Проверяют наличие сведений о действующих результатах поверки по всем измерительным компонентам (утвержденные типы средств измерений) входящим в АИИС КУЭ одним из следующими способами:

- предоставление собственником действующего свидетельства о поверке;
- проверяют наличие на измерительном компоненте знака поверки (способ нанесения указывается в описании типа на компонент), с учетом межповерочного интервала которого, можно сделать вывод о действующих результатах его поверки;
- наличием знака поверке в эксплуатационной документации (паспорте, паспорт-формуляре) на измерительный компонент, с учетом межповерочного интервала которого, можно сделать вывод о действующих результатах его поверки.

При обнаружении измерительных компонентов, с просроченным сроком действия результатов поверки, 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. Проверяют наличие актов проведения инструментальной проверки узлов учета, а для присоединений напряжением выше 1 кВ – наличие паспорт-протокола, подтверждающих правильность подключения счетчика к цепям тока и напряжения, в частности, правильность чередования фаз. При отсутствии таких документов ли нарушении (отсутствия) пломб дальнейшие операции по поверке ИК выполняют только после выполнения инструментальной 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 информацию о состоянии счетчика: журнала событий, журнала коррекции времени, отчет об ошибках зарегистрированных счетчиком в ходе самодиагностики.

7.3.3 Проверяют соответствие времени и даты указанные в отчете - фактическому.

П р и м е ч а н и е:

* - Проверку осуществляют удаленно или с помощью переносного компьютера через интерфейс оптопорта.

7.4 Проверка функционирования ИВК АИИС КУЭ

7.5.1 Проверяют защиту программного обеспечения на сервере АИИС КУЭ от несанкционированного доступа. Для этого устанавливают удаленное соединение с сервером ИВК на автоматизированном рабочем месте (АРМ), удостоверяются, что доступ в операционную систему и специализированное программное обеспечение (СПО) выполняется только при аутентификации.

7.4.2 С помощью СПО выполняют запрос на опрос всех счетчиков электроэнергии, с целью получения всех результатов измерения, которые отсутствуют в БД за прошедшие сутки.

7.4.3 Проверяют глубину хранения измерительной информации в сервере АИИС КУЭ путем выгрузки результатов измерения глубиной более 3,5 лет с даты поверки. При первичной поверке глубина хранения проверяется путем расчета необходимого места на накопителе сервера, где расположена база данных. Размер хранения измерительной информации по каждому ИК за 3,5 года составляет примерно 6 Мб (объем измерений с учетом регистраций 5 ежедневных событий).

7.4.4 Проверяют правильность конфигурации в части заданных масштабированных коэффициентов для измерительных каналов (в соответствии с коэффициентами трансформации ТТ и ТН), а так же соответствию измерительных каналов по наименованию, типу и номеру счетчику.

7.5 Проверка нагрузки вторичных цепей измерительных ТН и падения напряжения в вторичных цепях между ТН и счетчиками

7.5.1 С помощью прибора для измерения показателей качества электрической энергии и электроэнергетических величин «Энерготестер ПКЭ» проводят измерение мощности нагрузки вторичных цепей ТН. Измерения производят в соответствии с документом «Методика выполнения измерений параметров нагрузки вторичных цепей трансформаторов тока и напряжения прибором “Энерготестер ПКЭ” в условиях эксплуатации» (свидетельство об аттестации МВИ №2203/222А-02439 выдан ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева») (Далее по тексту – МВИ Энерготестер ПКЭ)

Суммарная нагрузка вторичных цепей должна находиться в диапазоне, указанном в ГОСТ 1983-2001 ($0,25-1,00 \cdot S_{НОМ}$) и/или в описании типа средств измерений на конкретный тип ТН.

При выполнении замеров необходимо убедиться, что отклонение вторичного напряжения при нагруженной обмотке составляет не более $\pm 10\%$ от $U_{НОМ}$.

7.5.2. С помощью приборов для измерения показателей качества электрической энергии и электроэнергетических величин «Энерготестер ПКЭ» проводят измерения по падению напряжения U_{π} между клеммами вторичных обмоток ТН и счетчиков входящих в ИК АИИС КУЭ в соответствии с МВИ Энерготестера ПКЭ.

Падение напряжения не должно превышать $0,25\%$ от номинального значения на вторичной обмотке ТН

7.5.3 После выполнения работ по замерам, в случае получения допустимых значений, собственником производятся работы по ограничению доступа ко вторичным измерительным цепям, путем пломбирования или иным способом.

Примечания:

1 Допускается измерения мощности нагрузки вторичных цепей ТН и потери напряжения между ТН и счетчиком не проводить, если такие измерения проводились при составлении паспортов-протоколов на данный измерительный комплекс в составе измерительного канала АИИС КУЭ. Паспорта-протоколы должны быть оформлены не позднее 1 года, до проведения поверки ИК АИИС КУЭ, при этом проверяется наличие и сохранность пломб энергоснабжающих организаций на всех клеммных соединениях, во вторичных цепях напряжения. Проверяют наличие документов энергоснабжающих организаций, с отметками о допуске измерительного комплекса к коммерческому учету. Результаты проверки считают положительными, если паспорт-протокол подтверждает выполнение указанных в данном пункте (п.7.5) условий.

2 Допускается мощность нагрузки определять расчетным путем, если известны данные о мощности всех устройств, подключенных ко вторичным обмоткам измерительных трансформаторов напряжения.

3. Допускается применение аналогичных приборов (Энерготестер ПКЭ) в случае наличие у такого, аттестованной методики по данным видам измерений.

7.6 Проверка нагрузки вторичных цепей измерительных ТТ

7.6.1 С помощью прибора для измерения показателей качества электрической энергии и электроэнергетических величин «Энерготестер ПКЭ» проводят измерение мощности нагрузки вторичных цепей ТТ в соответствии с МВИ Энерготестера ПКЭ.

Мощность нагрузки вторичных цепей должна находиться в диапазоне, указанном в ГОСТ 7746-2001 и/или в описании типа средств измерений на конкретный тип ТТ.

Примечания:

1 Допускается измерения мощности нагрузки вторичных цепей ТТ не проводить, если такие измерения проводились при составлении паспортов-протоколов на данный измерительный комплекс в составе измерительного канала АИИС КУЭ. Паспорта-протоколы должны быть оформлены не позднее 1 года, до проведения поверки ИК АИИС КУЭ, при этом проверяется наличие и сохранность пломб энергоснабжающих организаций на всех клеммных соединениях, во вторичных цепях тока. Проверяют наличие документов энергоснабжающих организаций, с отметками о допуске измерительного комплекса к коммерческому учету. Результаты проверки считают положительными, если паспорт-протокол подтверждает выполнение условия по допустимой мощности нагрузки вторичных цепей ТТ указанных в п. 7.6.1.

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

3. Допускается применение аналогичных приборов (Энерготестер ПКЭ) в случае наличие у такого, аттестованной методики по данному виду измерений.

7.7 Проверка системы обеспечения единого времени

7.7.1 Включить радиочасы «МИР РЧ-01». Сверить показания радиочасов с показаниями часов УСВ расхождение не должно превышать ± 1 с.

7.7.2 Проверяют правильность работы системы коррекции времени, определяя по журналу событий расхождение времени корректируемого и корректирующего компонентов (например, Сервер ИВК – УСВ, Сервер ИВК – Счетчик) в момент, непосредственно предшествующий коррекции времени. Расхождение времени корректируемого и корректирующего компонентов не должно превышать предела допускаемого расхождения, указанного в описании типа АИИС КУЭ.

Примечание:

Допускается применение аналогичных приборов (МИР РЧ-1) позволяющих принимать сигналы спутниковых систем ГЛОНАСС и/или GPS, типы которых утверждены как средства измерений.

7.8 Проверка сбора данных и 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.

7.8.1. Проверяют наличие результатов измерения в БД сервера ИВК за предыдущие сутки, предшествующие дню поверки. Пропуск данных не допускается.

7.8.2. Производится удаленное (сквозное) подключение непосредственно к счетчикам электрической энергии, с использованием специализированного независимого ПО счетчиков (например «Конфигуратор СЭТ», «Конфигуратор Меркурий»), считываются журналы событий счетчика, текущее состояние самодиагностики и результаты измерения (профиль нагрузки) за 1 и 45 сутки, предшествующие дню проверки. Проверяют на отсутствие ошибок и наличие всех результатов измерения.

7.8.3. Распечатывают результаты измерения хранящиеся в базе данных (БД) специализированного ПО ИВК за 1 и 45 сутки, предшествующие дню проверки и производят сравнение результатов измерения полученных непосредственно со счетчиков и хранящимся в БД ИВК. Стоит учитывать, что результаты измерения в счетчике хранятся без масштабирования (коэффициента трансформации). Различие значений активной (реактивной) мощности не должно превышать одной единицы младшего разряда учетного значения.

7.9 Подтверждение соответствия программного обеспечения

7.9.1. Проверка Цифрового идентификатора программного обеспечения происходит на сервере, где установлено специализированное программное обеспечение ИВК (СПО).

Для проверки нужно запустить ПО, позволяющих производить расчет hash-сумм. В менеджере файлов необходимо открыть каталог программы и поочередно выделить, содержащие библиотеки, указанные в описании типа АИИС КУЭ. Далее в соответствии с инструкциями ПО выполнить расчет hash-суммы. В результате расчета будет являться значение hash-суммы в шестнадцатеричном виде, которая должна совпасть со значением заявленным в описании типа АИИС КУЭ.

8 ОФОРМЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ПОВЕРКИ

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

В приложении к свидетельству указывают перечень ИК пригодных к применению с указанием измерительных компонентов входящих в него. Дополнительно указывается, что идентификационные данные ПО и МХ АИИС КУЭ соответствуют тем, что заявлены в

описании типа на АИИС КУЭ.

8.2 В случае если не все ИК прошли поверку по пунктам раздела 8 АИИС КУЭ признается негодной к дальнейшей эксплуатации и на нее выдают извещение о непригодности удовлетворяющие Приказу Минпромторга от 02.07.2015 №1815, с указанием причин. В приложении к извещению указывают перечень ИК, не прошедших поверку.

ФБУ «Ростест-Москва»
Заместитель начальника центра № 500



Р.В. Деев