

СОГЛАСОВАНО

Директор
Западно-Сибирского филиала
ФГУП «ВНИИФТРИ»



/Г. В. Шувалов /

26 мая 2023 г.

Государственная система обеспечения единства измерений
Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета
электроэнергии АО «ОЭЗ ППТ Липецк»

Методика поверки

МП-469-310556-2023

1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

1.1 Настоящая методика поверки распространяется на каналы измерительные системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии АО «ОЭЗ ППТ Липецк» (далее – АИИС КУЭ) зав. № 1, предназначенной для измерения активной и реактивной электрической энергии. Настоящая методика поверки устанавливает методы и средства поверки при первичной и периодической поверке АИИС КУЭ.

1.2 Измерительные каналы (ИК) состоят из информационно-измерительных комплексов точек измерений (ИИК ТИ), информационно-вычислительных комплексов электроустановок (ИВКЭ), информационно-вычислительного комплекса (ИВК) и информационных каналов связи. Перечень измерительных каналов приведен в описании типа АИИС КУЭ. Допускается проведение поверки АИИС КУЭ в части отдельных ИК, с обязательным указанием в свидетельстве о поверке информации об объеме проведенной поверки.

1.3 Перед проведением поверки следует ознакомиться с эксплуатационной документацией на измерительные компоненты АИИС КУЭ; документами, указанными в разделе 4 настоящей методики поверки, регламентирующими требования безопасности.

1.4 После замены измерительных компонентов на однотипные проводится первичная поверка АИИС КУЭ в части ИК в которых была произведена замена.

1.5 При проведении поверки должна обеспечиваться прослеживаемость результатов измерения к государственному первичному эталону единиц времени, частоты и национальной шкалы времени ГЭТ 1-2022.

1.6 Настоящая методика не распространяется на измерительные компоненты ИК (трансформаторы тока, напряжения, счетчики электрической энергии и др.), поверка которых осуществляется по методикам поверки, указанным в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений.

1.7 Первичная поверка АИИС КУЭ проводится при вводе в эксплуатацию или после ремонта. Допускается при первичной поверке использовать положительные результаты испытаний по опробованию методики поверки при проведении испытаний в целях утверждения типа АИИС КУЭ. При вводе в эксплуатацию отдельных ИК операции поверки проводят только для этих ИК.

1.8 Периодическая поверка АИИС КУЭ проводится в процессе эксплуатации.

2 ПЕРЕЧЕНЬ ОПЕРАЦИЙ ПОВЕРКИ СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

2.1 При поверке допускается не проверять измерительные каналы, выведенные из системы коммерческого учета.

2.2 В случае если проводят поверку ИК в связи с заменой измерительных компонентов ИК на однотипные, то операции поверки проводят только для измерительных каналов, в состав которых входят данные измерительные компоненты.

2.3 Содержание и последовательность выполнения работ по проверке измерительных каналов и АИИС КУЭ в целом должны соответствовать указаниям, приведенным в таблице 1.

Таблица 1

Наименование операции	номер пункта методики поверки	Обязательность проведения операции при	
		первичной поверке	периодической поверке
Внешний осмотр	7.1	Да	Да
Проверка схем включения измерительных компонентов	7.2	Да	Да
Проверка отсутствия повреждений измерительных компонентов	7.3	Да	Да

Наименование операции	номер пункта методики поверки	Обязательность проведения операции при	
		первичной поверке	периодической поверке
Проверка последовательности чередования фаз	7.4	Да	Да
Опробование	8.4	Да	Да
Подтверждение соответствия ПО	9	Да	Да
Проверка поправок часов, входящих в СОЕВ, относительно шкалы времени UTC(SU)	10.1.2	Да	Да
Проверка мощности нагрузки на вторичные обмотки ТТ	10.1.3	Да	Да
Проверка мощности нагрузки на вторичные обмотки ТН	10.1.4	Да	Нет
Проверка потерь напряжения в цепи «ТН-счетчик»	10.1.5	Да	Да
Подтверждение соответствия средства измерений метрологическим требованиям	11	Да	Да
Оформление результатов поверки	12	Да	Да
Примечание: «Да» - операция выполняется, «Нет» - операция не выполняется.			

3 ТРЕБОВАНИЯ К УСЛОВИЯМ ПРОВЕДЕНИЯ ПОВЕРКИ

3.1 Условия поверки должны соответствовать:

- температура окружающего воздуха в местах установки ТТ и ТН от минус 40°С до плюс 40°С;
- температура окружающего воздуха в местах установки счетчиков от 0 до плюс 40°С;
- температура окружающего воздуха в местах установки серверов от плюс 15°С до плюс 25 °С;
- относительная влажность воздуха от 5 % до 95 %;
- атмосферное давление от 95 до 110 кПа.

4 ТРЕБОВАНИЯ К СПЕЦИАЛИСТАМ, ОСУЩЕСТВЛЯЮЩИМ ПОВЕРКУ

4.1 К проведению поверки АИИС КУЭ допускают поверителей, изучивших настоящую методику поверки и эксплуатационную документацию, а также эксплуатационные документы средств поверки в соответствии с таблицей 2.

4.2 Измерение вторичной нагрузки измерительных трансформаторов тока, входящих в состав АИИС КУЭ, осуществляется персоналом, имеющим стаж работы по данному виду измерений не менее года, изучившим методику измерений, регламентирующую проведение измерений мощности нагрузки трансформаторов тока. 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.

4.3 Измерение вторичной нагрузки измерительных трансформаторов напряжения, входящих в состав АИИС КУЭ, осуществляется персоналом, имеющим стаж работы по данному виду измерений не менее года, изучившим методику измерений, регламентирующую проведение измерений мощности нагрузки трансформаторов напряжения. 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.

4.4 Измерение потерь напряжения в линии соединения счетчика с измерительным трансформатором напряжения, входящих в состав АИИС КУЭ, осуществляется персоналом, имеющим стаж работы по данному виду измерений не менее года, изучившим методику измерений, регламентирующую проведение измерений падения напряжения в линии соединения счетчика с трансформатором напряжения. 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.

5 МЕТРОЛОГИЧЕСКИЕ И ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ К СРЕДСТВАМ ПОВЕРКИ

При проведении поверки используют средства измерений и вспомогательное оборудование, указанное в таблице 2.

Таблица 2

Операции поверки, требующие применение средств поверки	Метрологические и технические требования к средствам поверки, необходимые для проведения поверки	Перечень рекомендуемых средств поверки
п.8.3 Подготовка к поверке	Измеритель-регистратор влажности, температуры и атмосферного давления. Диапазон измерения температуры от $-40\text{ }^{\circ}\text{C}$ до $+55\text{ }^{\circ}\text{C}$, с пределами допускаемой основной абсолютной погрешности измерений температуры $\pm 0,4\text{ }^{\circ}\text{C}$; Диапазон измерения относительной влажности от 0 до 98% с пределами допускаемой основной абсолютной погрешности измерений относительной влажности $\pm 2,5\%$; Диапазон измерения атмосферного давления от 30 до 110 кПа, с пределами допускаемой основной абсолютной погрешности измерений атмосферного давления $\pm 0,2\text{ кПа}$.	Измеритель-регистратор влажности, температуры и атмосферного давления EClerk-M модификации EClerk-M-RHTP (рег. № 80931-21)
п. 8.4 Опробование	—	Переносной персональный компьютер, оснащенный драйвером ИК-порта и с установленным программным обеспечением конфигурирования и опроса счетчиков, устройство сбора оптическое УСО-2
п. 10.1.2 Проверка поправок часов, входящих в СОЕВ, относительно шкалы времени UTC(SU)	Устройства синхронизации частоты и времени, с пределом допускаемой абсолютной погрешности синхронизации шкалы времени выходного сигнала 1 Гц к шкале времени UTS(SU) $\pm 1\text{ мкс}$ (эталон 4-го разряда)	Устройство синхронизации частоты и времени Метроном версий 300, 600, 900, 1000, 3000 (рег. № 56465-14)
п. 10.1.3, п. 10.1.4, п. 10.1.5 Проверка мощности нагрузки на вторичные	Средства измерений напряжения постоянного тока в диапазоне измерений от 0 до 200 В, с пределами допускаемой основной погрешности $\pm(0,003 \cdot U + 250\text{ мкВ})$; $\pm(0,003 \cdot U + 2,5\text{ мВ})$; $\pm(0,003 \cdot U + 0,025\text{ В})$. Средства измерений силы постоянного тока в	Мультиметры цифровые Fluke 287/289 (Рег. №56476-14). Клещи токовые многофункциональные АТА, АТК (Рег. №43841-

обмотки ТТ и ТН, проверка потерь напряжения в цепи «ТН-счетчик»	диапазоне измерений от 0 до 5А, с пределами допускаемой основной абсолютной погрешности $\pm(0,015 \cdot I + 5k)$, А. Средства измерений для измерения параметров однофазной электрической цепи в диапазоне измерений от 0,05 Ом до 5 Ом, с пределами основной погрешности $\pm[1,0 + 0,05 \cdot (Z_k / Z_x - 1)]$, %.	10). приборы для измерения параметров однофазной электрической цепи «Вымпел» (Рег. № 23070-05).
Примечание – Допускается использовать при поверке другие утвержденные и аттестованные эталоны единиц величин, средства измерений утвержденного типа и поверенные, удовлетворяющие метрологическим требованиям, указанным в таблице.		

6 ТРЕБОВАНИЯ (УСЛОВИЯ) ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ БЕЗОПАСНОСТИ ПРОВЕДЕНИЯ ПОВЕРКИ

6.1 При выполнении поверки следует выполнять требования безопасности в соответствии с ГОСТ 12.3.019-80, ГОСТ 12.2.007.0-75, «Правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей РФ», «Правилами эксплуатации электроустановок потребителей», «Правилами техники безопасности при эксплуатации электроустановок» и «Правилами техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей».

6.2 Поверитель допускается к выполнению работ в составе бригады в количестве не менее 2 человек, хотя бы один из которых имеет группу допуска по электробезопасности не ниже IV (до и свыше 1000 В).

7 ВНЕШНИЙ ОСМОТР

7.1 Внешним осмотром проверяют укомплектованность ИК измерительными компонентами, проверяют соответствие типов фактически использованных измерительных компонентов типам средств измерений, использование которых предусмотрено формуляром. Проверяют, имеются ли на все измерительные компоненты свидетельства о поверке или действующие результаты поверки, оформленные иным образом.

7.2 Внешним осмотром проверяют схемы подключения трансформаторов тока и напряжения к счетчикам электроэнергии на соответствие схемам подключения, указанным в эксплуатационной документации на счетчики электроэнергии.

7.3 Визуально проверяют отсутствие повреждений доступных частей измерительных компонентов, таких как счетчики, трансформаторы тока, трансформаторы напряжения и других, указанных в формуляре АИИС КУЭ.

7.4 Визуально, по маркировке проводников в измерительных цепях и индикатору счетчиков, проверяют последовательность чередования фаз на каждом счетчике электрической энергии. При проверке последовательности чередования фаз по индикатору счетчиков действуют в соответствии с эксплуатационной документацией на счетчики электроэнергии.

Результаты выполнения операции считают положительными, если состав измерительных каналов соответствует формуляру; целостность корпусов измерительных компонентов не нарушена; имеются действующие результаты поверки на каждый измерительный компонент, входящий в состав ИК; схемы включения счетчиков электрической энергии соответствуют эксплуатационной документацией на счетчики электроэнергии; последовательность чередования фаз прямая.

8 ПОДГОТОВКА К ПОВЕРКЕ И ОПРОБОВАНИЕ СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

8.1 Обеспечить выполнение требований безопасности.

8.2 Изучить эксплуатационную документацию на ПО конфигурирования и опроса счетчиков.

8.3 Обеспечить выполнение условий поверки.

8.4 Опробование

8.4.1 Проверяют работоспособность связующих компонентов и вспомогательных устройств, счетчиков, ИВК, отсутствие ошибок информационного обмена. Проверка

осуществляется анализом записей в журнале событий сервера баз данных, проверкой наличия в базе данных результатов измерений, сравнением результатов измерений, хранящихся в базе данных ИВК с результатами измерений, хранящимися в энергонезависимой памяти счетчиков электрической энергии.

8.4.2 Действуя в соответствии с указаниями, приведенными в руководстве пользователя программного обеспечения конфигурирования счетчика, производят чтение журнала событий, хранящихся в памяти счетчиков. Считывают журналы событий ИВК и убеждаются в отсутствии записей об ошибках и аварийных ситуациях в ИВК, в том числе в отсутствии записей об ошибках связи.

8.4.3 Используя программное обеспечение ИВК убеждаются, что коэффициенты трансформации трансформаторов тока, запрограммированные в ИВК соответствуют указанным в формуляре.

8.4.4 Через канал прямого доступа к счетчикам электрической энергии (оптопорт или цифровой интерфейс RS485) с использованием программы конфигурирования счетчика считывают из архива каждого счетчика в составе ИК результаты измерений количества активной и реактивной электрической энергии за предшествующие сутки или за те сутки, в которых суточное приращение электрической энергии не равно нулю. Убеждаются в том, что коэффициенты трансформации, запрограммированные в счетчиках равны единице.

8.4.5 Действуя в соответствии с указаниями, приведенными в руководстве пользователя программного обеспечения, установленного на ИВК, формируют выходной XML файл, содержащий результаты измерений за ту же дату (контрольные сутки), что и результаты измерений, полученные непосредственно со счетчиков электрической энергии при выполнении 8.4.4.

Рассчитывают количество потребленной активной и реактивной электрической энергии за контрольный интервал времени по формулам:

$$\begin{aligned} W_{i}^{A} &= K_{Ti} \cdot K_{Ui} \cdot 0,5 \cdot P_{счi}, \text{ кВт}\cdot\text{ч} \\ W_{i}^{P} &= K_{Ti} \cdot K_{Ui} \cdot 0,5 \cdot Q_{счi}, \text{ квар}\cdot\text{ч} \end{aligned} \quad (1)$$

где i – номер измерительного канала;

K_{Ti} – коэффициент трансформации трансформаторов тока, использованных в i -ом измерительном канале;

K_{Ui} – коэффициент трансформации трансформаторов напряжения, использованных в i -ом измерительном канале;

$P_{счi}$ – средняя активная мощность за получасовой интервал контрольных суток, считанное из профиля мощности счетчика в i -ом измерительном канале;

$Q_{счi}$ – средняя реактивная мощность за получасовой интервал контрольных суток, считанное из профиля мощности счетчика в i -ом измерительном канале.

Сравнивают результаты расчета по формулам (1) с результатами измерений, содержащимися в выходном файле, полученном на ИВК.

Результаты выполнения проверки считают положительными, если журналы событий не содержат записей об аварийных ситуациях и ошибках информационного обмена; результаты вычислений по формуле (1) не отличаются от результатов полученных с помощью программы чтения данных из базы данных ИВК АИИС КУЭ, более чем на один киловатт-час.

9 ПРОВЕРКА ПРОГРАММНОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

9.1 Проверяют соответствие цифрового идентификатора метрологически значимой части ПО, указанному в описании типа АИИС КУЭ. Проверку проводят путем расчета цифрового идентификатора. Для расчета цифрового идентификатора допускается использовать любое программное обеспечение, реализующее алгоритм, описанный в RFC 1321.

9.2 **Результаты проверки считают положительными**, если цифровой идентификатор соответствует, указанному в описании типа АИИС КУЭ. Идентификационные признаки ПО приводят в протоколе поверки.

10 ОПРЕДЕЛЕНИЕ МЕТРОЛОГИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК

10.1.1 Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ при измерении времени проверяются комплектным методом, при измерении электрической энергии – поэлементным. ИК

АИИС КУЭ обеспечивают нормированные характеристики погрешности измерения электрической энергии при использовании поверенных измерительных компонентов и при выполнении рабочих условий их применения, установленных в технической документации на АИИС КУЭ.

10.1.2 Проверка поправок часов, входящих в СОЕВ, относительно шкалы времени UTC(SU)

10.1.2.1 Включают устройство синхронизации частоты и времени Метроном в соответствии с руководством по эксплуатации.

10.1.2.2 Сравнивают показания индикатора устройства синхронизации частоты и времени Метроном с показаниями часов счетчиков электрической энергии и фиксируют для каждого счетчика разность показаний (поправка часов счетчика) $\Delta t_{\text{сч}}$.

Результаты проверки считают положительными, если поправки часов счетчиков электрической энергии $\Delta t_{\text{сч}}$ не превышают ± 5 с для всех счетчиков.

10.1.3 Проверка мощности нагрузки на вторичные обмотки ТТ

10.1.3.1 Измерение полной мощности нагрузки на вторичную обмотку каждого ТТ осуществляют в соответствии с аттестованной методикой выполнения измерений, например, в соответствии с методикой «Методика выполнения измерений параметров вторичных цепей измерительных трансформаторов тока и напряжения», (регистрационный № ФР.1.34.2014.17814).

10.1.3.2 Допускается измерение мощности нагрузки на вторичные обмотки ТТ не проводить, если такое измерение проводилось при составлении паспорта-протокола на данный ИК в течение истекающего интервала между поверками. При этом паспорт-протокол должен быть согласован органами государственной метрологической службы, при условии подтверждения прослеживаемости результатов измерений, приведенных в них.

Результаты проверки считают положительными, если нагрузка на вторичные обмотки трансформаторов тока лежит в пределах установленных ГОСТ 7746-2015 или описанием типа на ТТ, входящий в ИК.

10.1.4 Проверка мощности нагрузки на вторичные обмотки ТН

10.1.4.1 Измерение полной мощности нагрузки на вторичную обмотку ТН осуществляют в соответствии с аттестованной методикой выполнения измерений, например, в соответствии с методикой «Методика выполнения измерений параметров вторичных цепей измерительных трансформаторов тока и напряжения» (регистрационный № ФР.1.34.2014.17814).

10.1.4.2 Допускается измерение мощности нагрузки на вторичные обмотки ТН не проводить, если такое измерение проводилось при составлении паспорта-протокола на данный ИК в течение истекающего интервала между поверками. При этом паспорт-протокол должен быть согласован органами государственной метрологической службы, при условии подтверждения прослеживаемости результатов измерений, приведенных в них.

Результаты проверки считают положительными, если нагрузка на вторичные обмотки трансформаторов напряжения лежит в пределах, установленных ГОСТ 1983-2015 или описанием типа на ТН, входящий в ИК.

10.1.5 Проверка падения напряжения в цепи «ТН – счетчик».

10.1.5.1 Измерение падения напряжения во вторичных цепях от трансформатора напряжения до счетчика проводят в соответствии с аттестованной методикой измерений, например, в соответствии с методикой «Методика выполнения измерений параметров вторичных цепей измерительных трансформаторов тока и напряжения» (регистрационный № ФР.1.34.2014.17814).

10.1.5.2 Допускается измерение падения напряжения во вторичных цепях от трансформатора напряжения до счетчика не проводить, если такое измерение проводилось при составлении паспорта-протокола на данный ИК в течение истекающего интервала между поверками. При этом паспорт-протокол должен быть согласован органами государственной метрологической службы, при условии подтверждения прослеживаемости результатов измерений, приведенных в них.

Результаты проверки считают положительными, если измеренное значение потерь напряжения не превышает 0,25%.

11 ПОДТВЕРЖДЕНИЕ СООТВЕТСТВИЯ СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ МЕТРОЛОГИЧЕСКИМ ТРЕБОВАНИЯМ

11.1 АИИС КУЭ считают удовлетворяющим метрологическим требованиям, если в процессе поверки были получены положительные результаты всех проверок, предусмотренных таблицей 1 настоящей методики поверки.

12 ОФОРМЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ПОВЕРКИ

12.1 Конструкция АИИС КУЭ должна обеспечивать достаточную защиту от несанкционированной настройки и вмешательства, включая программное обеспечение. (Наличие механической защиты крышек зажимов счетчиков, коробок испытательных и сборок зажимов вторичных цепей трансформаторов тока и трансформаторов напряжения, сервера информационно-вычислительного комплекса в целях предотвращения несанкционированной настройки и вмешательства, которые могут привести к искажению результатов измерений.) Сервер информационно-вычислительного комплекса должен находиться в помещении с ограниченным доступом. Доступ к программному обеспечению сервера информационно-вычислительного комплекса осуществляется по локальной сети предприятия эксплуатирующего АИИС КУЭ и защищен от несанкционированного доступа с помощью паролей.

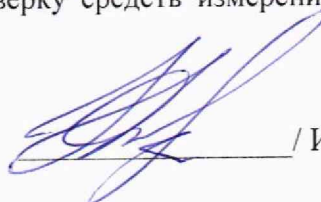
12.2 При положительных результатах проверок предусмотренных таблицей 1 настоящей методики поверки, АИИС КУЭ признается пригодной к применению и оформляется свидетельство о поверке в соответствии с действующими нормативными правовыми документами. Знак поверки наносится на свидетельство о поверке. В приложении к свидетельству о поверке указывается перечень и состав измерительных каналов (с указанием их типов и заводских номеров), прошедших поверку и пригодных к применению. Протокол поверки оформляется в произвольной форме в соответствии с требованиями аккредитованного на поверку юридического лица или индивидуального предпринимателя, проводящего поверку.

12.3 В случае проведения поверки АИИС КУЭ в части отдельных ИК, обязательно указывается в свидетельстве о поверке информация об объеме проведенной поверки. В приложении к свидетельству о поверке указывается перечень и состав измерительных каналов (с указанием их типов и заводских номеров), прошедших поверку и пригодных к применению.

12.4 В случае признания АИИС КУЭ неудовлетворяющей метрологическим требованиям, АИИС КУЭ признается непригодной к применению и оформляется извещение о непригодности с указанием причин несоответствия в соответствии с действующими нормативными правовыми документами.

12.5 Сведения о результатах поверки передаются в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений проводящими поверку средств измерений юридическими лицами и индивидуальными предпринимателями.

инженер 2-ой категории



/ Исмаилов Н.И.