

УТВЕРЖДАЮ

Заместитель директора ФГУП «СНИИМ»



/ Е. С. Коптев

«27» марта 2017 г.

Система автоматизированная информационно-измерительная  
коммерческого учета электроэнергии (мощности) оптового рынка  
электроэнергии АИИС КУЭ АО «БАРНАУЛТРАНСМАШ»

Методика поверки

МП-095-30007-2017

Новосибирск

Настоящая методика поверки распространяется на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии (мощности) оптового рынка электроэнергии АИИС КУЭ АО «БАРНАУЛТРАНСМАШ» (далее – АИИС КУЭ).

Настоящая методика поверки распространяется на измерительные каналы (ИК) АИИС КУЭ, состоящие из информационно-измерительных комплексов точек измерений (ИИК ТИ), информационно-вычислительного комплекса (ИВК) и информационных каналов связи.

Настоящая методика не распространяется на измерительные компоненты АИИС КУЭ (трансформаторы тока, трансформаторы напряжения, счетчики электрической энергии), поверка которых осуществляется по нормативно-техническим документам, указанным в эксплуатационной документации на измерительные компоненты АИИС КУЭ.

Перечень и состав ИК приведен в формуляре АИИС КУЭ.

Настоящая методика поверки устанавливает методы и средства поверки ИК при первичной, периодической и внеочередной поверках.

Первичная поверка АИИС КУЭ проводится при вводе в эксплуатацию или после ремонта.

При вводе в эксплуатацию отдельных измерительных каналов, замене измерительных компонентов операции поверки проводят только для вводимых в эксплуатацию или изменяемых измерительных каналов

Периодическая поверка АИИС КУЭ проводится в процессе эксплуатации не реже одного раза в 4 года.

После замены измерительных компонентов на однотипные проводится внеочередная поверка АИИС КУЭ.

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 ОПЕРАЦИИ ПОВЕРКИ

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

1.2 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.

1.3 Содержание и последовательность выполнения работ при поверке АИИС КУЭ должны соответствовать указаниям, приведенным в таблице 1.

Таблица 1. Содержание и последовательность выполнения работ при поверке АИИС КУЭ

Наименование операции	номер пункта	Вид поверки			
		Первичная и после ремонта (кроме замены измерительных компонентов)	Периодическая	Внеочередная. После замены	
				ТТ или ТН	Счетчиков
<b>Внешний осмотр:</b>					
Проверка состава ИК	6.1.1	+	+	-	-
Проверка схем включения измерительных компонентов	6.1.2	+	+	-	-
Проверка отсутствия повреждений измерительных компонентов	6.1.3	+	+	-	-
Проверка последовательности чередования фаз	6.1.4	+	+	+	+
Опробование	6.2	+	+	+	+
Идентификация ПО	6.3	+	+	-	-
<b>Проверка метрологических характеристик:</b>					
Проверка отклонений меток времени	6.4.2	+	+	-	+

Наименование операции	номер пункта	Вид поверки			
		Первичная и после ремонта (кроме замены измерительных компонентов)	Периодическая	Внеочередная. После замены	
				ТТ или ТН	Счетчиков
Проверка величины магнитной индукции	6.4.3	+	-	-	-
Проверка мощности нагрузки на вторичные обмотки ТТ	6.4.4	+	+	-	-
Проверка мощности нагрузки на вторичные обмотки ТН	6.4.5	+	-	-	-
Проверка потерь напряжения в цепи «ТН-счетчик»	6.4.6	+	+	-	-
Примечание: «+» - операция выполняется, «-» - операция не выполняется; * - после замены счетчика, ТН или монтажных работ во вторичных цепях ТН.					

## 2 СРЕДСТВА ПОВЕРКИ

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

Таблица 2

Номер пункта документа по поверке	Эталоны, основные и вспомогательные средства поверки
6.4.1	Переносной персональный компьютер, оснащенный драйвером ИК-порта и с установленным программным обеспечением «Конфигуратор СЭТ-4ТМ»
6.4.2	Государственный первичный эталон единиц времени, частоты и национальной шкалы времени ГЭТ 1-2012; тайм-серверы ФГУП «ВНИИФТИРИ» в составе технических средств эталона ГЭТ 1-2012;
6.4.2	Переносной персональный компьютер с программным обеспечением, обеспечивающим поддержку протокола NTP, и доступом в Интернет.
6.4.3, 6.4.4, 6.4.5, 6.4.6	Миллитесламетр ТП2-2У-01 (2,5%); мультиметр АРРА-109, от 0 до 200 В; 0,7%+80 ед.мл.р.; клещи токовые АТК-2001 от 0 до 30А ±(2,0%+5 е. м. р); измеритель комплексных сопротивлений «Вымпел» от 0,05 до 5 Ом, ± [1,0+0,05·( Zk / Zx  - 1)] %;
6.2 – 6.4	Термометр технический ТТ, диапазон измерений от -35°С до +50°С, пределом допускаемой погрешности измерения температуры ±1°С
Допускается использовать другие средства измерений, обеспечивающие требуемую погрешность измерений.	

## 3 УСЛОВИЯ ПОВЕРКИ

3.1 Условия поверки должны соответствовать рабочим условиям применения средства измерений и вспомогательного оборудования в соответствии с их описаниями типов, паспортами или руководствами пользователя. Для контроля температуры окружающей среды применяется термометр типа ТТ (Госреестр СИ №276-89) с диапазоном измерений от -35°С до +50°С

## 4 ТРЕБОВАНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ

4.1 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 технической эксплуатации электроустановок потребителей», «Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок».

4.2 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).

## **5 ПОДГОТОВКА К ПОВЕРКЕ**

5.1 Обеспечить выполнение требований безопасности.

5.2 Изучить эксплуатационную документацию на оборудование, указанное в таблице 2, ПО «Конфигуратор СЭТ-4ТМ».

5.3 Обеспечить выполнение условий поверки.

## **6 ПРОВЕДЕНИЕ ПОВЕРКИ**

6.1 Внешний осмотр

6.1.1 Внешним осмотром проверяют укомплектованность АИИС КУЭ измерительными компонентами, проверяют соответствие типов фактически использованных измерительных компонентов типам средств измерений, использование которых предусмотрено проектной документацией (перечень измерительных компонентов приведен в формуляре. Проверяют, имеются ли на все измерительные компоненты свидетельства о поверке или действующие результаты поверки, оформленные иным образом.

6.1.2 Внешним осмотром проверяют схемы подключения трансформаторов тока и напряжения к счетчикам электрической энергии на соответствие проектной документации.

6.1.3 Визуально проверяют отсутствие повреждений доступных частей измерительных компонентов.

6.1.4 Визуально, по маркировке проводников в измерительных цепях и индикатору счетчиков, проверяют последовательность чередования фаз на каждом счетчике электрической энергии.

*Результаты выполнения операции считать положительными*, если состав измерительных каналов соответствует формуляру и, при наличии, акту замены измерительных компонентов; целостность корпусов измерительных компонентов не нарушена, пломбы и клейма сохранены, имеются действующие результаты поверки на каждый измерительный компонент, входящий в состав измерительных каналов АИИС КУЭ; размещение измерительных компонентов, схемы включения счетчиков электрической энергии, места прокладки вторичных цепей соответствуют проектной документации; последовательность чередования фаз прямая.

6.2 Опробование

6.2.1 Проверяют работоспособность связующих компонентов и вспомогательных устройств, счетчиков, контроллеров и сервера баз данных, 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 АИИС КУЭ с результатами измерений, хранящимися в энергонезависимой памяти счетчиков электрической энергии ИК.

6.2.2 Действуя в соответствии с указаниями, приведенными в руководстве пользователя программного обеспечения ИВК, производят чтение журналов событий, хранящихся в памяти счетчиков. Убеждаются в отсутствии записей об ошибках и аварийных ситуациях в счетчиках электроэнергии, убеждаются в отсутствии записей об ошибках связи.

6.2.3 Через канал прямого доступа к счетчикам электрической энергии (оптопорт или цифровой интерфейс) с использованием программы конфигурирования счетчиков «Конфигуратор СЭТ-4ТМ» считать из архива каждого счетчика результаты измерений количества активной и реактивной электрической энергии за предшествующие сутки или за те сутки, в которых суточное приращение электрической энергии не равно нулю. Убедиться в том, что коэффициенты трансформации, запрограммированные в счетчиках равны единице.

6.2.4 Действуя в соответствии с указаниями, приведенными в руководстве пользователя программного обеспечения ПО «Энергосфера», установленного на ИВК, сформировать отчетный документ с результатами измерений за ту же дату, что и результаты измерений, полученные непосредственно со счетчиков электрической энергии при выполнении 6.2.1.

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

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

где  $i$  – номер измерительного канала АИИС КУЭ;

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

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

$W_{счi}^A$  – приращение активной электроэнергии, учтенное в архиве счетчика  $i$ -го измерительного канала за контрольные сутки, кВт·ч;

$W_{счi}^P$  – приращение реактивной электроэнергии, учтенное в архиве счетчика  $i$ -го измерительного канала за контрольные сутки, квар·ч.

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

**Результаты выполнения проверки считать положительными**, если журналы событий не содержат записей об аварийных ситуациях и ошибках информационного обмена; коэффициенты трансформации, запрограммированные в счетчиках равны единице; считанные со счетчиков приращения электроэнергии и рассчитанные на их основе по формуле (1) приращения электроэнергии в точке измерений не отличаются от данных, полученных из базы данных АИИС КУЭ, более чем на единицу кВт·ч.

### 6.3 Идентификация ПО

6.3.1 Используя программное обеспечение для расчета контрольных сумм MD5 вычислить контрольные суммы файлов метрологически значимой части ПО.

6.3.2 В качестве программного обеспечения для расчета контрольных сумм допускается использовать любое программное обеспечение, реализующее алгоритм, описанный в RFC 1321, например, Microsoft (R) File Checksum Integrity Verifier (Windows-KB841290-x86-ENU.exe).

6.3.3 Посчитать контрольную сумму и сравнить с данными, приведенными в таблице 2 описания типа.

**Результаты выполнения проверки считать положительными**, если вычисленная контрольная сумма файла метрологически значимой части ПО соответствуют значению, указанному в описании типа.

### 6.4 Проверка метрологических характеристик.

6.4.1 Метрологические характеристики АИИС КУЭ при измерении времени проверяются комплектным методом, при измерении электрической энергии – поэлементным. Измерительные каналы 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.

6.4.2 Проверка отклонений меток времени.

6.4.2.1 В качестве вспомогательного устройства, хранящего шкалу времени UTC(SU), допускается использовать персональную ЭВМ, часы которой устанавливаются сервером точного времени ФГУП «ВНИИФТРИ» на базе Государственного эталона времени и частоты с использованием протокола NTP.

6.4.2.2 Сравнить показания часов УСПД с показаниями часов персональной ЭВМ и определить поправку  $\Delta t_{УСПД}$ .

6.4.2.3 Сравнить показания часов персональной ЭВМ с показаниями часов счетчиков электрической энергии и зафиксировать для каждого счетчика разность показаний его часов и эталонных часов (поправки  $\Delta t_{счi}$ , где  $i$  – номер счетчика).

**Результаты проверки считают удовлетворительными**, если поправки часов счетчиков электрической энергии ( $\Delta t_{\text{сч}}$ ) не превышают  $\pm 5$  с, поправка УСПД ( $\Delta t_{\text{УСПД}}$ ), не превышает  $\pm 1$  с.

6.4.3 Проверка величины магнитной индукции в месте расположения счетчиков электрической энергии

6.4.3.1 Выполнить измерение модуля вектора магнитной индукции на частоте 50 Гц в непосредственной близости от счетчиков электрической энергии миллитесламетром портативным ТП2-2У-01.

**Результаты проверки считать удовлетворительными**, если величина модуля вектора магнитной индукции не превышает 0,05 мТл.

6.4.4 Проверка мощности нагрузки на вторичные обмотки ТТ

Измерение полной мощности нагрузки на вторичную обмотку каждого ТТ осуществляют в соответствии с аттестованной методикой выполнения измерений, например, в соответствии с документом «Методика выполнения измерений параметров вторичных цепей измерительных трансформаторов тока и напряжения», утвержденной руководителем ФГУП «СНИИМ» и аттестованной в порядке, установленном ГОСТ Р 8.563.

**Результаты проверки считать удовлетворительными**, если нагрузка на вторичные обмотки трансформаторов тока лежит в пределах, установленных в ГОСТ 7746.

6.4.5 Проверка мощности нагрузки на вторичные обмотки ТН

6.4.5.1 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», утвержденной руководителем ФГУП «СНИИМ» и аттестованной в порядке, установленном ГОСТ Р 8.563

Результаты **проверки считать удовлетворительными**, если нагрузка на вторичные обмотки трансформаторов напряжения лежит в пределах, установленных ГОСТ 1983.

6.4.6 Проверка падения напряжения в цепи «ТН – счетчик»

6.4.6.1 Проверку падения напряжения в цепи «трансформатор напряжения – счетчик» проводят измерением падения напряжения в соответствии с аттестованной методикой измерений, например, в соответствии с методикой «Методика выполнения измерений параметров вторичных цепей измерительных трансформаторов тока и напряжения», утвержденной руководителем ФГУП «СНИИМ» и аттестованной в порядке, установленном ГОСТ Р 8.563.

**Результаты проверки считать положительными**, если ни в одном случае измеренное значение потерь напряжения не превышает 0,25%.

## 7 ОФОРМЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ПОВЕРКИ

7.1 При положительных результатах поверки оформляют свидетельство о поверке в соответствии с Приказом Минпромторга России № 1815 от 02.07.2015 г. Знак поверки наносится на свидетельство о поверке.

7.2 На оборотной стороне свидетельства о поверке делается запись «Настоящее свидетельство о поверке действительно при наличии действующих результатов поверки на все измерительные компоненты, перечисленные в Приложении к нему».

7.3 В приложении к свидетельству о поверке приводится перечень измерительных каналов, по которым ведется коммерческий учет электроэнергии и сведения о входящих в состав АИИС КУЭ измерительных компонентах с указанием их типов и заводских номеров, идентификационных данных программного обеспечения. Пример оформления Приложения к свидетельству о поверке приведен в Приложении А.

7.4 В случае получения отрицательных результатов поверки свидетельство о поверке аннулируют, гасят клеймо о поверке, оформляют извещение о непригодности с указанием причин несоответствия требованиям.

Разработал:

Ведущий инженер ФГУП «СНИИМ»



А. Ю. Вагин

А.1 Пример оформления приложения к свидетельству о поверке

№ ИК	Наименование присоединения	Трансформаторы тока				Трансформаторы напряжения				Счетчики электроэнергии				Тип, № Г. р. и зав. № УСПД
		Тип, № Госреестра	Зав. №	К-т тр.	Кл. точн.	Тип, № Госреестра	Зав. №	К-т тр.	Кл. точн.	Тип, № Госреестра	Зав. №	Кл. точн.		
												акт.	реакт.	
1	ПС 110/6 кВ №41 «Пресс», ЗРУ-6кВ яч.107 "Ввод 5"	ТОЛ-10 Г. р. № 7069-07	43529	1500/5	0,5	НАМИ-10 Г. р. № 11094-87	1642	6000/100	0,2	СЭТ-4ТМ.03.01 Г. р. № 27524-04	0108053153	0,5S	1	ЭКОМ-3000, Г. р. № 17049-04, зав. №
42321														
22709														
2	ПС 110/6 кВ №41 «Пресс», ЗРУ-6кВ яч.149 "Ввод 7"	ТОЛ-10 Г. р. № 7069-07	24253	1500/5	0,5	НАМИ-10 Г. р. № 11094-87	1304	6000/100	0,2	СЭТ-4ТМ.03.01 Г. р. № 27524-04	0110068160	0,5S	1	
42439														
43569														

Поверитель \_\_\_\_\_ /ФИО, должность/ Дата «\_\_» \_\_\_\_\_ г.  
(оттиск клейма)

Таблица А2 - Идентификационные данные метрологически значимой части ПО ИВК

Идентификационное наименование программного обеспечения	pso_metr.dll
Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	
Цифровой идентификатор программного обеспечения (рассчитываемый по алгоритму MD5)	