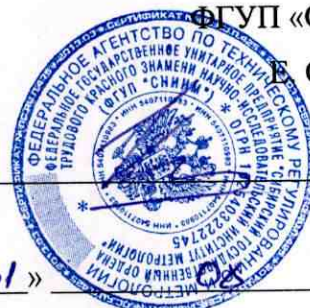


УТВЕРЖДАЮ

Заместитель директора

ФГУП «СНИИМ»

С. С. Коптев



«31»

2016 г.

Системы автоматизированные информационно-измерительные технического учета
электроэнергии филиалов АО «Концерн Росэнергоатом»

Методика поверки

082-30007-2016-МП

и.р. 65477-16

Настоящая методика поверки распространяется на Системы автоматизированные информационно-измерительные технического учета электроэнергии (далее АИИС ТУЭ):

– Система автоматизированная информационно-измерительная технического учета электроэнергии филиала АО «Концерн Росэнергоатом» «Кольская атомная станция», зав. №05;

– Система автоматизированная информационно-измерительная технического учета электроэнергии филиала АО «Концерн Росэнергоатом» «Нововоронежская атомная станция», зав. №08;

– Система автоматизированная информационно-измерительная технического учета электроэнергии филиала АО «Концерн Росэнергоатом» «Смоленская атомная станция», зав. №09;

– Система автоматизированная информационно-измерительная технического учета электроэнергии филиала АО «Концерн Росэнергоатом» «Курская атомная станция», зав. №06;

– Система автоматизированная информационно-измерительная технического учета электроэнергии филиала АО «Концерн Росэнергоатом» «Калининская атомная станция», зав. №04

Измерительные каналы (далее ИК) АИИС ТУЭ, состоят из измерительно-информационных комплексов точек измерений (ИИК ТИ), информационно-вычислительного комплекса (ИВК) и информационных каналов связи.

Настоящая методика не распространяется на измерительные компоненты ИК (трансформаторы тока, напряжения, приборы учета, ИВК), поверка которых осуществляется по нормативно-техническим документам, указанным в эксплуатационной документации на измерительные компоненты АИИС.

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

Первичная поверка АИИС ТУЭ проводится при вводе в эксплуатацию или после ремонта. При вводе в эксплуатацию отдельных измерительных каналов операции поверки проводят только для вводимых в эксплуатацию измерительных каналов.

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

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

Перед проведением поверки следует ознакомиться с эксплуатационной документацией на измерительные компоненты АИИС ТУЭ; документами, указанными в разделе 3 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 по проверке измерительных каналов и ИК в целом должны соответствовать указаниям, приведенным в таблице 1.

Таблица 1

Наименование операции	номер пункта	Вид поверки			
		Первичная и после ремонта (кроме замены измерительных компонентов)	Периодическая	внеочередная, после замены	
				ТТ или ТН	Счетчиков или УСПД
Внешний осмотр:					
Проверка состава ИК	6.1.1	+	+	-	-
Проверка схем включения измерительных компонентов	6.1.2	+	+	-	-
Проверка последовательности чередования фаз	6.1.3	+	+	+	+*
Опробование	6.2	+	+	+	+
Подтверждение соответствия ПО	6.3	+	+	-	-
Проверка метрологических характеристик:					
Проверка поправки часов	6.5	+	+	-	+
Проверка величины магнитной индукции	6.5.5	+	-	-	-
Проверка мощности нагрузки на вторичные обмотки ТТ	6.5.6	+	+	-	-
Проверка мощности нагрузки на вторичные обмотки ТН	6.5.7	+	-	-	-
Проверка потерь напряжения в цепи «ТН-счетчик»	6.5.8	+	+	-	-
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

Операция	Эталоны и вспомогательное оборудование
6.2	Переносной персональный компьютер, оснащенный драйвером ИК-порта и с установленным программным обеспечением конфигурирования счетчиков, устройство сбора оптическое УСО2
6.5	Переносной персональный компьютер с программным обеспечением, обеспечивающим поддержку протокола NTP, и доступом в Интернет, государственный первичный эталон единиц времени, частоты и национальной шкалы времени ГЭТ 1-2012, ± 20 мс

Операция	Эталоны и вспомогательное оборудование
6.5.5	Миллitesламетр портативный ТП2-2У-01 (погрешность измерения модуля вектора магнитной индукции 2,5%).
6.5.6, 6.5.7	Мультиметр АРРА-109, от 0 В до 200 В; 0,7%+80ед.мл.р.; вольтамперфазометр «Парма ВАФ-А», от 0 до 10 А, $(1+(0,1I_K/I_N-1))\%$; измеритель комплексных сопротивлений «Вымпел» от 0,05 Ом до 5 Ом, $\pm [1,0+0,05\cdot(Z_k / Z_x - 1)] \%$.
6.5.8	Мультиметр АРРА-109; от 0 В до 200 В; 0,7%+80ед.мл.р.
Допускается использовать другие средства измерений, обеспечивающие требуемую погрешность измерений.	

3 УСЛОВИЯ ПОВЕРКИ

3.1 Условия поверки должны соответствовать рабочим условиям применения эталонов и вспомогательного оборудования.

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 эксплуатации электроустановок потребителей», «Правилами техники безопасности при эксплуатации электроустановок» и «Правилами техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей».

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 программное обеспечение конфигурирования счетчиков.

5.3 Обеспечить выполнение условий поверки.

6 ПРОВЕДЕНИЕ ПОВЕРКИ

6.1 Внешний осмотр

6.1.1 Внешним осмотром проверяют укомплектованность ИК измерительными компонентами, проверяют соответствие типов фактически использованных измерительных компонентов типам средств измерений, использование которых предусмотрено формуляром на ИК. 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, по маркировке проводников в измерительных цепях и индикатору счетчиков, проверяют последовательность чередования фаз на каждом счетчике электрической энергии.

Результаты выполнения операции считают положительными, если состав измерительных каналов соответствует проектной документации; имеются действующие результаты поверки на каждый измерительный компонент, входящий в состав ИК; размещение измерительных компонентов, схемы включения приборов учета 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, приборов учета, 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 ИК 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 конфигурирования приборов учета, производят чтение журнала событий, хранящихся в памяти приборов учета. 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.

6.2.3 Используя программное обеспечение конфигурирования приборов учета и ИВК убедиться, что коэффициенты трансформации трансформаторов тока и напряжения, запрограммированные в приборах учета и в ИВК, соответствуют указанным в формуляре.

6.2.4 Действуя в соответствии с указаниями руководства пользователя программного обеспечения ИВК АИИС формируют выходной файл, содержащий результаты измерений за произвольно выбранный интервал времени.

6.2.5 Через канал прямого доступа к счетчикам электрической энергии с использованием программы конфигурирования и просмотра архивов приборов учета «PAS» считывают из архива каждого счетчика результаты измерений количества активной и реактивной электрической энергии за те сутки, для которых получены результаты измерения приращений электрической энергии при выполнении 6.2.4.

6.2.6 Анализируя записи в журналах событий, убеждаются, что присутствуют записи о коррекции часов счетчиков электрической энергии.

Сравнивают данные, полученные чтением памяти счетчиков, 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; данные, полученные чтением памяти счетчиков, не отличаются от результатов полученных с помощью программы чтения данных из базы данных ИК, более чем на единицу младшего разряда.

6.3 Подтверждение соответствия программного обеспечения

6.3.1 Проверяют соответствие цифрового идентификатора метрологически значимой части ПО, указанному в описании типа АИИС. Проверку проводят путем расчета цифрового идентификатора с использованием программного обеспечения Total Commander, установленного на сервере баз данных(команда «Файлы» -> «Посчитать CRC суммы» (выбрать сумму MD5).

Результаты проверки считают удовлетворительными, если цифровой идентификатор соответствует, указанному в описании типа АИИС. Идентификационные признаки ПО приводят в свидетельстве о проверке.

6.4 Проверка метрологических характеристик.

6.4.1 Метрологические характеристики ИК при измерении времени проверяются комплектным методом, при измерении электрической энергии – поэлементным. Измерительные каналы обеспечивают нормированные характеристики погрешности измерения электрической энергии при использовании поверенных измерительных компонентов и при выполнении рабочих условий их применения, установленных в технической документации на ИК.

6.5 Проверить величину поправки часов.

6.5.1 Синхронизируют шкалу времени часов переносной персональной ЭВМ, с тайм-сервером ФГУП «ВНИИФТРИ» (ntp1.vniiftri.ru, ntp2.vniiftri.ru или ntp3.vniiftri.ru), являющимся средством передачи шкалы с использованием протокола NTP времени в составе государственного первичного эталона единиц времени, частоты и национальной шкалы времени ГЭТ 1-2012.

6.5.2 Сравнивают показания часов сервера баз данных ИВК с показаниями часов переносной персональной ЭВМ и определяют поправку $\Delta t_{\text{ИВК}}$. Проверку проводят как для основного, так и для резервного сервера баз данных.

6.5.3 Сравнивают показания часов сервера баз данных с показаниями часов приборов учета и фиксируют для каждого прибора учета разность показаний его часов и часов сервера (поправки $\Delta t_{\text{сч}i}$, где i – номер счетчика).

6.5.4 Сравнение осуществляют, используя функционал программного обеспечения PAS. Для этого запускают программу PAS

Операцию 6.5.2, 6.5.3 проводят не позднее, чем через 24 часа после установки эталонных часов.

Результаты проверки считают положительными, если поправка часов сервера баз данных не превышает ± 1 с, а поправка часов приборов учета относительно шкалы времени часов сервера баз данных не превышает ± 4 с.

6.5.5 Проверяют величину магнитной индукции в месте расположения счетчиков электрической энергии

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

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

6.5.6 Проверяют мощность нагрузки на вторичные обмотки ТТ

6.5.6.1 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», утвержденной руководителем ФГУП «СНИИМ» и аттестованной в порядке, установленном ГОСТ Р 8.563 (свидетельство об аттестации № 200-01.00249-2014 от 24 апреля 2014 г, зарегистрирована в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под номером ФР.1.34.2014.17814).

Результаты проверки считают удовлетворительными, если нагрузка на вторичные обмотки трансформаторов тока лежит в пределах установленной ГОСТ 7746.

6.5.7 Проверяют мощность нагрузки на вторичные обмотки ТН

6.5.7.1 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 (свидетельство об аттестации № 200-01.00249-2014 от 24 апреля 2014 г, зарегистрирована в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под номером ФР.1.34.2014.17814).

Результаты **проверки считают удовлетворительными**, если нагрузка на вторичные обмотки трансформаторов напряжения лежит в пределах, установленных ГОСТ 1983 (от 25 до 100% номинального значения, указанного в паспортах трансформаторов).

6.5.8 Проверяют падение напряжения в цепи «ТН – счетчик».

6.5.8.1 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 (свидетельство об аттестации № 200-01.00249-2014 от 24 апреля 2014 г, зарегистрирована в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений под номером ФР.1.34.2014.17814).

Результаты проверки считают 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; знак поверки наносят 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», указывают цифровой идентификатор программного обеспечения.

7.3 В приложении к свидетельству о поверке приводится перечень измерительных каналов, которые были проверены в рамках поверки и сведения о входящих в их состав измерительных компонентах с указанием их типов и заводских номеров. Пример оформления Приложения к свидетельству о поверке приведен в Приложении А.

7.4 Результаты внеочередной поверки оформляются свидетельством о поверке ИК в части проверенных при внеочередной поверке измерительных каналов.

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

Начальник сектора ФГУП «СНИИМ»



В.Ю. Кондаков

ПРИЛОЖЕНИЕ А
(рекомендуемое)

А.1 Пример оформления приложения к свидетельству о поверке

Перечень ИК АИИС ТУЭ и измерительных компонентов в их составе

№ п/п	Наименование	Вид СИ, класс точности, коэффициент преобразования, № Госреестра СИ	Тип	Зав. №
...

Поверитель _____ /ФИО, должность/
(оттиск клейма)

Дата «__» _____ г.