

**СОГЛАСОВАНО**

**Главный метролог  
Филиала ПАО «РусГидро» -  
«Чебоксарская ГЭС»**



**Е.Н Туймишин**

**2017 г.**

**УТВЕРЖДАЮ**

**Главный метролог  
ФБУ "Нижегородский ЦСМ"**



**П.А. Горбачев**

**2017 г.**

**Система автоматизированная информационно-измерительная  
коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ)  
Филиала ПАО «РусГидро» - «Чебоксарская ГЭС»**

**МЕТОДИКА ПОВЕРКИ**

**ТСУ3000.2017.001МП**

Настоящая методика устанавливает порядок проведения первичной и периодической поверки системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Филиала ПАО «РусГидро» - «Чебоксарская ГЭС» (в дальнейшем – АИИС КУЭ, система), зав. № 1206005М. АИИС КУЭ предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, а также для автоматизированного сбора, обработки, хранения и отображения информации.

## 1 Общие положения

Поверке подлежат измерительные каналы (в дальнейшем - ИК) АИИС КУЭ, по которым производится расчетный (коммерческий) учет электрической энергии. ИК подвергаются поверке покомпонентным (поэлементным) способом с учетом положений раздела 8 ГОСТ Р 8.596.

Первичную поверку выполняют после проведения испытаний АИИС КУЭ с целью утверждения типа, и также после ремонта.

После ремонта первичную поверку проводят в случае замены СИ из состава ИК, иных ремонтов, аварий в энергосистеме, если эти события могли повлиять на метрологические характеристики ИК. Допускается подвергать поверке только те ИК из состава АИИС КУЭ, которые подверглись указанным выше воздействиям, при условии, что остальные ИК этим воздействиям не подвергались.

Периодическую поверку проводят в процессе эксплуатации.

Поверка отдельных измерительных каналов из состава системы допускается на основании письменного заявления собственника системы в адрес организации, производящей поверку. Информация об объеме проведенной поверки в обязательном порядке указывается в приложении к свидетельству о поверке АИИС КУЭ.

Интервал между поверками - 4 года.

## 2. Операции и средства поверки

При проведении поверки выполняются операции, указанные в таблице 2.1, и должны быть использованы средства поверки, указанные в таблице 2.2, а также средства измерений и вспомогательные устройства, в соответствии с методиками поверки, указанными в описаниях типа на измерительные компоненты АИИС КУЭ.

Все средства измерений должны быть поверены и иметь действующие свидетельства о поверке или оттиски поверительных клейм. Эталоны должны быть аттестованы и иметь действующие свидетельства об аттестации.

Таблица 2.1 - Операции поверки

№ п/п	Операции поверки	Номер пункта методики
1	Подготовка к поверке	6
2	Внешний осмотр	7.1
3	Идентификация программного обеспечения АИИС КУЭ	7.2
4	Поверка измерительных компонентов АИИС КУЭ	7.3
5	Проверка счетчиков электрической энергии	7.4
6	Проверка УСПД	7.5
7	Проверка функционирования компьютеров АИИС КУЭ	7.6
8	Проверка функционирования вспомогательных устройств	7.7
9	Проверка нагрузки вторичных цепей измерительных трансформаторов напряжения	7.8
10	Проверка нагрузки вторичных цепей измерительных трансформаторов тока	7.9
11	Проверка падения напряжения в линии связи между вторичной обмоткой ТН и счетчиком	7.10
12	Проверка абсолютной погрешности часов	7.11

13	Проверка отсутствия ошибок информационного обмена	7.12
14	Определение метрологических характеристик измерительных каналов	7.13
15	Оформление результатов поверки	8

Таблица 2.2 Средства поверки

Наименование средства поверки	Характеристики
Радиочасы РЧ-011	Пределы допускаемой погрешности привязки переднего фронта выходного импульса к шкале координированного времени ЭСЧВ, $\pm 100$ мкс
Измеритель, комбинированный Testo 176 P1	Диапазон измерений давления от 60 до 110 кПа, допускаемая относительная погрешность $\pm 3$ %; диапазон измерений температуры от $-20$ до $+70$ °С, допускаемая абсолютная погрешность $\pm 0,3$ °С; диапазон измерений влажности от 5 до 95 %, допускаемая относительная погрешность $\pm 2$ %.
Переносной компьютер	С оптическим преобразователем «оптический кабель» и программным обеспечением «Конфигуратор» для чтения данных со счетчиков
Прибор для измерения показателей качества электрической энергии и электроэнергетических величин Энерготестер ПКЭ-А	Диапазон измерений: переменного тока от 0 до 10 А, относительная погрешность $\pm 0,5$ %; частоты переменного тока $f$ от 45 Гц до 75 Гц, абсолютная погрешность $\pm 0,01$ Гц; активной электрической мощности от $0,01P_n$ до $2,25P_n$ , относительная погрешность $\pm 0,5$ %

- средства поверки трансформаторов напряжения - в соответствии с ГОСТ 8.216-2011 «ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки»;
- трансформаторов тока - в соответствии с ГОСТ 8.217-2003 «ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки»;
- средства поверки счетчиков электрической энергии многофункциональных СЭТ-4ТМ.03 - в соответствии с методикой поверки ИЛГШ.411152.124 РЭ1, являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.124 РЭ, согласованной ГЦИ СИ ФБУ «Нижегородский ЦСМ» 10.09.2004 г.;
- средства поверки УСПД ЭКОМ-3000 - в соответствии с документом «ГСИ. Программно-технический измерительный комплекс ЭКОМ. Методика поверки. МП 26-262-99», утвержденным УНИИМ в декабре 1999 г.;
- переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь, для работы со счетчиками системы;
- радиочасы РЧ-011, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS), рег. № 35682-07.

Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик поверяемого СИ с требуемой точностью.

### 3. Условия поверки и подготовки к ней

При проведении поверки должны быть соблюдены следующие условия:

- температура окружающего воздуха ( $20 \pm 5$ ) °С;
- относительная влажность от 30 до 80 %;
- напряжение питающей сети ( $220 \pm 22$ ) В,
- частота ( $50 \pm 1$ ) Гц;

- атмосферное давление от 86 до 106,7 кПа.

Допускается проводить поверку в рабочих условиях эксплуатации ИК, если при этом соблюдаются условия эксплуатации средств поверки.

#### **4. Требования безопасности**

При проведении поверки должны быть соблюдены требования безопасности, установленные, действующими «Правилами технической эксплуатации электроустановок потребителей» и действующими «Правилами техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей».

#### **5. Требования к квалификации поверителей**

К проведению поверки допускаются лица, аттестованные в качестве поверителей в порядке, установленном Росстандартом России.

#### **6. Подготовка к поверке**

6.1 Перед проведением поверки решается комплекс организационных вопросов, связанных с процессом поверки, в соответствии с порядком, принятым на предприятии. Проводится инструктаж персонала, участвующего в поверке.

Средства поверки и вспомогательные технические средства следует применять в соответствии с требованиями эксплуатационной документации на них.

Проводится ознакомление со структурой и работой ИК по эксплуатационной документации.

6.2 Для проведения поверки поверителю представляют следующую документацию, оригиналы либо копии:

- описание типа АИИС КУЭ;
- паспорт-формуляр АИИС КУЭ с перечнем измерительных каналов.
- свидетельства о поверке СИ, входящих в ИК, и свидетельство о предыдущей поверке АИИС КУЭ (при периодической поверке);
- действующие паспорта-протоколы ИК (точек учета).

6.3 Перед проведением поверки выполняют следующие подготовительные работы:

- проводят организационно-технические мероприятия по доступу поверителей и персонала энергообъектов к местам установки измерительных трансформаторов, счетчиков электроэнергии, УСПД, АРМ операторов, центрального компьютера (АРМ администратора), по размещению эталонов, СИ и вспомогательного оборудования, отключению в необходимых случаях поверяемых СИ от штатной схемы;
- проводят организационно-технические мероприятия по обеспечению безопасности поверочных работ в соответствии с действующими правилами и руководствами по эксплуатации применяемого оборудования.

6.4 Проверка условий эксплуатации АИИС КУЭ и её компонентов.

В ходе выполнения данной проверки производится обследование климатических условий в помещениях, где размещены компоненты АИИС КУЭ, а также параметров сети питания. Проводится измерение и регистрация температуры, относительной влажности с помощью термогигробарометра, и напряжения сети питания с помощью вольтметра.

Составляются протоколы, в которых отражаются предельные отклонения от нормальных значений, каждого подлежащего контролю внешнего влияющего фактора. Допускается выполнять измерение и регистрацию значений климатических условий путем периодических измерений. Периодичность измерений в этом случае должна быть не более 2 часов.

При наличии документов с подтверждающими данными по условиям эксплуатации, указанные измерения допускается не проводить, используя данные из вышеуказанных документов.

Фактические условия эксплуатации компонентов АИИС КУЭ, определенные при выполнении данной проверки, должны удовлетворять регламентированным рабочим условиям применения.

## **7. Проведение поверки**

### **7.1 Внешний осмотр**

7.1.1 Проверяют целостность корпусов и отсутствие видимых повреждений измерительных компонентов, наличие пломб либо клейм.

7.1.2 Проверяют размещение измерительных компонентов, правильность схем подключения трансформаторов тока и напряжения к счетчикам электрической энергии; правильность прокладки проводных линий по проектной документации на АИИС КУЭ.

7.1.3 Проверяют соответствие типов и заводских номеров фактически использованных измерительных компонентов типам и заводским номерам, указанным в паспорте-формуляре АИИС КУЭ.

Заводские номера компонентов системы, указанные на их шильдиках, должны совпадать с номерами, указанными в формуляре системы. Средства измерений, входящие в состав информационно-измерительной системы должны быть зарегистрированы в Государственном реестре, иметь действующие свидетельства о поверке (оттиски поверительных клейм или иные знаки поверки).

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

### **7.2 Идентификация программного обеспечения АИИС КУЭ (ПО).**

7.2.1 Проводится проверка соответствия заявленных идентификационных данных ПО указанных в описании типа - идентификационное наименование ПО, номер версии (идентификационный номер) ПО, цифровой идентификатор ПО, алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО, номер версии файла.

7.2.2 Проверка идентификационных данных программного обеспечения производится на сервере, где установлено программное обеспечение АИИС КУЭ.

7.2.3 Идентификация ПО СИ производится следующим образом - для вычисления цифрового идентификатора файлов метрологически значимого программного компонента или модуля можно использовать как стандартные библиотеки языков программирования для реализации того или иного алгоритма хеширования, так и воспользоваться уже готовыми программными продуктами для вычисления дайджеста файла. Для расчета и проверки значения CRC-32 суммы для выбранных файлов рекомендуется использовать программу «калькулятор для вычисления криптографических хешей для файлов по алгоритму CRC-32». При этом наименование файла CRC-32 строго соответствует наименованию файла, для которого проводилось хэширование.

7.2.4 Полученные данные необходимо сравнить с теми, которые указаны в описании типа. Испытание считают успешным, если данные полностью совпадают.

### **7.3 Поверка измерительных компонентов АИИС КУЭ**

Проверяют наличие свидетельств о поверке и срок их действия для всех измерительных компонентов: измерительных трансформаторов тока и напряжения, счетчиков электрической энергии, УСПД, УСВ. При обнаружении просроченных свидетельств о поверке измерительных компонентов или свидетельств, срок действия которых близок к окончанию, дальнейшие операции по поверке ИК, в который они входят, выполняют после поверки этих измерительных компонентов.

7.3.1 Результаты проверки считают удовлетворительными, если предоставлены действующие свидетельства о поверке на все измерительные компоненты.

### **7.4 Проверка счетчиков электрической энергии**

7.4.1 Проверяют наличие и сохранность пломб поверки на счетчике и пломбы

контролирующей организации (энергосбытовой либо энергосетевой) на счетчике и испытательной коробке. Проверяют наличие документов, подтверждающих правильность подключения счетчика к цепям тока и напряжения, в частности, правильность чередования фаз. При отсутствии таких документов или нарушении (отсутствии) пломб проверяют правильность подключения счетчиков к цепям тока и напряжения (соответствие схем подключения - схемам, приведенным в формуляре на счетчик, проверяют последовательность чередования фаз с помощью энерготестера, для 3х фазных счетчиков). При этом, действуют в соответствии с указаниями, изложенными в руководстве по эксплуатации энерготестера.

7.4.2 Проверяют работу сегментов индикатора счетчика, отсутствие кодов ошибок или предупреждений, прокрутку параметров в заданной последовательности.

7.4.3 Проверяют работоспособность оптического порта счетчика с помощью переносного компьютера. Преобразователь подключают к порту переносного компьютера. Опрашивают счетчик по установленному соединению. Опрос счетчика считается успешным, если получен отчет, содержащий данные, зарегистрированные счетчиком.

7.4.4 Проверяют соответствие индикации даты в счетчике календарной дате (число, месяц, год). Проверку осуществляют визуально или с помощью переносного компьютера через оптопорт.

7.4.5 Результаты проверки считают удовлетворительными, если требования п.п. 7.4.1-7.4.4 соблюдены.

## 7.5 Проверка УСПД

7.5.1 Проверяют наличие и сохранность пломб на корпусе УСПД. При отсутствии или нарушении пломб проверяют правильность подсоединения УСПД.

7.5.2 Проверяют правильность функционирования УСПД в соответствии с его эксплуатационной документацией. Проверка считается успешной, если все подсоединенные к УСПД счетчики опрошены и нет сообщений об ошибках.

7.5.3 Проверяют программную защиту УСПД от несанкционированного доступа.

7.5.4 Результаты проверки считают удовлетворительными, если требования п.п. 7.5.1-7.5.3 соблюдены.

## 7.6 Проверка функционирования компьютеров АИИС КУЭ.

7.6.1 Проводят опрос текущих показаний всех счетчиков электроэнергии.

7.5.2 Проверяют глубину хранения измерительной информации в центральном сервере АИИС КУЭ.

7.6.3 Проверяют защиту программного обеспечения АИИС КУЭ от несанкционированного доступа. Для этого запускают на выполнение программу сбора данных и в поле "пароль" вводят неправильный код. Проверку считают успешной, если при вводе неправильного пароля программа не разрешает продолжать работу.

7.6.4 Результаты проверки считают удовлетворительными, если требования п.п. 7.6.1-7.6.3 соблюдены.

## 7.7 Проверка функционирования вспомогательных устройств АИИС КУЭ.

7.7.1 Проверка функционирования модемов, адаптеров интерфейса, мультиплексоров, при их наличии в ИК. Проверяют функционирование упомянутых устройств, используя коммуникационные возможности специальных программ. Устройства считаются исправными в составе комплекса, если были установлены коммутируемые соединения и по установленным соединениям успешно прошел опрос счетчиков или УСПД.

7.7.2 Результаты проверки считают удовлетворительными, если требования п. 7.7.1 соблюдены.

## 7.8 Проверка нагрузки вторичных цепей измерительных трансформаторов напряжения

7.8.1 Проверяют наличие и сохранность пломб поверительных и энергоснабжающих

организаций на клеммных соединениях, имеющихся на линии связи ТН со счетчиком. Проверяют наличие документов энергосбытовых и энергосетевых 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.

7.8.2 При проверке мощности нагрузки вторичных цепей ТН необходимо убедиться, что отклонение вторичного напряжения при нагруженной вторичной обмотке составляет не более  $\pm 10\%$  от  $U_{ном}$ .

При помощи энерготестера измеряют мощность нагрузки ТН, которая должна находиться в диапазоне (0,25 - 1,0)  $S_{ном}$ .

*Примечания*

1 Допускается измерения мощности нагрузки вторичных цепей ТН не проводить, если такие измерения проводились при составлении паспортов-протоколов на данный измерительный канал в течение истекающего межповерочного интервала системы. 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.

7.9 Проверка нагрузки вторичных цепей измерительных трансформаторов тока

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

7.9.2 При помощи энерготестера измеряют мощность нагрузки вторичных цепей ТТ, которая должна находиться в диапазоне (0,25 - 1,0)  $S_{ном}$ .

*Примечания*

1 Допускается измерения мощности нагрузки вторичных цепей ТТ не проводить, если такие измерения проводились при составлении паспортов-протоколов на данный измерительный канал в течение истекающего межповерочного интервала системы. 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.

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

7.10.1 При помощи энерготестера измеряют падение напряжения  $U_{л}$  в проводной линии связи для каждой фазы по утвержденному документу «Методика выполнения измерений падения напряжения в линии соединения счетчика с трансформатором напряжения в условиях эксплуатации».

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

*Примечания*

1 Допускается измерение падения напряжения в линии соединения счетчика с ТН не проводить, если такие измерения проводились при составлении паспортов - протоколов на данный измерительный канал в течение истекающего межповерочного интервала системы. 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.

#### 7.11 Проверка абсолютной погрешности часов.

7.11.1 Включают радиочасы РЧ-011, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS) и сверяют показания радиочасов с показаниями часов УСПД/сервера, получающего сигналы точного-времени от устройства синхронизации системного времени GPS-приемника. Расхождение показаний радиочасов с УСПД/сервером не должно превышать  $\pm 1$  с. Для снятия синхронизированных измерений рекомендуется использовать одновременное фотографирование экранов указанного оборудования.

7.11.2 Распечатывают журнал событий счетчика, выделив события, соответствующие сличению часов счетчика и УСПД.

7.11.3 Расхождение времени часов: счетчик - УСПД в момент, предшествующий коррекции, не должно превышать предела допускаемого расхождения, указанного в описании типа АИИС КУЭ.

7.11.4 2 Результаты проверки считают удовлетворительными, если требования п.п. 7.11.1-7.11.3 выполнены.

#### 7.12 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.

7.12.1 На центральном компьютере (сервере) АИИС КУЭ выводят на экран значения активной и реактивной электрической энергии за полные предшествующие дню проверки сутки по всем ИК, зарегистрированные с 30-ти минутным интервалом. Проверяют наличие данных, соответствующих каждому интервалу учета электроэнергии. Пропуск данных не допускается за исключением случаев, когда этот пропуск был обусловлен отключением ИК или устраненным отказом какого-либо компонента системы.

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

7.12.3 Профиль нагрузки за вышеуказанные сутки, либо зафиксированные показания счетчика по двум тарифам на начало предшествующих и текущих суток, хранящиеся в памяти счетчика, считывают с помощью переносного компьютера через оптопорт, расположенный на лицевой панели счетчика. Производят сравнение с данными, полученными в п. 7.12.1. Различие значений зафиксированных показаний, хранящейся в памяти счетчика и базе данных центрального сервера, с учетом коэффициентов трансформации измерительных трансформаторов, не должно превышать две единицы младшего разряда учетного значения.

7.12.4 Результаты проверки считают удовлетворительными, если требования п.п. 7.12.1-7.12.3 соблюдены.

#### 7.13. Определение метрологических характеристик ИК.

Примечание: Операции по п. 7.13 (расчет метрологических характеристик каналов) выполняются только в случае замены отдельных измерительных компонентов АИИС КУЭ. Основанием для выполнения п. 7.13, является предоставляемая собственником АИИС КУЭ заявка на поверку с перечнем каналов, подвергшихся замене компонентов, и акт замены



компонентов.

### 7.13.1. Общие положения.

7.13.1.1. Для определения метрологических характеристик (далее - МХ) ИК системы всем расчетам, предусмотренным методикой поверки, предшествует установление исходных данных для определения погрешностей ИК.

### 7.13.1.2. Исходные предположения для вычисления погрешностей.

Погрешности измерительных трансформаторов и электросчетчика относятся к инструментальным погрешностям.

При наличии на объекте УСПД, оснащенного средствами отображения информации в именованных величинах энергии и мощности и отсчета времени, определение метрологических характеристик АИИС КУЭ проводят только для ИК, включающего измерительные трансформаторы, счетчики, линии связи от счетчиков до УСПД. Линии передачи данных на 3-й (верхний) уровень системы, не влияют на погрешность измерений в силу цифрового характера передачи данных. При этом, на АРМ и сервере должен проверяться запрет несанкционированного доступа к измерительной информации и точность часов в АИИС КУЭ, которая влияет на погрешность измерений времени в ИК.

Погрешность часов в АИИС КУЭ определяется погрешностью часов центрального компьютера и погрешностью, обусловленной запаздыванием в линии передачи данных сигналов корректировки, поступающих от центрального компьютера для синхронизации таймеров.

Принимаемый закон распределения погрешностей - нормальный.

Факторы, определяющие погрешность, - независимы.

Доверительная вероятность определения погрешности равна 0,95.

Погрешности измерительных трансформаторов - не коррелированы между собой.

Отклонения напряжения в сети от номинального значения, отклонения частоты от номинального значения, изменения фазы тока относительно напряжения, - принимают в соответствии с рабочими условиями, указанными в описании типа.

Закон распределения влияющих факторов предполагается нормальным, за исключением амплитуды 3-й гармоники, амплитуды вибрации и напряженности переменного магнитного поля, законы распределения которых предполагаются экспоненциальными.

### 7.13.2. Порядок расчета МХ для ИК энергии и мощности.

Операции данного пункта методики поверки проводятся для каждого канала в отдельности.

#### 7.13.2.1. Определение погрешности измерения электрической энергии, обусловленной угловыми погрешностями ТН и ТТ.

Погрешность измерений активной электроэнергии, обусловленную трансформаторной схемой подключения счетчика в каждой точке диапазона, вычисляют по формуле:

$$\delta_{\theta_p} = 0,029 \cdot \sqrt{\theta_I^2 + \theta_U^2} \cdot \frac{\sqrt{1 - \cos^2 \varphi}}{\cos \varphi} \quad (2)$$

Погрешность измерений реактивной электроэнергии, обусловленную трансформаторной схемой подключения счетчика в каждой точке диапазона, вычисляют по формуле:

$$\delta_{\theta_q} = 0,029 \cdot \sqrt{\theta_I^2 + \theta_U^2} \cdot \frac{\sqrt{1 - \sin^2 \varphi}}{\sin \varphi} \quad (3)$$

В формулах приведены следующие обозначения:

- $\theta_I$  - угловая погрешность ТТ, мин;
- $\theta_U$  - угловая погрешность ТН, мин;

- $\cos \varphi$  - коэффициент мощности для активной электроэнергии;  
 $\sin \varphi$  - коэффициент мощности для реактивной электроэнергии.

### 7.13.2.2. Определение погрешности счетчика.

7.13.2.2.1. Определение погрешности счетчика в соответствии с методикой поверки, проводится в следующей последовательности:

- убедитесь, что измерительные трансформаторы напряжения и тока, входящие в состав ИК, обесточены и их высоковольтные входы заземлены (питание счетчика должно осуществляться от резервного источника);

- отсоедините от счетчика электроэнергию, входящего в состав ИК, провода в распределительной коробке, идущие от трансформатора напряжения, и провода, идущие от трансформаторов тока;

- поверьте счетчик электрической энергии в соответствии с методикой поверки счетчиков электрической энергии соответствующего типа.

В случае получения отрицательного результата (несоответствие приписанному классу точности счетчика) процедура поверки прекращается до определения и устранения причин несоответствия.

7.13.2.2.2. Определение погрешности счетчика при измерении 30-ти минутных профилей электроэнергии, проводится в следующей последовательности:

- определите погрешность счетчика в режиме измерения активной и реактивной электрической энергии в соответствующих точках диапазона тока нагрузки.

В случае получения отрицательного результата (несоответствие приписанному классу точности счетчика) процедура поверки прекращается до определения и устранения причин несоответствия.

7.13.2.3. Пределы допускаемых относительных погрешностей измерения активной и реактивной электрической энергии и мощности, определяются композицией пределов допускаемых значений погрешностей трансформаторов напряжения, тока и счетчиков электроэнергии в реальных условиях эксплуатации и практически не зависят от способов передачи измерительной информации и способов организации информационных каналов. Предел допускаемой дополнительной абсолютной погрешности измерения электроэнергии в АИИС КУЭ, получаемой за счет математической обработки измерительной информации, поступающей от счетчиков, составляет 1 единицу младшего разряда измеренного (учтенного) значения.

Расчет доверительных границ относительной погрешности результата измерений активной и реактивной электрической энергии при доверительной вероятности равной 0,95 производится по формуле:

$$\delta_{w(q)} = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\delta_J^2 + \delta_U^2 + \delta_{\theta_{p(q)}}^2 + \delta_n^2 + \delta_{y.c}^2 + \delta_{c.o.W_{p(q)}}^2 + \sum_{j=1}^l \delta_{c_j}^2} \quad (4)$$

В формуле приведены следующие обозначения:

- $\delta_I$  - пределы относительной погрешности измерения тока ТТ, %;  
 $\delta_U$  - пределы относительной погрешности измерения напряжения ТН, %;  
 $\delta_{\theta_{p(q)}}$  - пределы относительной погрешности схемы подключения счетчика, вызванной угловыми погрешностями ТТ и ТН, %;  
 $\delta_n$  - относительная погрешность из-за потерь напряжения в линии соединения счетчика с ТН, %;  
 $\delta_{y.c}$  - основная относительная погрешность часов в АИИС КУЭ, %;  
 $\delta_{c.o.W_{p(q)}}$  - пределы основной относительной погрешности счетчика при измерении активной и реактивной электроэнергии, %;  
 - суммарная дополнительная относительная погрешность счетчика от j-й влияющей величины при измерении активной и реактивной

$$\sum_{j=1}^l \delta_{c,j}$$

электроэнергии, %;

7.13.4 Результаты проверки считают удовлетворительными, если пределы допускаемых значений относительной погрешности измерения активной и реактивной электрической энергии, рассчитанные для рабочих условий эксплуатации АИИС КУЭ, удовлетворяют требованиям описания типа АИИС КУЭ.

В случае получения отрицательного результата - несоответствия приписанной погрешности ИК, процедура поверки прекращается до определения и устранения причин несоответствия.

## 8. Оформление результатов поверки

8.1 Результаты поверки оформляются записью в протоколе поверки.

8.2 Положительные результаты поверки оформляются выдачей свидетельства о поверке в соответствии с Приказом Минпромторга России от 02.07.2015 г. № 1815 «Об утверждении Порядка проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке», знак поверки наносится на свидетельство о поверке.

8.3 В свидетельстве о поверке, либо в приложении к свидетельству о поверке, указывается информация об объеме проведенной поверки, включая перечисление измерительных каналов системы, на которые свидетельство распространено.

8.4 Результаты поверки считаются отрицательными, если при проведении поверки установлено несоответствие системы хотя бы одному из требований настоящей методики.

8.5 Отрицательные результаты поверки оформляются путем выдачи извещения о непригодности в соответствии с Приказом Минпромторга России от 02.07.2015 г. № 1815 «Об утверждении Порядка проведения поверки средств измерений, требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке», с указанием причин и перечислением не прошедших поверку каналов системы.

Инженер 1 категории отдела испытаний  
продукции ФБУ «Нижегородский ЦСМ»



Е.Г. Горбунов