



Исполнительный комитет Электроэнергетического Совета СНГ



МЕТОДИЧЕСКИЕ РЕКОМЕНДАЦИИ по метрологическому обеспечению измерительных комплексов учета электрической энергии на межгосударственных линиях электропередачи

ИКЭС-РД-050-2016

Москва
2016

**Электроэнергетический Совет Содружества Независимых Государств
Исполнительный комитет ЭЭС СНГ**



**МЕТОДИЧЕСКИЕ РЕКОМЕНДАЦИИ
по метрологическому обеспечению измерительных
комплексов учета электрической энергии на межгосударственных
линиях электропередачи**

ИКЭС-РД-050-2016

Москва

2016



НТД разработан: Обществом с ограниченной ответственностью Научно-техническое предприятие «Энергоконтроль» (ООО «НТП «Энергоконтроль»).

НТ Д утверждён: Электроэнергетическим Советом Содружества Независимых Государств (Протокол № 50 от 21 октября 2016 г.).



Содержание

1 Область применения.....	4
2 Нормативные ссылки.....	4
3 Термины и определения.....	5
4 Общие положения.....	6
5 Метрологическое обеспечение на этапе проектирования.....	7
6 Метрологическое обеспечение на этапе производства.....	9
7 Метрологическое обеспечение на этапе эксплуатации.....	15
Приложение А (справочное) Перечень рекомендуемых документов, в соответствии с которыми осуществляется метрологическое обеспечение измерительных комплексов учета электрической энергии.....	18
Приложение Б (обязательное) Требования к метрологическим характеристикам средств измерений, входящих в состав измерительных комплексов.....	23
Приложение В (рекомендуемое) Расчет погрешности измерительного комплекса.....	25
Приложение Г Рекомендации по разработке методики измерений количества электрической энергии.....	27
Приложение Д Рекомендации по построению и содержанию методики поверки измерительных комплексов (АСУЭ).....	30
Библиография.....	34



1 Область применения

Настоящий документ распространяется на измерительные комплексы учета электрической энергии, перемещаемой по межгосударственным линиям электропередачи между государствами – участниками Содружества Независимых Государств (далее – измерительные комплексы), в том числе на измерительные комплексы, входящие в состав автоматизированных систем учета электроэнергии (АСУЭ), содержащие следующие средства измерений:

- измерительные трансформаторы тока;
- измерительные трансформаторы напряжения;
- счетчики электрической энергии.

Настоящий документ устанавливает основные положения по метрологическому обеспечению измерительных комплексов на следующих этапах (стадиях) их жизненного цикла: разработки (проектирования), производства (изготовления, монтажа и наладки, ввода в действие) и эксплуатации.

Во многих случаях измерительные комплексы входят в состав АСУЭ, поэтому в настоящем документе рассматриваются требования к метрологическому обеспечению как измерительных комплексов в отдельности, так и АСУЭ в целом. В настоящем документе также устанавливаются требования по метрологическому обеспечению, характерные, как правило, для АСУЭ, но в данном случае указанные требования относятся также и к измерительным комплексам как к составной части АСУЭ (приведенные виды испытаний, проверок и др. измерительные комплексы проходят в составе АСУЭ).

2 Нормативные ссылки

В настоящем документе использованы нормативные ссылки на следующие документы:

ГОСТ 8.009–84 Государственная система обеспечения единства измерений. Нормируемые метрологические характеристики средств измерений.

ГОСТ 8.010–2013 Государственная система обеспечения единства измерений. Методики выполнения измерений. Основные положения

ГОСТ 34.602–89 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Техническое задание на создание автоматизированной системы

ГОСТ 34.603–92 Информационная технология. Виды испытаний автоматизированных систем

ГОСТ 1983–2001 Трансформаторы напряжения. Общие технические условия

ГОСТ 7746–2001 Трансформаторы тока. Общие технические условия

ГОСТ 31819.22–2012 (IEC 62053-22:2003) Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 22. Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S

ГОСТ 31819.23–2012 (IEC 62053-23:2003) Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Статические



счетчики реактивной энергии

ПМГ 118–2013 Государственная система обеспечения единства измерений. Порядок ведения межгосударственного Реестра методик выполнения измерений, применяемых в сфере законодательной метрологии

ПМГ 121–2013 Государственная система обеспечения единства измерений. Порядок проведения испытаний средств измерений в целях утверждения типа

ПМГ 122–2013 Государственная система обеспечения единства измерений. Порядок утверждения типа средств измерений

ПМГ 123–2013 Государственная система обеспечения единства измерений. Порядок выдачи документов об утверждении типа средств измерений, установления и изменения срока действия указанных документов и интервала между поверками средств измерений

ПМГ 124–2013 Государственная система обеспечения единства измерений. Порядок ведения Межгосударственного Реестра средств измерений

ПМГ 126–2013 Государственная система обеспечения единства измерений. Порядок аттестации методик выполнения измерений и их применения в сферах законодательной метрологии государств – участников Содружества Независимых Государств

РМГ 29–2013 Государственная система обеспечения единства измерений. Метрология. Основные термины и определения

РМГ 51–2002 Государственная система обеспечения единства измерений. Документы на методики поверки средств измерений.

РМГ 62–2003 Государственная система обеспечения единства измерений. Обеспечение эффективности измерений при управлении технологическими процессами. Оценивание погрешности измерений при ограниченной исходной информации

РМГ 63–2003 Государственная система обеспечения единства измерений. Обеспечение эффективности измерений при управлении технологическими процессами. Метрологическая экспертиза технической документации

3 Термины и определения

В настоящем документе используются термины из РМГ 29-2013 и нормативного документа [1], а также следующие термины:

3.1 Автоматизированная система учета электроэнергии – организационно-техническая система, состоящая из комплекса технических средств и персонала, эксплуатирующего его по правилам (алгоритмам), в которой измерительные каналы, установленные на энергообъектах, объединены соответствующим оборудованием сбора, передачи и обработки результатов измерения для автоматизированного определения количества электроэнергии, перемещаемой через точки учета.

Примечание – Определение относится также к автоматизированным системам коммерческого учета электроэнергии (АСКУЭ), автоматизированным информационно-



измерительным системам коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) и другим автоматизированным системам, выполняющим указанные в определении функции.

3.2 Измерительный комплекс (измерительный канал АСУЭ) – совокупность средств измерений с нормированными метрологическими характеристиками (масштабных измерительных преобразователей – трансформаторов тока и напряжения, автоматизированного средства измерений – счетчика электроэнергии), соединенных между собой линиями связи (вторичными цепями) в соответствии с технической и нормативной документацией, и образующих непрерывный путь прохождения измерительного сигнала для определения количества электрической энергии в точке учета.

3.3 Государственный метрологический надзор – деятельность, осуществляемая уполномоченными национальными органами и заключающаяся в систематической проверке соблюдения требований, установленных национальным законодательством в области обеспечения единства измерений.

4 Общие положения

4.1 Метрологическое обеспечение измерительных комплексов осуществляется в соответствии с национальным законодательством, а также нормативными, техническими и методическими документами в области обеспечения единства измерений государств – участников Содружества Независимых Государств (далее – государства – участники СНГ), приведенными в Приложении А.

4.2 Метрологическое обеспечение измерительных комплексов осуществляется на всех этапах (стадиях) жизненного цикла измерительных комплексов и включает в себя приведенные в п.п. 4.2.1–4.2.3 работы, выполняемые в соответствии с национальным законодательством государств – участников СНГ.

4.2.1 На этапе разработки (проектирования) осуществляются:

- нормирование, расчет метрологических характеристик (характеристик погрешности) измерительных комплексов;
- метрологическая экспертиза технической документации;
- разработка проекта методики измерений количества электрической энергии.

4.2.2 На этапе производства (изготовления, монтажа и наладки на энергообъекте, ввода в действие) осуществляются:

- первичная поверка средств измерений, входящих в состав измерительных комплексов;
- проверка (метрологическое обследование) измерительных комплексов с оформлением паспортов-протоколов измерительных комплексов;
- предварительные испытания;
- опытная эксплуатация;
- аттестация методики измерений количества электрической энергии;
- разработка и утверждение методик поверки измерительных комплексов (АСУЭ);
- испытания в целях утверждения типа и утверждение типа или



метрологическая аттестация измерительных комплексов (АСУЭ);

- первичная поверка измерительных комплексов (АСУЭ);
- приемочные испытания;
- освидетельствование измерительных комплексов при вводе в эксплуатацию.

4.2.3 На этапе эксплуатации осуществляются:

- периодическая поверка средств измерений, входящих в состав измерительных комплексов (периодическая поверка измерительных комплексов или периодическая поверка АСУЭ в целом);

- проверка счетчиков электрической энергии;
- периодическая проверка (периодическое метрологическое обследование) измерительных комплексов;
- освидетельствование измерительных комплексов;
- метрологический надзор.

4.3 Поверка, испытания в целях утверждения типа и метрологическая аттестация, осуществляемые при метрологическом обеспечении измерительных комплексов, должны производиться организациями, уполномоченными (аккредитованными) на осуществление указанных видов деятельности в соответствии с национальным законодательством государств – участников СНГ.

5 Метрологическое обеспечение на этапе проектирования

5.1 Нормирование, расчет метрологических характеристик измерительных комплексов

5.1.1 В техническое задание на создание (проектирование) измерительных комплексов (проектную документацию на сооружение или реконструкцию энергообъектов) или в техническое задание на создание АСУЭ включают требования к метрологическому обеспечению в соответствии с ГОСТ 34.602. В техническом задании приводят перечень измерительных комплексов (измерительных каналов АСУЭ), требования к метрологическим характеристикам средств измерений, входящих в состав измерительных комплексов (измерительных каналов АСУЭ), и требования к метрологическим характеристикам измерительных комплексов (измерительных каналов АСУЭ) в целом.

5.1.2 Измерительные комплексы включают в себя счетчики электрической энергии, измерительные трансформаторы тока, измерительные трансформаторы напряжения и линии соединения счетчиков электрической энергии с трансформаторами тока и трансформаторами напряжения.

5.1.3 В состав измерительных комплексов включаются средства измерений, метрологические характеристики (классы точности) которых соответствуют требованиям, установленным в нормативных документах [2], [3], утвержденных Электроэнергетическим Советом Содружества Независимых Государств (далее – ЭЭС СНГ), и требованиям, приведенным в Приложении Б.

5.1.4 Метрологические характеристики измерительных комплексов устанавливаются в соответствии с ГОСТ 8.009. Показатели точности измерительных



комплексов могут быть установлены в виде пределов допускаемой погрешности или границ (верхней и нижней) интервала, в котором находится погрешность с заданной вероятностью.

5.1.5 При нормировании пределов (границ) допускаемой погрешности измерительных комплексов устанавливаются:

- пределы (положительный и отрицательный) допускаемой основной погрешности или пределы допускаемой систематической составляющей и допускаемого среднего квадратического отклонения случайной составляющей основной погрешности (для средств измерений, в методиках поверки которых предусмотрен расчет среднего квадратического отклонения);

- пределы (положительный и отрицательный) допускаемой дополнительной погрешности или ее составляющих (наибольшее допускаемое изменение погрешности, обусловленное изменением влияющих величин в пределах установленного диапазона значений), или пределы допускаемой погрешности в интервале влияющей величины, или функции влияния.

5.1.6 Установленные значения показателей точности измерительных комплексов должны соответствовать требованиям к точности измерений количества электрической энергии, перемещаемой по межгосударственным линиям электропередачи (МГЛЭП), приведенным в соответствующих нормативно-технических документах, утверждаемых ЭЭС СНГ.

Примечание – В настоящее время требования к погрешности измерений (нормы погрешности измерений) количества электрической энергии, перемещаемой по МГЛЭП, приведены в «Правилах освидетельствования измерительного комплекса учета электрической энергии на межгосударственных линиях электропередачи» [3].

5.1.7 Нормирование метрологических характеристик измерительных комплексов должно обеспечиваться:

- расчетами пределов (границ) допускаемой погрешности измерительных комплексов в рабочих условиях по нормированным метрологическим характеристикам всех компонентов;

- контролем метрологических характеристик измерительных комплексов и их компонентов при испытаниях и поверке.

5.1.8 Расчет характеристик погрешности измерительных комплексов рекомендуется выполнять в соответствии с Приложением В, в котором учтены основные положения РМГ 62-2003.

Примечание – При составлении Приложения В учитывались также положения нормативных документов РД 50-453-84 «Методические указания. Характеристики погрешности средств измерений в реальных условиях эксплуатации. Методы расчета» и РД 153-34.0-11.209-99 «Автоматизированные системы контроля и учёта электроэнергии и мощности. Типовая методика выполнения измерений электроэнергии и мощности», действующих в Российской Федерации.

5.1.9 В случае проектирования АСУЭ методика расчета с примером расчета характеристик погрешности измерительных комплексов (измерительных каналов АСУЭ) должна быть приведена в эксплуатационной документации на АСУЭ.



5.2 Метрологическая экспертиза технической документации

5.2.1 Метрологическую экспертизу проектной документации энергообъектов, а также технических документов на измерительные комплексы (АСУЭ), проводят в соответствии с РМГ 63-2003.

5.2.2 Метрологической экспертизе подвергаются следующие технические документы на измерительные комплексы (АСУЭ):

- техническое задание на создание (проектирование) измерительных комплексов (проектная документация на сооружение или реконструкцию энергообъектов), техническое задание создание на АСУЭ;
- проектные и эксплуатационные документы (для АСУЭ);
- методика расчета метрологических характеристик измерительных комплексов (измерительных каналов АСУЭ) по метрологическим характеристикам средств измерений, входящих в состав измерительных комплексов (а также с учетом при необходимости характеристик иных компонентов измерительных комплексов или АСУЭ, влияющих на метрологические характеристики);
- программа и методика испытаний.

5.3 Разработка проекта методики измерений количества электрической энергии

5.3.1 Измерения (учет) электрической энергии с помощью измерительных комплексов (АСУЭ) должны выполняться с применением методики измерений.

Разработку методики измерений осуществляют в соответствии с ГОСТ 8.010.

5.3.2 В методике измерений количества электрической энергии должна содержаться следующая информация:

- перечень точек учета электрической энергии с указанием мест установки и характеристик средств измерений, входящих в состав измерительных комплексов;
- перечень измеряемых величин;
- требования к показателям точности (погрешности) измерений;
- требования к средствам измерений;
- методика математической обработки результатов измерений;
- формы представления результатов измерений электрической энергии.

5.3.3 Рекомендации по построению и содержанию методики измерений количества электрической энергии с использованием измерительных комплексов (АСУЭ) приведены в Приложении Г.

6 Метрологическое обеспечение на этапе производства

6.1 Первичная поверка средств измерений, входящих в состав измерительных комплексов

При комплектации измерительных комплексов (АСУЭ) применяют измерительные трансформаторы тока, измерительные трансформаторы напряжения и счетчики электрической энергии утвержденных типов (тип средств измерений должен



быть утвержден в том государстве – участнике СНГ, где эти средства измерений устанавливаются и эксплуатируются) прошедшие поверку.

6.2 Проверка (метрологическое обследование) измерительных комплексов

6.2.1 Измерительные комплексы (измерительные каналы АСУЭ) подлежат проверке (метрологическому обследованию), включая:

- определение вторичной нагрузки трансформаторов тока;
- определение мощности нагрузки трансформаторов напряжения;
- определение потерь напряжения в линиях соединения счетчиков электрической энергии с трансформаторами напряжения.

6.2.2 Измерения при проведении указанных выше работ должны выполняться в соответствии с нормативными документами [4], [5], [6], утвержденными ЭЭС СНГ, или по другим аттестованным методикам (методам) измерений.

6.2.3 Каждый измерительный комплекс (измерительный канал АСУЭ) должен иметь паспорт-протокол, оформленный по результатам проверки (метрологического обследования) измерительного комплекса.

6.2.4 Паспорт-протокол должен содержать информацию обо всех средствах измерений, входящих в состав измерительного комплекса, в том числе следующую информацию: наименования и типы средств измерений, заводские номера, метрологические характеристики (классы точности), регистрационные номера в информационном фонде по обеспечению единства измерений (регистрационные номера в национальных реестрах средств измерений государств – участников СНГ), дату последней поверки, дату очередной поверки и (или) интервал между поверками.

6.2.5 Паспорт-протокол должен быть составлен в соответствии с требованиями, приведенными в нормативных документах [2], [3], утвержденных ЭЭС СНГ.

6.3 Предварительные испытания

6.3.1 Предварительные испытания АСУЭ проводят в соответствии с ГОСТ 34.603 (или другими соответствующими нормативными документами, действующими в государствах – участниках СНГ) с целью определения работоспособности АСУЭ, определения соответствия АСУЭ основным техническим требованиям, установленным в нормативных документах [2], [7], утвержденных ЭЭС СНГ, и решения вопроса о возможности приемки АСУЭ в опытную эксплуатацию.

6.3.2 Предварительные испытания выполняются после проведения исполнителем (подрядчиком) наладки и тестирования поставляемых программных и технических средств АСУЭ и представления им соответствующих документов об их готовности к испытаниям.

6.3.3 Предварительные испытания АСУЭ выполняются организацией-разработчиком (организацией, выполняющей монтаж, наладку АСУЭ) совместно с организацией-заказчиком (в том числе совместно с метрологической службой организации-заказчика).

6.3.4 При проведении предварительных испытаний оцениваются погрешности каждого измерительного комплекса, входящего в состав АСУЭ. Погрешности



определяют расчетно-экспериментальным или расчетным способом с учетом дополнительных погрешностей средств измерений, входящих в измерительные комплексы, для реальных условий эксплуатации АСУЭ.

6.3.5 Если погрешность измерительного комплекса превышает пределы допускаемой погрешности, установленные в техническом задании (проектной документации на АСУЭ), то определяется причина и принимаются меры по приведению погрешности измерительного комплекса в соответствие установленным значениям погрешности. После устранения недостатков проводят повторные испытания.

6.3.6 По результатам предварительных испытаний оформляется протокол предварительных испытаний АСУЭ или перечень необходимых доработок (изменений).

6.3.7 При положительных результатах предварительных испытаний оформляется акт о приемке АСУЭ в опытную эксплуатацию.

6.4 Опытная эксплуатация

6.4.1 Опытную эксплуатацию АСУЭ проводят в соответствии с ГОСТ 34.603 (или другими соответствующими нормативными документами, действующими в государствах – участниках СНГ) с целью определения фактических значений количественных и качественных характеристик АСУЭ и готовности персонала к работе в условиях функционирования АСУЭ, корректировки (при необходимости) документации и программного обеспечения АСУЭ, решения вопроса о возможности проведения приемочных испытаний.

6.4.2 Результаты опытной эксплуатации заносятся в рабочий журнал опытной эксплуатации, в котором указывается продолжительность функционирования АСУЭ, информация об отказах и нарушениях в работе АСУЭ с указанием времени и характера происшествия, принятые меры по восстановлению работоспособности и рекомендации по внесению изменений.

6.4.3 По результатам опытной эксплуатации АСУЭ принимается решение о возможности предъявления АСУЭ на приемочные испытания, оформляется акт о завершении опытной эксплуатации и допуске АСУЭ к приемочным испытаниям.

6.5 Аттестация методики измерений количества электрической энергии

6.5.1 Методики измерений количества электрической энергии должны быть аттестованы в соответствии с требованиями, установленными национальным законодательством, а также нормативными, техническими и методическими документами в области обеспечения единства измерений государств – участников СНГ.

6.5.2 При аттестации и последующем применении методик измерений количества электрической энергии, в том числе при необходимости внесения (представления) сведений об аттестованных методиках измерений в межгосударственный реестр методик измерений, также следует руководствоваться порядком проведения соответствующих работ, установленным ПМГ 126-2013 и ПМГ 118-2013.



6.6 Разработка и утверждение методик поверки измерительных комплексов (АСУЭ)

6.6.1 Методика поверки измерительных комплексов (АСУЭ) оформляется в соответствии с РМГ 51.

6.6.2 В методике поверки должны быть установлены требования к проведению следующих видов поверок:

- первичной поверки при вводе в эксплуатацию;
- первичной поверки после ремонта (замены) компонентов, влияющих на погрешность измерительных комплексов (измерительных каналов АСУЭ);
- периодической поверки, выполняемой в процессе эксплуатации.

6.6.3 В методике поверки должны быть даны прямые указания, касающиеся видов поверки средств измерений, входящих в состав измерительных комплексов (измерительных каналов АСУЭ):

- при комплектной поверке метрологические характеристики проверяют для измерительного комплекса (измерительного канала АСУЭ) в целом и, соответственно, средства измерений, входящие в состав измерительного комплекса (измерительного канала АСУЭ), не должны подлежать отдельной поверке в соответствии с распространяющимися на них методиками поверки;

- при поэлементной (покомпонентной) поверке измерительных комплексов (измерительных каналов АСУЭ) средства измерений, входящие в их состав, поверяются отдельно в соответствии с распространяющимися на них методиками поверки.

6.6.4 В целях сокращения продолжительности первичной поверки после ремонта (замены) компонентов измерительных комплексов (измерительных каналов АСУЭ) рекомендуется в методике поверки указать, что проведение поверки в таком случае осуществляется только для вносимых изменений.

6.6.5 В методике поверки должны быть приведены требования к проверке программного обеспечения.

6.6.6 Рекомендации по построению и содержанию методики поверки приведены в Приложении Д.

6.6.7 Методики поверки утверждаются в соответствии с национальным законодательством государств – участников СНГ.

6.7 Испытания в целях утверждения типа и утверждение типа или метрологическая аттестация измерительных комплексов (АСУЭ)

6.7.1 Измерительные комплексы или АСУЭ в целом подлежат утверждению типа средств измерений или метрологической аттестации средств измерений, если это предусмотрено национальным законодательством или нормативными документами государств – участников СНГ.

6.7.2 При утверждении типа измерительных комплексов или АСУЭ в целом, в том числе при необходимости внесения (представления) сведений об утвержденных типах измерительных комплексов или АСУЭ в межгосударственный реестр средств



измерений, также следует руководствоваться порядком проведения соответствующих работ, установленным ПМГ 122-2013, ПМГ 123-2013 и ПМГ 124-2013.

6.7.3 При проведении испытаний измерительных комплексов или АСУЭ в целях утверждения типа рекомендуется руководствоваться порядком организации и проведения испытаний средств измерений в целях утверждения типа и порядком оформления результатов этих испытаний, установленным ПМГ 121-2013.

6.7.4 Испытания в целях утверждения типа (метрологическая аттестация) измерительных комплексов или АСУЭ в целом проводятся в соответствии с программой испытаний (программой метрологической аттестации). Программа испытаний (программа метрологической аттестации) должна предусматривать:

- определение метрологических характеристик измерительных комплексов (АСУЭ);

- идентификацию программного обеспечения (проверку версии и контрольной суммы программного обеспечения), проверку обеспечения его защиты от непреднамеренных и преднамеренных изменений и оценку влияния программного обеспечения на метрологические характеристики измерительных комплексов или АСУЭ (при наличии программного обеспечения);

- разработку или выбор методики поверки измерительных комплексов (АСУЭ) и ее опробование;

- определение интервала между поверками измерительных комплексов (АСУЭ).

6.7.5 Оформление программы испытаний в целях утверждения типа (программы метрологической аттестации) должно соответствовать требованиям нормативных, технических и методических документов в области обеспечения единства измерений государств – участников СНГ.

Примечание – Требования к построению, изложению и оформлению программы испытаний в целях утверждения типа средств измерений приведены также в ПМГ 121-2013.

6.8 Первичная поверка измерительных комплексов (АСУЭ)

6.8.1 Измерительные комплексы или АСУЭ в целом подлежат первичной поверке, если это предусмотрено национальным законодательством или нормативными документами государств – участников СНГ.

6.8.2 Первичную поверку измерительных комплексов или АСУЭ в целом проводят до ввода измерительных комплексов или АСУЭ в эксплуатацию.

6.8.3 Первичная поверка измерительных комплексов или АСУЭ в целом должна проводиться в соответствии с утвержденной (установленной) методикой поверки.

6.8.4 Все средства измерений, применяемые при поверке измерительных комплексов или АСУЭ в целом, должны быть исправны и иметь действующие знаки поверки и (или) свидетельства (сертификаты) о поверке. Испытательное оборудование должно быть аттестовано в соответствии с национальным законодательством государств – участников СНГ.

6.8.5 Оборудование, используемое при поверке, должно соответствовать требованиям, установленным национальным законодательством в области обеспечения единства измерений государств – участников СНГ.



6.9 Приемочные испытания

6.9.1 Приемочные испытания АСУЭ проводят в соответствии с национальным законодательством государств – участников СНГ с целью определения соответствия АСУЭ техническому заданию и приемки АСУЭ в эксплуатацию.

6.9.2 Приемочные испытания проводят в соответствии с программой, в которой в части проверки метрологических характеристик указывают:

- перечень измерительных комплексов, подвергаемых испытаниям;
- виды и методы испытаний;
- технические и метрологические характеристики оборудования (средств измерений, испытательного и вспомогательного оборудования), применяемого при испытаниях;
- сроки проведения испытаний;
- участников проведения испытаний;
- перечень оформляемой документации.

6.9.3 Для проведения приемочных испытаний должна быть в наличии следующая документация:

- техническое задание на создание АСУЭ;
- проектные документы;
- акт приемки в опытную эксплуатацию;
- рабочие журналы опытной эксплуатации;
- акт допуска АСУЭ к приемочным испытаниям;
- программа и методика приемочных испытаний;
- паспорта-протоколы измерительных комплексов (измерительных каналов АСУЭ);
- аттестованная методика измерений количества электрической энергии;
- иные документы в области метрологического обеспечения.

6.9.4 При положительных результатах приемочных испытаний оформляется акт о приемке АСУЭ в эксплуатацию.

6.10 Освидетельствование измерительных комплексов при вводе в эксплуатацию

6.10.1 Освидетельствование измерительных комплексов проводится с целью проверки соответствия погрешности измерительных комплексов установленным требованиям.

6.10.2 Освидетельствование измерительных комплексов проводится по правилам, установленным в нормативном документе [3].



7 Метрологическое обеспечение на этапе эксплуатации

7.1 Поверка средств измерений, входящих в состав измерительных комплексов (поверка измерительных комплексов или поверка АСУЭ в целом)

7.1.1 На этапе эксплуатации средства измерений, входящие в состав измерительных комплексов, подлежат периодической поверке.

7.1.2 Измерительные комплексы или АСУЭ в целом подлежат поверке, если это предусмотрено национальным законодательством или нормативными документами государств – участников СНГ.

7.1.3 Поверка средств измерений, входящих в состав измерительных комплексов, поверка измерительных комплексов и поверка АСУЭ должна проводиться в соответствии с утвержденными (установленными) методиками поверки.

Примечание – Сведения о методике поверки указываются в свидетельстве (сертификате) об утверждении типа средств измерений и (или) в описании типа средства измерений.

7.1.4 Средства измерений и испытательное оборудование, применяемые при поверке средств измерений, входящих в состав измерительных комплексов, а также при поверке измерительных комплексов или АСУЭ в целом, должны соответствовать требованиям, приведенным в п.п. 6.8.4, 6.8.5.

7.2 Проверка счетчиков электрической энергии

7.2.1 Проверки счетчиков электрической энергии, входящих в состав измерительных комплексов, проводятся с целью оценки соответствия погрешности счетчиков установленным требованиям.

7.2.2 Периодичность проверок и состав специалистов, проводящих проверки, устанавливаются в соответствии с национальным законодательством государств – участников СНГ и нормативным документом [2], утвержденным ЭЭС СНГ.

7.2.3 При проведении проверки счетчиков электрической энергии определяется их текущая погрешность на месте эксплуатации при действующих на момент проверки значениях напряжения и тока на измерительных входах счетчиков. Проверка должна проводиться в условиях эксплуатации счетчиков, соответствующих установленным рабочим условиям, приведенным в нормативных (или технических) документах на счетчики, а также при значении тока и других влияющих величин, при которых нормируются погрешности проверяемых счетчиков.

Примечание – При необходимости, а также в случаях, если это предусмотрено нормативными документами, утвержденными ЭЭС СНГ, или нормативными документами государств – участников СНГ, определяется погрешность счетчика электрической энергии при нескольких значениях тока рабочего диапазона счетчика или части рабочего диапазона.

7.2.4 Определение погрешности счетчиков электрической энергии должно проводиться с применением эталонных средств измерений, прошедших поверку и (или) калибровку.

7.2.5 Определение погрешности счетчика электрической энергии проводят с применением эталонного счетчика электрической энергии, обеспечивающего измерение электрической энергии и (или) вычисление погрешности проверяемого счетчика электрической энергии во всем диапазоне нормируемых (рабочих) значений тока и напряжения проверяемого счетчика. Соотношение пределов допускаемой



погрешности эталонного счетчика электрической энергии и пределов допускаемой погрешности проверяемого счетчика должно быть не более $1/2$.

Примечания

1 При вычислении погрешности проверяемого счетчика электрической энергии показание проверяемого счетчика (значение электрической энергии, измеренное проверяемым счетчиком) может определяться по сигналам с испытательного выхода проверяемого счетчика.

2 Если необходимо определить погрешность счетчика электрической энергии при нескольких значениях тока рабочего диапазона счетчика или части рабочего диапазона, применяют трехфазный источник напряжения и тока, обеспечивающий задание необходимых значений тока, и эталонный счетчик электрической энергии.

7.2.6 Если погрешность проверяемого счетчика электрической энергии превышает допустимое значение (пределы допускаемой погрешности, приведенные в нормативной или технической (эксплуатационной) документации на проверяемый счетчик), то счетчик подлежит замене в порядке, установленном нормативным документом [2], и соответствующие изменения вносятся в паспорт-протокол измерительного комплекса.

7.2.7 По результатам проверки оформляется акт проверки счетчиков электрической энергии в точке учета по форме, установленной в нормативном документе [2].

7.3 Периодическая проверка (периодическое метрологическое обследование) измерительных комплексов

7.3.1 Организация (предприятие), эксплуатирующая измерительные комплексы, проводит периодическую проверку (периодическое метрологическое обследование) измерительных комплексов (измерительных каналов АСУЭ) в порядке, установленном в организации. При этом периодичность проверок, установленная в организации, должна соответствовать требованиям (рекомендациям), приведенным в нормативном документе [2].

7.3.2 Проверку измерительных комплексов (измерительных каналов АСУЭ) проводят также после замены измерительных трансформаторов тока или измерительных трансформаторов напряжения и после изменения электрической схемы их вторичных цепей.

7.3.3 Результаты периодической проверки (периодического метрологического обследования) измерительного комплекса (измерительного канала АСУЭ) вносятся в паспорт-протокол, оформленный в соответствии с п.п. 6.2.4, 6.2.5.

7.4 Освидетельствование измерительных комплексов

Освидетельствование измерительных комплексов на этапе их эксплуатации проводится в случаях (с периодичностью) и по правилам, установленным в нормативном документе [3].

7.5 Метрологический надзор

Организация, порядок проведения и содержание работ, проводимых при государственном метрологическом надзоре и метрологическом надзоре, осуществляемом метрологической службой организации, применяющей



(эксплуатирующей) измерительный комплекс, должны определяться в соответствии с национальным законодательством, а также нормативными и методическими документами в области обеспечения единства измерений государств – участников СНГ.



Приложение А (справочное)

Перечень рекомендуемых документов, в соответствии с которыми осуществляется метрологическое обеспечение измерительных комплексов учета электрической энергии

ГОСТ 8.009–84 Государственная система обеспечения единства измерений. Нормируемые метрологические характеристики средств измерений.

ГОСТ 8.010–2013 Государственная система обеспечения единства измерений. Методики выполнения измерений. Основные положения

ГОСТ 8.603–2011 Государственная система обеспечения единства измерений. Системы измерительные информационные и автоматизированные системы управления технологическими процессами. Метрологическое обеспечение. Основные положения

ГОСТ 27.002–89 Надежность в технике. Основные понятия. Термины и определения

ГОСТ 27.301–95 Надежность в технике. Расчет надежности. Основные положения

ГОСТ 34.601–90 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания

ГОСТ 34.602–89 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Техническое задание на создание автоматизированной системы

ГОСТ 34.603–92 Информационная технология. Виды испытаний автоматизированных систем

ГОСТ 1983–2001 Трансформаторы напряжения. Общие технические условия

ГОСТ 7746–2001 Трансформаторы тока. Общие технические условия

ГОСТ 31819.22–2012 (IEC 62053-22:2003) Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 22. Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S

ГОСТ 31819.23–2012 (IEC 62053-23:2003) Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Статические счетчики реактивной энергии

ПМГ 06–2001 Порядок признания результатов испытаний и утверждения типа, поверки, метрологической аттестации средств измерений

ПМГ 118–2013 Государственная система обеспечения единства измерений. Порядок ведения межгосударственного Реестра методик выполнения измерений, применяемых в сфере законодательной метрологии

ПМГ 121–2013 Государственная система обеспечения единства измерений. Порядок проведения испытаний средств измерений в целях утверждения типа

ПМГ 122–2013 Государственная система обеспечения единства измерений. Порядок утверждения типа средств измерений



ПМГ 123–2013 Государственная система обеспечения единства измерений. Порядок выдачи документов об утверждении типа средств измерений, установления и изменения срока действия указанных документов и интервала между поверками средств измерений

ПМГ 124–2013 Государственная система обеспечения единства измерений. Порядок ведения Межгосударственного Реестра средств измерений

ПМГ 126–2013 Государственная система обеспечения единства измерений. Порядок аттестации методик выполнения измерений и их применения в сферах законодательной метрологии государств – участников Содружества Независимых Государств

РМГ 29–2013 Государственная система обеспечения единства измерений. Метрология. Основные термины и определения

РМГ 51–2002 Государственная система обеспечения единства измерений. Документы на методики поверки средств измерений

РМГ 62–2003 Государственная система обеспечения единства измерений. Обеспечение эффективности измерений при управлении технологическими процессами. Оценивание погрешности измерений при ограниченной исходной информации

РМГ 63–2003 Государственная система обеспечения единства измерений. Обеспечение эффективности измерений при управлении технологическими процессами. Метрологическая экспертиза технической документации

РМГ 74–2004 Государственная система обеспечения единства измерений. Методы определения межповерочных и межкалибровочных интервалов средств измерений

РМГ 113–2010 Оценка степени риска при планировании госнадзора

РМГ 119–2013 Государственная система обеспечения единства измерений. Общие требования к выполнению поверочных работ

РМГ 120–2013 Государственная система обеспечения единства измерений. Общие требования к выполнению калибровочных работ

РМГ 127–2013 Государственная система обеспечения единства измерений. Порядок аккредитации метрологических служб юридических лиц на право аттестации методик выполнения измерений и проведения метрологической экспертизы документов

РМГ 132–2013 Государственная система обеспечения единства измерений. Системы автоматизированные информационно-измерительные коммерческого учета электрической энергии. Рекомендации по составлению описания типа

РМГ 133–2013 Государственная система обеспечения единства измерений. Системы автоматизированные информационно-измерительные коммерческого учета электрической энергии. Типовая методика поверки

ГОСТ Р 8.654–2015 Государственная система обеспечения единства измерений. Требования к программному обеспечению средств измерений. Основные



положения

ГОСТ Р 8.596–2002 Государственная система обеспечения единства измерений. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения

ГОСТ Р 8.883–2015 Государственная система обеспечения единства измерений. Программное обеспечение средств измерений. Алгоритмы обработки, хранения, защиты и передачи измерительной информации. Методы испытаний

ГОСТ Р 8.884–2015 Государственная система обеспечения единства измерений. Метрологический надзор, осуществляемый метрологическими службами юридических лиц. Основные положения

МИ 187–86 Государственная система обеспечения единства измерений. Критерии достоверности и параметры методик поверки

МИ 188–86 Государственная система обеспечения единства измерений. Установление значений параметров методик поверки

МИ 1314–86 Государственная система обеспечения единства измерений. Порядок проведения метрологической экспертизы технических заданий на разработку средств измерений

МИ 2168–91 Государственная система обеспечения единства измерений. Системы измерительные информационные. Методика расчета метрологических характеристик измерительных каналов по метрологическим характеристикам линейных аналоговых компонентов

МИ 2174–91 Государственная система обеспечения единства измерений. Аттестация алгоритмов и программ обработки данных при измерениях. Основные положения

МИ 2439–97 Государственная система обеспечения единства измерений. Метрологические характеристики измерительных систем. Номенклатура, принципы регламентации, определения и контроля

МИ 2999–2011 Государственная система обеспечения единства измерений. Системы автоматизированные информационно-измерительные коммерческого учета электрической энергии. Рекомендации по составлению описания типа

МИ 3000–2006 Государственная система обеспечения единства измерений. Системы автоматизированные информационно-измерительные коммерческого учета электроэнергии. Типовая методика поверки

МИ 3290–2010 Государственная система обеспечения единства измерений. Рекомендация по подготовке, оформлению и рассмотрению материалов испытаний средств измерений в целях утверждения типа

Р 50.2.077–2014 Государственная система обеспечения единства измерений. Испытания средств измерений в целях утверждения типа. Проверка обеспечения защиты программного обеспечения

РД 50-453–84 Методические указания. Характеристики погрешности средств измерений в реальных условиях эксплуатации. Методы расчета

РД 153-34.0-11.209–99 Автоматизированные системы контроля и учёта



электроэнергии и мощности. Типовая методика выполнения измерений электроэнергии и мощности

СТБ 2096-2010 Автоматизированные системы контроля и учета электрической энергии. Общие технические требования

ТКП 355-2011 (02230/03220) Система обеспечения единства измерений Республики Беларусь. Порядок метрологического обеспечения автоматизированных систем контроля и учета электрической энергии

ИКЭС–НР–024–2009 Метрология. Термины и определения в электроэнергетике. Дополнения к Рекомендациям по межгосударственной стандартизации «Метрология. Основные термины и определения» (утверждены Решением ЭЭС СНГ, Протокол № 33, Российская Федерация, г. Москва, 23 мая 2008 г.)

ИКЭС–Р–005–2008 Регламент учета межгосударственных перетоков электроэнергии (утвержден Решением ЭЭС СНГ, Протокол № 33, Российская Федерация, г. Москва, 23 мая 2008 г.)

ИКЭС–ПР–021–2009 Типовые правила учета и контроля перемещения электроэнергии между электроэнергетическими системами государств – участников Содружества Независимых Государств (утверждены Решением ЭЭС СНГ, Протокол № 24, Российская Федерация, г. Москва, 10 октября 2003 г.)

ИКЭС–ПР–023–2009 Правила освидетельствования измерительного комплекса учета электрической энергии на межгосударственных линиях электропередачи (утверждены Решением ЭЭС СНГ, Протокол № 33, Российская Федерация, г. Москва, 23 мая 2008 г.)

ИКЭС–МТ–036–2012 Типовая методика выполнения измерений потерь напряжения в линиях соединения счетчика с трансформатором напряжения (утверждена Решением ЭЭС СНГ, Протокол № 42, Республика Беларусь, г. Минск, 19 октября 2012 г.)

ИКЭС–МТ–037–2012 Типовая методика выполнения измерений вторичной нагрузки трансформаторов тока в условиях эксплуатации (утверждена Решением ЭЭС СНГ, Протокол № 42, Республика Беларусь, г. Минск, 19 октября 2012 г.)

ИКЭС–МТ–038–2012 Типовая методика выполнения измерений мощности нагрузки трансформаторов напряжения в условиях эксплуатации (утверждена Решением ЭЭС СНГ, Протокол № 42, Республика Беларусь, г. Минск, 19 октября 2012 г.)

ИКЭС–НО–022–2009 Унифицированный формат макета обмена данными по учету межгосударственных перетоков электроэнергии (утвержден Решением ЭЭС СНГ, Протокол № 33, Российская Федерация, г. Москва, 23 мая 2008 г.)

Международный словарь по метрологии: основные и общие понятия и соответствующие термины: Перевод с англ. и фр. / ВНИИМ им. Д. И. Менделеева, БелГИМ. – СПб.: НПО «Профессионал», 2010. – 84 с.

СООМЕТ R/LM10:2004 Программное обеспечение средств измерений. Общие технические требования



OIML D 31. Edition 2008(E) «General requirements for software controlled measuring instruments» (Общие требования к средствам измерений с программным управлением)

Welmeс 7.2. European cooperation in legal metrology. Software Guide (Measuring Instruments Directive 2004/22/EC) (Руководство по программному обеспечению (Директива по измерительным приборам 2004/22/EC))



Приложение Б (обязательное)

Требования к метрологическим характеристикам средств измерений, входящих в состав измерительных комплексов

Б.1 Требования к измерительным трансформаторам тока

Б.1.1 В составе вновь вводимых в эксплуатацию измерительных комплексов учета электрической энергии, перемещаемой по МГЛЭП напряжением 220 кВ и выше, использованию подлежат измерительные трансформаторы тока класса точности 0,2S по ГОСТ 7746.

Б.1.2 В составе вновь вводимых в эксплуатацию измерительных комплексов учета электрической энергии, перемещаемой по МГЛЭП напряжением 110 кВ и ниже, использованию подлежат измерительные трансформаторы тока классов точности 0,2S или 0,5S по ГОСТ 7746.

Б.1.3 В составе находящихся в эксплуатации (введенных в эксплуатацию до 2008 года) измерительных комплексов учета электрической энергии, перемещаемой по МГЛЭП, использованию подлежат измерительные трансформаторы тока классов точности не ниже 0,5 по ГОСТ 7746.

Б.2 Требования к измерительным трансформаторам напряжения

Б.2.1 В составе вновь вводимых в эксплуатацию измерительных комплексов учета электрической энергии, перемещаемой по МГЛЭП напряжением 220 кВ и выше, использованию подлежат измерительные трансформаторы напряжения классаточности 0,2 по ГОСТ 1983.

Б.2.2 В составе вновь вводимых в эксплуатацию измерительных комплексов учета электрической энергии, перемещаемой по МГЛЭП напряжением 110 кВ и ниже, использованию подлежат измерительные трансформаторы напряжения классов точности 0,2 или 0,5 по ГОСТ 1983.

Б.2.3 В составе находящихся в эксплуатации (введенных в эксплуатацию до 2008 года) измерительных комплексов учета электрической энергии, перемещаемой по МГЛЭП, использованию подлежат измерительные трансформаторы напряжения классов точности не ниже 0,5 по ГОСТ 1983.

Б.2.4 Провода, используемые во вторичных цепях трансформаторов напряжения, должны иметь такое сечение и длину, чтобы потери напряжения в линиях от вторичных обмоток трансформаторов напряжения до счетчиков электрической энергии (линиях соединения счетчиков электрической энергии с измерительными трансформаторами напряжения) не превышали:

- для трансформаторов напряжения класса точности 0,2 – 0,125 % от номинального напряжения вторичных обмоток трансформаторов напряжения;

- для трансформаторов напряжения класса точности 0,5 – 0,25 % от номинального напряжения вторичных обмоток трансформаторов напряжения.

Б.3 Требования к счетчикам электрической энергии

Б.3.1 В состав вновь вводимых в эксплуатацию измерительных комплексов должны включаться счетчики электрической энергии, предназначенные для измерений активной и реактивной электрической энергии в двух направлениях



(прием и отдача).

Б.3.2 В составе вновь вводимых в эксплуатацию измерительных комплексов учета электрической энергии, перемещаемой по МГЛЭП напряжением 220 кВ и выше, использованию подлежат:

- счетчики активной электрической энергии класса точности 0,2S по ГОСТ 31819.22;

- счетчики реактивной электрической энергии класса точности 1 по ГОСТ 31819.23;

Б.3.3 В составе вновь вводимых в эксплуатацию измерительных комплексов учета электрической энергии, перемещаемой по МГЛЭП напряжением 110 кВ и ниже, использованию подлежат:

- счетчики активной электрической энергии классов точности 0,2S или 0,5S по ГОСТ 31819.22;

- счетчики реактивной электрической энергии класса точности 1 по ГОСТ 31819.23.



Приложение В (рекомендуемое)

Расчет погрешности измерительного комплекса

В.1 При измерениях электрической энергии, выполняемых с использованием измерительного комплекса, в состав которого входят измерительные трансформаторы тока, измерительные трансформаторы напряжения, счетчик электрической энергии и линии соединения счетчика электрической энергии с трансформатором тока и трансформатором напряжения, расчет доверительных границ относительной погрешности измерений электрической энергии при доверительной вероятности, равной 0,95, δ_w , %, выполняют по формуле

$$\delta_w = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\delta_I^2 + \delta_U^2 + \delta_\Theta^2 + \delta_L^2 + \delta_{CO}^2 + \sum_{i=1}^l \delta_{Ci}^2}, \quad (\text{В.1})$$

где δ_I – пределы допускаемой токовой погрешности измерительного трансформатора тока по ГОСТ 7746, %;

δ_U – пределы допускаемой погрешности напряжения измерительного трансформатора напряжения по ГОСТ 1983, %;

δ_Θ – доверительные границы допускаемой погрешности трансформаторной схемы подключения счетчика электрической энергии за счет угловых погрешностей измерительных трансформаторов тока и напряжения, %;

δ_L – пределы допускаемой погрешности из-за потерь напряжения (предел допускаемых потерь напряжения) в линии соединения счетчика электрической энергии с измерительным трансформатором напряжения, %;

δ_{CO} – пределы допускаемой основной относительной погрешности счетчика электрической энергии, %;

δ_{Ci} – пределы допускаемой дополнительной относительной погрешности счетчика электрической энергии от i -й влияющей величины, %;

l – число влияющих величин.

Доверительные границы допускаемой погрешности трансформаторной схемы подключения счетчика электрической энергии определяют по формуле (В.2) при измерении активной электрической энергии и по формуле (В.3) при измерении реактивной электрической энергии:

$$\delta_\Theta = 0,029 \cdot \sqrt{\Theta_I^2 + \Theta_U^2} \cdot \frac{\sqrt{1 - \cos^2 \varphi}}{\cos \varphi}, \quad (\text{В.2})$$

$$\delta_\Theta = 0,029 \cdot \sqrt{\Theta_I^2 + \Theta_U^2} \cdot \frac{\cos \varphi}{\sqrt{1 - \cos^2 \varphi}}, \quad (\text{В.3})$$

где Θ_I – пределы допускаемой угловой погрешности трансформатора тока по ГОСТ 7746, мин;

Θ_U – пределы допускаемой угловой погрешности трансформатора напряжения по ГОСТ 1983, мин;

$\cos \varphi$ – коэффициент мощности.



В.2 Предел допускаемой относительной погрешности группы измерительных комплексов при суммировании результатов измерений электрической энергии, полученных с помощью нескольких измерительных комплексов, $\delta_{W\Sigma}$, %, вычисляют по формуле

$$\delta_{W\Sigma} = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\sum_{i=1}^n \delta_{wi}^2 \cdot d_{wi}^2}, \quad (\text{B.4})$$

где δ_{wi} – относительная погрешность i -го измерительного комплекса, вычисляемая по формуле (B.1);

n – число измерительных комплексов в группе;

d_{wi} – доля электрической энергии, измеренной i -м измерительным комплексом за расчетный период.

Долю электрической энергии, измеренной i -м измерительным комплексом за расчетный период, вычисляют по формуле

$$d_{wi} = \frac{W_i}{W_\Sigma}, \quad (\text{B.5})$$

где W_i – значение электрической энергии, измеренное i -м измерительным комплексом;

$W_\Sigma = \sum_{i=1}^n W_i$ – суммарное значение электрической энергии, измеренное группой, состоящей из n измерительных комплексов.



Приложение Г

Рекомендации по разработке методики измерений количества электрической энергии

Г.1 В настоящем Приложении приведены рекомендации по составлению методики измерений количества электрической энергии с использованием измерительных комплексов (АСУЭ), действующих (вновь сооружаемых или модернизируемых) на энергообъекте. Указанные рекомендации конкретизируют некоторые положения ГОСТ 8.010 применительно к АСУЭ.

Г.2 В методику измерений, рекомендуется включать вводную часть и следующие разделы:

- требования к показателям точности измерений;
- требования к средствам измерений, вспомогательным устройствам;
- метод (методы) измерений;
- требования безопасности;
- требования к квалификации персонала;
- требования к условиям измерений;
- подготовка к выполнению измерений;
- порядок выполнения измерений;
- обработка результатов измерений;
- форма представления результатов измерений;
- контроль точности результатов измерений.

Содержание вводной части и разделов методики измерений – в соответствии с ГОСТ 8.010, а также рекомендациями, приведенными в настоящем Приложении.

Г.3 Во вводной части указывают, что методика относится к измерениям активной и реактивной электрической энергии. В данной части приводятся расчетные периоды для измерения энергии. Указывают, что измерения количества электрической энергии выполняют с использованием АСУЭ (в случае ее наличия) или измерительных комплексов с указанием средств измерений, входящих в состав измерительных комплексов.

В приложениях к методике измерений могут быть приведены однолинейная схема электроснабжения для конкретного энергообъекта с указанием мест установки средств измерений и структурная схема АСУЭ.

Во вводной части указывают, что данная методика измерений используется при коммерческом учете электрической энергии, перемещаемой по МГЛЭП.

Г.4 В разделе «Требования к показателям точности измерений» могут быть приведены числовые значения требуемых характеристик погрешности (допускаемой неопределенности) измерений количества электрической энергии или приписанных характеристик погрешности (приписанной неопределенности) измерений, устанавливаемые с учетом анализа всех ее составляющих (методической, инструментальной и других по ГОСТ 8.010) и полученные при соблюдении



требований данной методики измерений.

Г.5 В разделе «Требования к средствам измерений, вспомогательным устройствам» приводят:

- в случае наличия АСУЭ – наименование применяемой АСУЭ, сведения об утверждении типа или метрологической аттестации АСУЭ (при наличии);

- перечень средств измерений, входящих в состав каждого измерительного комплекса (измерительные трансформаторы тока, измерительные трансформаторы напряжения, счетчики электрической энергии), с указанием типов средств измерений и метрологические характеристики средств измерений (классы точности, номинальный первичный и вторичный ток трансформаторов тока, номинальные напряжения первичных и вторичных обмоток трансформаторов напряжения);

- перечень и параметры (технические характеристики) вспомогательных устройств и других технических средств (устройств сбора и передачи данных, параметры линий соединения счетчиков электрической энергии с измерительными трансформаторами напряжения);

- перечень средств измерений параметров контролируемых присоединений и влияющих величин (термометры, амперметры, вольтметры, фазометры и др.), их назначение (при необходимости) и метрологические характеристики.

Для средств измерений и вспомогательных устройств приводят сведения об измерительном комплексе (присоединении), к которому они относятся (номер измерительного комплекса, наименование присоединения).

Для средств измерений, входящих в состав измерительных комплексов, могут при необходимости указываться сведения об утверждении типа (регистрационные номера в информационном фонде по обеспечению единства измерений) и заводские номера.

Г.6 В разделе «Метод (методы) измерений» приводят описание метода измерений количества электрической энергии.

Г.7 В разделе «Требования безопасности» приводят требования, которые необходимо соблюдать при выполнении измерений для обеспечения безопасности персонала.

Г.8 В разделе «Требования к квалификации персонала» приводят требования к образованию, практическому опыту и подготовке лиц, допускаемых к выполнению измерений, в том числе требования к обучению и проверке знаний по безопасности труда, наличию группы по электробезопасности (в соответствии с нормативными документами, регламентирующими требования безопасности).

Г.9 В разделе «Требования к условиям измерений» указывают условия применения средств измерений, входящих в состав измерительных комплексов, в виде граничных значений, которые указаны в технических (эксплуатационных) документах на эти средства измерений и (или) технических документах на АСУЭ.

В разделе приводят перечень контролируемых присоединений (точек учета, измерительных комплексов), перечень средств измерений, входящих в состав каждого измерительного комплекса, перечень влияющих величин, характеризующих



условия применения средств измерений, номинальные значения и (или) допускаемые границы диапазонов значений влияющих величин, указанные в технических документах на средства измерений и (или) технических документах на АСУЭ, и предельные отклонения влияющих величин в реальных условиях энергообъекта (для каждой точки учета).

В перечень влияющих величин включают:

- величины, характеризующие климатические (а также при необходимости и иные) воздействия;
- параметры контролируемых присоединений (параметры электрической энергии в точке учета электрической энергии);
- мощность нагрузки (вторичную нагрузку) измерительных трансформаторов тока и напряжения;
- потери напряжения в линиях соединения счетчиков электрической энергии с измерительными трансформаторами напряжения.

Примечание – К параметрам контролируемых присоединений (параметрам электрической энергии в точке учета электрической энергии) относят ток, напряжение, частоту, коэффициент мощности и т. п.

В случае использования АСУЭ, кроме условий применения средств измерений, входящих в состав измерительных комплексов, могут также указываться требования к условиям применения и других компонентов АСУЭ (устройств сбора и передачи данных, компьютеров и др.)

Г.10 В разделе «Подготовка к выполнению измерений» приводят описание подготовительных работ, которые проводят перед выполнением измерений с использованием вновь вводимой в эксплуатацию АСУЭ (вновь вводимых в эксплуатацию измерительных комплексов), с использованием ранее установленной действующей АСУЭ (существующих измерительных комплексов) (регулярные измерения) и перед выполнением измерений после ремонта (замены) средств измерений, входящих в состав измерительных комплексов (а также ремонта или замены других компонентов АСУЭ).

Г.11 В разделе «Порядок выполнения измерений» приводят описание операций, которые производят при выполнении измерений количества электрической энергии с использованием измерительных комплексов (АСУЭ).

Г.12 В разделе «Форма представления результатов измерений» приводят требования к представлению результатов измерений электрической энергии за расчетный период, а также за иные согласованные интервалы времени.



Приложение Д

Рекомендации по построению и содержанию методики поверки измерительных комплексов (АСУЭ)

Д.1 В настоящем Приложении приведены рекомендации по построению и содержанию методики поверки измерительных комплексов (АСУЭ). Указанные рекомендации конкретизируют некоторые положения РМГ 51-2002 применительно к АСУЭ.

Д.2 В методику поверки рекомендуется включать вводную часть и следующие разделы:

- операции поверки;
- средства поверки;
- требования безопасности;
- условия поверки;
- подготовка к поверке;
- проведение поверки;
- оформление результатов поверки.

В приложении к методике поверки может быть приведен состав измерительных комплексов (измерительных каналов АСУЭ), подлежащих поверке.

Содержание вводной части и разделов методики поверки – в соответствии с РМГ 51-2002, а также рекомендациями, приведенными в настоящем Приложении.

Д.3 Во вводной части методики поверки указывают измерительные комплексы и (или) наименование и обозначение АСУЭ, на которые распространяется методика поверки.

Если измерительные комплексы (АСУЭ) подвергают поэлементной (покомпонентной) поверке, то указывают, что средства измерений, входящие в состав измерительных комплексов, поверяют согласно распространяющимся на них методикам поверки и с интервалом между поверками, установленными при утверждении их типа.

При проведении первичной поверки в случае ремонта средств измерений (замены средств измерений на аналогичные средства измерений того же класса точности), входящих в измерительные каналы, допускается подвергать поверке только те измерительные каналы, в которых произошли изменения. В этом случае в свидетельстве (сертификате) о поверке приводят перечень измерительных каналов, подвергшихся поверке.

Д.4 В разделе «Операции поверки» приводят перечень операций, выполняемых при поверке. Указанный перечень операций может включать:

- внешний осмотр;
- проверку измерительных компонентов;
- проверку счетчиков электрической энергии;



- проверку устройств сбора и передачи данных (при их наличии);
- проверку функционирования компьютеров АСУЭ;
- проверку мощности нагрузки измерительных трансформаторов напряжения;
- проверку вторичной нагрузки измерительных трансформаторов тока;
- проверку потерь напряжения в линиях соединения счетчиков электрической энергии с измерительными трансформаторами напряжения;
- проверку (расчет) погрешности измерительных комплексов (измерительных каналов АСУЭ) в рабочих условиях эксплуатации (при необходимости);
- проверку погрешности системного времени;
- проверку отсутствия ошибок информационного обмена.

Если при проведении первичной и периодической поверок необходимо предусмотреть различный объем операций (поверок), то это указывают в данном разделе.

Д.5 В разделе «Проведение поверки» приводят описание операций, указанных в разделе «Операции поверки».

Д.5.1 В подразделе «Внешний осмотр» рекомендуется приводить указания по проверке:

- внешнего вида компонентов измерительных комплексов (АСУЭ) (отсутствие видимых повреждений компонентов, наличие необходимых пломб, отсутствие следов коррозии и нагрева в местах подключения проводных линий);
- размещения средств измерений, правильности схем подключения измерительных трансформаторов тока и напряжения к счетчикам электрической энергии;
- соответствия типов и заводских номеров фактически использованных средств измерений, входящих в измерительные комплексы (измерительные каналы АСУЭ), типам и заводским номерам, указанным в технической (эксплуатационной) документации на измерительные комплексы (АСУЭ);
- условий эксплуатации компонентов измерительных комплексов (АСУЭ).

Д.5.2 В подразделе «Проверка измерительных компонентов» приводят указания по проверке средств измерений, входящих в состав измерительных комплексов (в том числе проверке их метрологических характеристик). При поэлементной (покомпонентной) поверке измерительных комплексов (АСУЭ) в данном подразделе приводят указания по проверке свидетельств (сертификатов) о поверке средств измерений (знаков поверки на средствах измерений и (или) записей о проведенной поверке в эксплуатационных документах на средства измерений).

Д.5.3 В подразделе «Проверка счетчиков электрической энергии» приводят указания по проверке:

- правильности подключения счетчиков к цепям тока и напряжения, в частности, правильности чередования фаз (если правильность подключения допускается проводить проверкой данных, приведенных в паспорте-протоколе



измерительного комплекса, то это указывают в данном подразделе);

- целостности пломб на счетчиках и испытательных коробках (например, пломб, установка которых предусмотрена нормативным документом [2], утвержденным ЭЭС СНГ);

- работы всех сегментов индикаторов счетчиков, отсутствие кодов ошибок или предупреждений;

- работоспособности цифровых интерфейсов счетчиков;

- индикации времени и даты в счетчиках.

Д.5.4 В подразделе «Проверка устройств сбора и передачи данных» приводят указания по проверке:

- правильности функционирования устройств сбора и передачи данных в соответствии с эксплуатационными документами на них;

- правильности значений коэффициентов трансформации измерительных трансформаторов, хранящихся в памяти устройств сбора и передачи данных;

- программной защиты устройств сбора и передачи данных (установки пароля) от несанкционированного доступа;

- целостности пломб на устройствах сбора и передачи данных.

Д.5.5 В подразделе «Проверка функционирования компьютеров АСУЭ» приводят указания по проверке компьютеров и установленного программного обеспечения в соответствии с эксплуатационными документами.

Д.5.6 В подразделе «Проверка мощности нагрузки измерительных трансформаторов напряжения» приводят указания по проверке:

- наличия и сохранности пломб на клеммных соединениях, имеющих на линиях соединения измерительных трансформаторов напряжения со счетчиками электрической энергии (если предусмотрена установка данных пломб);

- мощности нагрузки измерительных трансформаторов напряжения с указанием методики (со ссылкой на методику) измерения мощности нагрузки (если соответствие мощности нагрузки установленным требованиям допускается проводить проверкой данных, приведенных в паспорте-протоколе измерительного комплекса, то это указывают в данном подразделе).

Д.5.7 В подразделе «Проверка нагрузки вторичных цепей измерительных трансформаторов тока» приводят указания по проверке:

- наличия и сохранности пломб на клеммных соединениях, имеющих на линиях соединения измерительных трансформаторов тока со счетчиками электрической энергии (если предусмотрена установка данных пломб);

- вторичной нагрузки измерительных трансформаторов тока с указанием методики (со ссылкой на методику) измерения вторичной нагрузки (если соответствие вторичной нагрузки установленным требованиям допускается проводить проверкой данных, приведенных в паспорте-протоколе измерительного комплекса, то это указывают в данном подразделе).



Д.5.8 В подразделе «Проверка потерь напряжения в линиях соединения счетчиков электрической энергии с измерительными трансформаторами напряжения» приводят указания по проверке потерь напряжения в линиях соединения счетчиков электрической энергии с измерительными трансформаторами напряжения с указанием методики (со ссылкой на методику) измерения потерь напряжения. Если измерение потерь напряжения при поверке допускается не проводить, а соответствие потерь напряжения установленным требованиям определять проверкой данных (на основе данных), приведенных в паспорте-протоколе измерительного комплекса, то это указывают в данном подразделе (указывают также условия, при которых допускается при поверке использовать данные, приведенные в паспортах-протоколах измерительных комплексов).

Д.5.9 В подразделе «Проверка (расчет) погрешности измерительных комплексов (измерительных каналов АСУЭ) в рабочих условиях эксплуатации» приводят указания по подтверждению соответствия погрешности измерительных комплексов установленным нормам с описанием способа (экспериментальный, расчетный, расчетно-экспериментальный) определения погрешности измерительных комплексов (измерительных каналов АСУЭ).

При расчетном способе определения погрешности измерительных комплексов (измерительных каналов АСУЭ) подтверждение соответствия погрешности измерительных комплексов установленным нормам осуществляется на основе результатов поэлементной поверки (поверки средств измерений, входящих в состав измерительных комплексов) и расчета погрешности измерительных комплексов на основе нормированных характеристик погрешности средств измерений, входящих в состав измерительных комплексов, предельных значений влияющих величин в рабочих условиях эксплуатации измерительных комплексов и допускаемых значений потерь напряжения в линиях соединения счетчиков электрической энергии с измерительными трансформаторами напряжения.

Д.5.10 В подразделе «Проверка погрешности системного времени» приводят указания по проверке синхронизации внутренних часов и проверке погрешности измерений текущего времени (точности хода часов) счетчиков электрической энергии и других компонентов АСУЭ (устройств сбора и передачи данных, компьютеров).

Д.5.11 В подразделе «Проверка отсутствия ошибок информационного обмена» приводят указания по подтверждению идентичности измерительной информации в счетчиках электрической энергии (исходная информация) и в памяти компьютеров (сервера) АСУЭ.

Д.6 В разделе «Оформление результатов поверки» приводят требования к способу оформления результатов поверки в соответствии с национальным законодательством, а также иными нормативными документами в области обеспечения единства измерений государств – участников СНГ (свидетельство или сертификат о поверке, нанесение знака поверки, записи в эксплуатационных документах, извещение о непригодности).



Библиография

[1] Метрология. Термины и определения в электроэнергетике. Дополнения к Рекомендациям по межгосударственной стандартизации «Метрология. Основные термины и определения» (утверждены Решением ЭЭС СНГ, Протокол № 33, Российская Федерация, г. Москва, 23 мая 2008 г.)

[2] Регламент учета межгосударственных перетоков электроэнергии (утвержден Решением ЭЭС СНГ, Протокол № 33, Российская Федерация, г. Москва, 23 мая 2008 г.)

[3] Правила освидетельствования измерительного комплекса учета электрической энергии на межгосударственных линиях электропередачи (утверждены Решением ЭЭС СНГ, Протокол № 33, Российская Федерация, г. Москва, 23 мая 2008 г.)

[4] Типовая методика выполнения измерений вторичной нагрузки трансформаторов тока в условиях эксплуатации (утверждена Решением ЭЭС СНГ, протокол № 42, Республика Беларусь, г. Минск, 19 октября 2012 г.)

[5] Типовая методика выполнения измерений мощности нагрузки трансформаторов напряжения в условиях эксплуатации (утверждена Решением ЭЭС СНГ, Протокол № 42, Республика Беларусь, г. Минск, 19 октября 2012 г.)

[6] Типовая методика выполнения измерений потерь напряжения в линиях соединения счетчика с трансформатором напряжения (утверждена Решением ЭЭС СНГ, Протокол № 42, Республика Беларусь, г. Минск, 19 октября 2012 г.)

[7] Унифицированный формат макета обмена данными по учету межгосударственных перетоков электроэнергии (утвержден Решением ЭЭС СНГ, Протокол № 33, Российская Федерация, г. Москва, 23 мая 2008 г.)