

ГОСУДАРСТВЕННЫЙ КОМИТЕТ ПО СТАНДАРТИЗАЦИИ
РЕСПУБЛИКИ БЕЛАРУСЬ

РЕСПУБЛИКАНСКОЕ УНИТАРНОЕ ПРЕДПРИЯТИЕ «БЕЛОРУССКИЙ
ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ИНСТИТУТ МЕТРОЛОГИИ»
(БелГИМ)

УДК[[621.31.019.3.08+621.317.385]:

005.332.6:[339.13.017:621.31

(1-67ЕАЭС)]:006.91.073](047.31)

Рег. № НИОКТР

Рег. № ИКРБС



УТВЕРЖДАЮ

Директор БелГИМ

А.В. Казачок

« 19 » 03 2023 г.

ОТЧЕТ

О НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКОЙ РАБОТЕ

Проведение исследований подходов к организации метрологического обеспечения как системы мероприятий, мер и механизмов, изложенных в документах соответствующих международных и региональных организаций в сфере организации учета количества и контроля показателей качества электрической энергии с целью разработки научно обоснованного подхода к установлению требований к измерениям количества и показателей качества электрической энергии при осуществлении торговли электрической энергией на ОЭР Союза на межгосударственных сечениях на государственных границах государств-членов, а также подготовка проекта Рекомендаций Комиссии по установлению указанных требований

по теме:

АНАЛИЗ МЕЖДУНАРОДНЫХ ПОДХОДОВ И ЗАКОНОДАТЕЛЬСТВА ГОСУДАРСТВ – ЧЛЕНОВ ЕВРАЗИЙСКОГО ЭКОНОМИЧЕСКОГО СОЮЗА К ОРГАНИЗАЦИИ МЕТРОЛОГИЧЕСКОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ ИЗМЕРЕНИЙ КОЛИЧЕСТВА И ПАРАМЕТРОВ (ПОКАЗАТЕЛЕЙ) КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ И РАЗРАБОТКА ПРОЕКТА РЕКОМЕНДАЦИЙ ПО УСТАНОВЛЕНИЮ ТРЕБОВАНИЙ К ИЗМЕРЕНИЯМ КОЛИЧЕСТВА И ПАРАМЕТРОВ (ПОКАЗАТЕЛЕЙ) КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ ПРИ ОСУЩЕСТВЛЕНИИ ТОРГОВЛИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИЕЙ НА ОБЩЕМ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОМ РЫНКЕ ЕВРАЗИЙСКОГО ЭКОНОМИЧЕСКОГО СОЮЗА НА МЕЖГОСУДАРСТВЕННЫХ СЕЧЕНИЯХ НА ГОСУДАРСТВЕННЫХ ГРАНИЦАХ ГОСУДАРСТВ – ЧЛЕНОВ ЕВРАЗИЙСКОГО ЭКОНОМИЧЕСКОГО СОЮЗА

(промежуточный, этап 2)

Научный руководитель
директор БелГИМ


2023
Минск 2023

А.В. Казачок

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

Руководитель НИР


19.05.2023

А.В. Казачок
(введение, основная часть,
заключение)

Исполнители темы:

Заместитель директора
по оценке соответствия


19.05.2023

А.Д. Шевцова-Ронина
(введение, основная часть,
заключение)

Начальник ПИО
измерений
электрических величин


19.05.2023

М.А. Ярмолович
(основная часть,
заключение, приложения)

Ведущий инженер НИО
законодательной
и теоретической
метрологии, НТП


19.05.2023

Н.Н. Аткаева
(введение, реферат,
нормоконтроль)

Соисполнители: Общество с ограниченной ответственностью научно-методический центр «Электромагнитная совместимость (ООО «НМЦ ЭМС»)

Научный руководитель НИР,
Генеральный директор
Ведущий специалист
Член НТС ООО «НМЦ ЭМС»


Н.И. Файзрахманов
В.В. Сусанин
А.В. Васильев

РЕФЕРАТ

Отчет 200 с., 10 табл., 3 источн., 5 прил.

ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ ЭНЕРГИЯ, ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ РЫНОК, ПАРАМЕТРЫ (ПОКАЗАТЕЛИ) КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ, МЕТРОЛОГИЧЕСКОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ ИЗМЕРЕНИЙ

Объектом исследования является организация метрологического обеспечения измерений количества и показателей качества электрической энергии при осуществлении торговли электрической энергией на общем электроэнергетическом рынке Евразийского экономического союза (далее соответственно – ОЭР Союза, Союз).

Целью работы является проведение исследований подходов к организации метрологического обеспечения как системы мероприятий, мер и механизмов, изложенных в документах соответствующих международных и региональных организаций в сфере организации учета количества и контроля показателей качества электрической энергии с целью разработки научно обоснованного подхода к установлению требований к измерениям количества и показателей качества электрической энергии при осуществлении торговли электрической энергией на ОЭР Союза на межгосударственных сечениях на государственных границах государств-членов Союза (далее – государств-членов), а также подготовка проекта Рекомендаций Евразийской экономической комиссии (далее – Комиссия) по установлению указанных требований.

Цель работы в рамках выполнения второго этапа работы – на основании научно обоснованных подходов к организации метрологического обеспечения измерений количества и показателей качества электрической энергии, контроля показателей качества электрической энергии при осуществлении торговли электрической энергией на ОЭР Союза, предложенных в рамках выполнения первого этапа работы, разработать проект Рекомендаций по установлению требований к измерениям количества и параметров (показателей) качества электрической энергии при

осуществлении торговли электрической энергией на ОЭР Союза на межгосударственных сечениях на государственных границах государств – членов (далее – Рекомендации).

Для достижения поставленной цели подготовлен проект Рекомендаций, включающих положения о:

- гармонизации в рамках Союза норм точности измерений количества и показателей качества электрической энергии;

- гармонизации процедур и правил обеспечения метрологической прослеживаемости результатов измерений, эталонов единиц величин, средств измерений, стандартных образцов государств-членов к национальным (первичным) или международным эталонам единиц величин и Международной системе единиц (СИ);

- установлении требований к измерениям количества и показателей качества электрической энергии (в том числе, на основе гармонизированных перечней измерений, принятых в государствах-членах) для субъектов ОЭР Союза, обеспечивающих трансграничную передачу электрической энергии;

- возможности структурирования системы учета количества и контроля показателей качества электрической энергии применительно к межгосударственным линиям электропередачи в рамках Союза;

- предложения по применению средств измерений и автоматизированных систем учета количества и контроля показателей качества электрической энергии в качестве элементов рекомендуемой в рамках Союза системы учета количества и контроля показателей качества электрической энергии.

Результаты второго этапа научно-исследовательской работы, будут использованы при выполнении третьего этапа при доработке при наличии предложений и замечаний уполномоченных органов государств-членов и заинтересованных органов государственной власти и организаций государств-членов проекта Рекомендаций.

СОДЕРЖАНИЕ

ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ И ОБОЗНАЧЕНИЙ.....	6
ВВЕДЕНИЕ.....	7
ОСНОВНАЯ ЧАСТЬ ОТЧЕТА О НИР.....	12
1 Разработка проекта Рекомендаций.....	12
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	17
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	20
ПРИЛОЖЕНИЕ А Структура проекта Рекомендаций.....	21
ПРИЛОЖЕНИЕ Б Сводная таблица поступивших предложений Департамента технического регулирования и аккредитации и Департамента энергетики Евразийской экономической комиссии по структуре проекта Рекомендаций.....	47
ПРИЛОЖЕНИЕ В Проект Рекомендаций (редакция 1).....	50
ПРИЛОЖЕНИЕ Г Сводная таблица поступивших замечаний и предложений по предварительному отчету по первому этапу научно-исследовательской работы «Анализ международных подходов и законодательства государств – членов Евразийского экономического союза к организации метрологического обеспечения измерений количества и параметров (показателей) качества электрической энергии и разработка проекта рекомендаций по установлению требований к измерениям количества и параметров (показателей) качества электрической энергии при осуществлении торговли электрической энергией на общем электроэнергетическом рынке Евразийского экономического союза на межгосударственных сечениях на государственных границах государств – членов Евразийского экономического союза»	96
ПРИЛОЖЕНИЕ Е Проект Рекомендаций (редакция 2).....	136

ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ И ОБОЗНАЧЕНИЙ

В настоящем отчете о НИР применяют следующие сокращения и обозначения.

АИИС – автоматизированная информационно – измерительная система

АИИС КУЭ – автоматизированная информационно – измерительная система коммерческого учета электрической энергии

ЕАЭС – Евразийский экономический союз (после 1.01.2015)

МГЛЭП – межгосударственные линии электропередачи

МОИ - метрологическое обеспечение измерений

ОЭР – Общий электроэнергетический рынок

СИ – средства измерений

СИ ПКЭ – средства измерений показателей качества электрической энергии

СНГ – Содружество независимых государств

ТН – трансформатор напряжения

ТТ – трансформатор тока

ПКЭ - показатели качества электрической энергии

План СН-2025 – план мероприятий по реализации Стратегических направлений развития евразийской экономической интеграции до 2025 года, утвержденный Распоряжением Совета Комиссии от 5 апреля 2021 г. № 4

ВВЕДЕНИЕ

Электрическая энергия играет одну из ключевых ролей в нашей жизни. Это основа современной энергетической безопасности и экономического развития любого государства. Качественная электрическая энергия в нужном количестве необходима для развития человечества и удовлетворения социальных потребностей населения.

Однако мировая электроэнергетика сталкивается с проблемами медленного роста мощностей в одних регионах и несоответствия между спросом и предложением в других. С учетом возможностей промышленной передачи, нехватку электрической энергии в некоторых регионах можно компенсировать передачей из других регионов.

В интеграционных процессах на постсоветском пространстве в силу экономико-географических причин также большое внимание уделяется энергетическому сотрудничеству и обеспечению безопасности.

29 мая 2014 года в Астане президентами Российской Федерации, Республики Беларусь и Республики Казахстан был подписан важнейший договор в современной истории евразийской интеграции: Договор о Союзе от 29 мая 2014 года (далее – Договор).

10 октября 2014 года в Минске в ходе Высшего Евразийского экономического совета был подписан Договор о присоединении Республики Армения к Союзу, а 23 декабря 2014 года в Москве был подписан аналогичный Договор о присоединении Кыргызской Республики к Союзу.

Договор вступил в силу с 1 января 2015 года, а полностью процесс интеграции Республики Армения и Кыргызской Республики был завершён к осени 2015 года.

Формирование, функционирование и развитие общего электроэнергетического рынка Союза осуществляются на основе принципов и правил согласно приложению № 21 к Договору с учетом пункта 8 статьи 104 Договора.

Под ОЭР Союза в Договоре понимается система отношений между субъектами внутренних оптовых электроэнергетических рынков разных государств-членов на основе параллельно работающих электроэнергетических систем, связанная с куплей-продажей электрической энергии (мощности), действующая на основании приложения № 21 к Договору, актов, предусмотренных пунктами 5–8 приложения № 21 к Договору, и соответствующих договоров между субъектами ОЭР Союза.

Во исполнение пункта 2 статьи 81 Договора (в ред. от 29.05.2014) Решениями Высшего Евразийского экономического совета от 8 мая 2015 г. № 12 утверждены Концепция формирования ОЭР Союза и от 26 декабря 2016 г. № 20 – Программа формирования ОЭР Союза.

Указанная программа включает в себя комплекс взаимоувязанных организационных, законодательных, технологических и других мероприятий, сроки их реализации, исполнителей, а также источники финансирования. Программой предусмотрена, в том числе разработка технических требований к системам коммерческого учета электрической энергии.

В соответствии с пунктом 3 статьи 81 Договора (в ред. от 29.05.2014) и в целях реализации Программы формирования ОЭР Союза 29 мая 2019 года главами государств -членов подписан Протокол о внесении изменений в Договор (в части формирования ОЭР Союза), содержащий в том числе новую редакцию приложения № 21 к Договору – Протокол об ОЭР Союза.

Протокол об ОЭР Союза определяет правовые основы и принципы формирования, функционирования и развития ОЭР Союза.

Правила функционирования ОЭР Союза включают:

- правила доступа к услугам по межгосударственной передаче электрической энергии (мощности) в рамках ОЭР Союза (далее – правила доступа);
- правила взаимной торговли электрической энергией на ОЭР Союза (далее – правила взаимной торговли электрической энергией);

- правила определения и распределения пропускной способности межгосударственных сечений (далее – правила определения и распределения пропускной способности);

- правила информационного обмена на ОЭР Союза (далее – правила информационного обмена).

Сроки утверждения вышеуказанных актов, регулирующих ОЭР Союза, определены Решением Высшего Евразийского экономического совета от 20 декабря 2019 г. № 31 «О плане мероприятий по формированию общего электроэнергетического рынка Евразийского экономического союза».

Мероприятия по реализации упомянутых положений Программы и Протокола об ОЭР Союза также включены в пункт 2.3.1 Плана мероприятий по реализации Стратегических направлений развития евразийской экономической интеграции до 2025 года, утвержденный Распоряжением Совета Комиссии от 5 апреля 2021 г. № 4 (далее соответственно – План СН-2025).

Также План СН-2025 содержит направление 4.8 «Установление единых принципов метрологического обеспечения при формировании общих рынков энергетических ресурсов Евразийского экономического союза на основе унификации (гармонизации) метрологических требований к измерениям количества и параметров качества», включающее мероприятие 4.8.1 «Установление требований к показателям электрической энергии при осуществлении торговли электрической энергией на общем электроэнергетическом рынке Евразийского экономического союза на межгосударственных сечениях на государственных границах государств-членов».

В целях реализации указанного мероприятия План СН-2025 предусматривает проведение исследований по определению требований к измерениям количества и параметров качества электрической энергии при осуществлении торговли электрической энергией на ОЭР Союза на межгосударственных сечениях на государственных границах государств-

членов в срок до 31 декабря 2023 г. с докладом на заседании Коллегии Комиссии и принятие акта Комиссии по установлению указанных требований с учетом научно обоснованного подхода в срок до 31 декабря 2024 года.

Учитывая изложенное, в рамках осуществления мероприятия 4.8.1 СН-2025 является актуальным в рамках научно-исследовательской работы проведение анализа подходов к организации метрологического обеспечения как системы мероприятий, мер и механизмов, изложенных в документах соответствующих международных и региональных организаций в сфере организации учета количества и контроля показателей качества электрической энергии с целью разработки научно обоснованного подхода к установлению требований к измерениям количества и показателей качества электрической энергии при осуществлении торговли электрической энергией на ОЭР Союза на межгосударственных сечениях на государственных границах государств-членов, а также подготовка проекта акта Комиссии с учетом научно-обоснованного подхода, включающего рекомендации по:

- установлению единых принципов метрологического обеспечения измерений количества и показателей качества электрической энергии на ОЭР Союза на основе унификации (гармонизации) метрологических требований к измерениям количества и параметров качества электрической энергии;

- гармонизации в рамках Союза требований к точности измерений количества и параметров (показателей) (далее – показатели) качества электрической энергии (в виде перечней измерений) при осуществлении торговли электрической энергией на ОЭР Союза на межгосударственных сечениях на государственных границах государств-членов (далее – перечни измерений).

Цель работы в рамках выполнения второго этапа работы – на основании научно обоснованных подходов к организации метрологического обеспечения измерений количества и показателей качества электрической энергии, контроля показателей качества электрической энергии при

осуществлении торговли электрической энергией на ОЭР Союза, предложенных в рамках выполнения первого этапа работы, разработать проект Рекомендаций.

Для достижения поставленной цели подготовлен проект Рекомендаций, включающих положения о:

- гармонизации в рамках Союза норм точности измерений количества и показателей качества электрической энергии;
- гармонизации процедур и правил обеспечения метрологической прослеживаемости результатов измерений, эталонов единиц величин, средств измерений, стандартных образцов государств-членов к национальным (первичным) или международным эталонам единиц величин и Международной системе единиц (СИ);
- установлении требований к измерениям количества и показателей качества электрической энергии (в том числе, на основе гармонизированных перечней измерений, принятых в государствах-членах) для субъектов ОЭР Союза, обеспечивающих трансграничную передачу электрической энергии;
- возможности структурирования системы учета количества и контроля показателей качества электрической энергии применительно к межгосударственным линиям электропередачи в рамках Союза;
- предложения по применению средств измерений и автоматизированных систем учета количества и контроля показателей качества электрической энергии в качестве элементов рекомендуемой в рамках Союза системы учета количества и контроля показателей качества электрической энергии.

Результаты второго этапа научно-исследовательской работы, будут использованы при выполнении третьего этапа при доработке проекта Рекомендаций.

ОСНОВНАЯ ЧАСТЬ ОТЧЕТА О НИР

1 Разработка проекта Рекомендаций

В рамках первого этапа научно-исследовательской работы были проведены следующие исследования:

1) сравнительный анализ подходов к организации метрологического обеспечения измерений количества и показателей качества электрической энергии, контроля показателей качества электрической энергии, в том числе к гармонизации требований к точности измерений количества и показателей качества электрической энергии, выполняемых при осуществлении торговли электрической энергией, изложенных в документах международных и региональных организаций по стандартизации и метрологии в сфере организации учета количества и контроля показателей качества электрической энергии (европейские, американские, международные стандарты IEEE, IEC, ISO, EN и др.), межгосударственных стандартах в указанной сфере, а также правовых и нормативно-технических документах государств-членов в области метрологического обеспечения измерений количества и показателей качества электрической энергии, учета количества и контроля показателей качества электрической энергии, в форме рабочих материалов, с акцентом на применяемые в мировой практике меры и механизмы регулирования (гармонизации) требований к измерениям количества и показателей качества электрической энергии при торговле электрической энергией на трансграничных электроэнергетических рынках, а также на принципы построения систем учета количества и контроля показателей качества электрической энергии, – в целях определения содержания метрологического обеспечения измерений количества и показателей качества электрической энергии при функционировании ОЭР Союза как системы мероприятий, мер и механизмов и выработка предложений по элементам структуры рекомендуемой в рамках Союза системы учета количества и контроля показателей качества электрической

энергии применительно к межгосударственным линиям электропередачи в рамках Союза;

2) анализ позиций уполномоченных органов и ключевых субъектов ОЭР Союза в отношении:

- требований к измерениям количества и показателей качества электрической энергии (в том числе, на основе гармонизированных перечней измерений, принятых в государствах-членах), обеспечивающим необходимые условия для трансграничной передачи электрической энергии на ОЭР Союза;

- предложений по унификации (гармонизации) норм, стандартов на электрическую энергию и нормативно-технических документов, регламентирующих функционирование систем передачи электрической энергии, и (или) актуализации указанных документов;

- предложений по гармонизации процедур и правил обеспечения метрологической прослеживаемости результатов измерений, эталонов единиц величин, средств измерений, стандартных образцов государств-членов к национальным (первичным) или международным эталонам единиц величин и Международной системе единиц (СИ) для целей организации метрологического обеспечения измерений количества и показателей качества электрической энергии при функционировании ОЭР Союза, а также результаты анализа с выводами в отношении вышеперечисленных вопросов.

На основании проведенных исследований в рамках первого этапа научно-исследовательской работы на втором этапе научно-исследовательской работы были проведены работы по подготовке проекта Рекомендаций, включающих положения о:

- гармонизации в рамках Союза норм точности измерений количества и показателей качества электрической энергии;

- гармонизации процедур и правил обеспечения метрологической прослеживаемости результатов измерений, эталонов единиц величин, средств измерений, стандартных образцов государств-членов к национальным

(первичным) или международным эталонам единиц величин и Международной системе единиц (СИ);

- установлении требований к измерениям количества и показателей качества электрической энергии (в том числе, на основе гармонизированных перечней измерений, принятых в государствах-членах) для субъектов ОЭР Союза, обеспечивающих трансграничную передачу электрической энергии;

- возможности структурирования системы учета количества и контроля показателей качества электрической энергии применительно к межгосударственным линиям электропередачи в рамках Союза;

- предложения по применению средств измерений и автоматизированных систем учета количества и контроля показателей качества электрической энергии в качестве элементов рекомендуемой в рамках Союза системы учета количества и контроля показателей качества электрической энергии.

С целью реализации задач, предусмотренных на втором этапе выполнения работы, а также проработки единого подхода к формированию проекта Рекомендаций уполномоченными органами государств-членов, была сформирована структура проекта Рекомендаций, которая была направлена в Департамент технического регулирования и аккредитации Комиссии 13 января 2023 г. для предварительного согласования с уполномоченными органами государств-членов и заинтересованными органами государственной власти и организациями государств-членов. Разработанная структура проекта Рекомендаций приведена в Приложении А к отчету.

На совещании, состоявшемся 20 февраля 2023 г., с участием представителей заинтересованных органов государственной власти и организаций государств-членов обсуждена структура проекта Рекомендации.

Также были получены консультации от Департамента энергетики Комиссии по актуальным вопросам функционирования ОЭР Союза.

По результатам обсуждения получены и рассмотрены предложения Департамента технического регулирования и аккредитации, Департамента

энергетики Комиссии. Сводная таблица поступивших предложений по структуре проекта Рекомендаций, поступивших от Департамента технического регулирования и аккредитации, Департамента энергетики Комиссии, приведена в Приложении Б к отчету.

Проект Рекомендаций, подготовленный на основании результатов анализа, проведенного в рамках первого этапа научно-исследовательской работы, а также предложений Департамента технического регулирования и аккредитации, Департамента энергетики Комиссии приведен в Приложении В к отчету.

Также в отчет включена сводная таблица поступивших замечаний и предложений по предварительному отчету по первому этапу научно-исследовательской работы «Анализ международных подходов и законодательства государств – членов Евразийского экономического союза к организации метрологического обеспечения измерений количества и параметров (показателей) качества электрической энергии и разработка проекта рекомендаций по установлению требований к измерениям количества и параметров (показателей) качества электрической энергии при осуществлении торговли электрической энергией на общем электроэнергетическом рынке Евразийского экономического союза на межгосударственных сечениях на государственных границах государств – членов Евразийского экономического союза», которая приведена в Приложении Г к отчету.

По результатам рассмотрения предоставленного отчета о выполнении 2-го этапа на совещании, состоявшемся 19 апреля 2023 г., с участием представителей заинтересованных органов государственной власти и организаций государств-членов проект Рекомендации был доработан согласно поступившим предложениям Департамента технического регулирования и аккредитации, Департамента энергетики Комиссии и других заинтересованных сторон.

Проект Рекомендаций, подготовленный на основании предложений Департамента технического регулирования и аккредитации, Департамента энергетики Комиссии и других заинтересованных сторон приведен в Приложении Д к отчету.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Государства-члены представляют один из крупнейших энергетических регионов мира. Основной задачей интеграции в области энергетики является поэтапное формирование ОЭР Союза. Согласно Концепции формирования ОЭР Союза, рынок электроэнергетики создается на основе параллельно работающих электроэнергетических систем и будет характеризоваться едиными техническими нормами и правилами, наличием согласованных балансов энергоресурсов.

Целью работы является проведение исследований подходов к организации метрологического обеспечения как системы мероприятий, мер и механизмов, изложенных в документах соответствующих международных и региональных организаций в сфере организации учета количества и контроля показателей качества электрической энергии с целью разработки научно обоснованного подхода к установлению требований к измерениям количества и показателей качества электрической энергии при осуществлении торговли электрической энергией на ОЭР Союза на межгосударственных сечениях на государственных границах государств-членов, а также подготовка проекта Рекомендаций по установлению указанных требований.

Цель работы в рамках выполнения второго этапа работы – на основании научно обоснованных подходов к организации метрологического обеспечения измерений количества и показателей качества электрической энергии, контроля показателей качества электрической энергии при осуществлении торговли электрической энергией на ОЭР Союза, предложенных в рамках выполнения первого этапа работы, разработать проект Рекомендаций.

По результатам второго этапа подготовлен научный отчет.

Для достижения поставленной цели подготовлен проект Рекомендаций, включающих положения о:

- гармонизации в рамках Союза норм точности измерений количества и

показателей качества электрической энергии;

- гармонизации процедур и правил обеспечения метрологической прослеживаемости результатов измерений, эталонов единиц величин, средств измерений, стандартных образцов государств-членов к национальным (первичным) или международным эталонам единиц величин и Международной системе единиц (СИ);

- установлении требований к измерениям количества и показателей качества электрической энергии (в том числе, на основе гармонизированных перечней измерений, принятых в государствах-членах) для субъектов ОЭР Союза, обеспечивающих трансграничную передачу электрической энергии;

- возможности структурирования системы учета количества и контроля показателей качества электрической энергии применительно к межгосударственным линиям электропередачи в рамках Союза;

- предложения по применению средств измерений и автоматизированных систем учета количества и контроля показателей качества электрической энергии в качестве элементов рекомендуемой в рамках Союза системы учета количества и контроля показателей качества электрической энергии.

Применение единых подходов в организации метрологического обеспечения измерений количества и качества электрической энергии, согласованных со всеми участниками ОЭР Союза позволит организовать:

- сотрудничество на основе равноправия, взаимной выгоды и не нанесения экономического ущерба любому из государств-членов;

- соблюдение баланса экономических интересов производителей и потребителей электрической энергии, а также других субъектов ОЭР Союза;

- поэтапную гармонизацию законодательства государств-членов;

- приоритетное использование механизмов, основанных на рыночных отношениях и добросовестной конкуренции, для формирования устойчивой системы удовлетворения спроса на электрическую энергию (мощность) в конкурентных видах деятельности в рамках ОЭР Союза;

- развитие межгосударственных отношений в сфере электроэнергетики государств-членов в соответствии с Концепцией формирования ОЭР Союза;

- поэтапное формирование ОЭР Союза на основе параллельно работающих электроэнергетических систем государств-членов с учетом особенностей существующих моделей электроэнергетических рынков государств-членов;

- использование технических и экономических преимуществ параллельной работы электроэнергетических систем государств-членов с соблюдением взаимосогласованных условий параллельной работы;

- обеспечение на соответствующем этапе интеграции рынков доступа производителей и потребителей электрической энергии на рынки электрической энергии государств-членов с учетом интересов национальных экономик;

- осуществление торговли электрической энергией между субъектами государств-членов с учетом энергетической безопасности государств-членов.

Результаты второго этапа научно-исследовательской работы, будут использованы при выполнении третьего этапа при доработке проекта Рекомендаций.

Второй этап научно-исследовательской работы выполнен в полном объеме, предусмотренном техническим заданием.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1 Договор о создании Евразийского экономического союза – ЕАЭС от 29 мая 2014 г. – URL: https://docs.eaeunion.org/docs/ru-ru/0003610/itia_05062014.

2 Концепция формирования общего электроэнергетического рынка Евразийского экономического союза и от 26 декабря 2016 г. № 20 – Программа формирования общего электроэнергетического рынка Евразийского экономического союза.- URL: https://docs.eaeunion.org/docs/ru-ru/01415044/scd_11042017_20.

3 Протокол об общем электроэнергетическом рынке Евразийского экономического союза.- URL https://eec.eaeunion.org/upload/iblock/a8c/protokol-o-vnes-izm-v-DEAES-formirovan-OER_-ot-29.05.2019.pdf.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Сруктура проекта Рекомендаций

«Проект

Рекомендации по установлению требований к измерениям количества и параметров (показателей) качества электрической энергии при осуществлении торговли электрической энергией на общем электроэнергетическом рынке Евразийского экономического союза на межгосударственных сечениях на государственных границах государств – членов Евразийского экономического союза

Введение

Настоящие «Рекомендации по установлению требований к измерениям количества и параметров (показателей) качества электрической энергии при осуществлении торговли электрической энергией на общем электроэнергетическом рынке Евразийского экономического союза на межгосударственных сечениях на государственных границах государств – членов Евразийского экономического союза» (далее – Рекомендации) предназначены для профильных министерств и организаций, осуществляющих управление электроэнергетикой государств – членов Евразийского экономического союза (далее – Союза) и разработаны на основе общих принципов, предусмотренных Разделом XX Договора о Евразийском экономическом союзе от 29 мая 2014 г. с целью:

- установления единых принципов метрологического обеспечения измерений (далее – МОИ) количества и параметров (показателей) качества электрической энергии на общем электроэнергетическом рынке Союза (далее – ОЭР Союза) на основе унификации (гармонизации) метрологических требований к измерениям количества и параметров (показателей) качества электрической энергии;

- гармонизации в рамках Союза требований к точности измерений количества и параметров (показателей) качества электрической энергии при

осуществлении торговли электрической энергией на ОЭР Союза на межгосударственных сечениях на государственных границах государств-членов.

Измерения количества и качества электрической энергии обоснованно проводить с применением АИИС – системы учета количества и контроля параметров качества электрической энергии. При этом АИИС, предназначенная для измерения качества электрической энергии может быть интегрирована в систему учета количества и контроля параметров качества электрической энергии или быть отдельной самостоятельной частью.

Система учета количества и контроля показателей качества электрической энергии применительно к МГЛЭП в рамках ОЭР Союза (далее – система) должна основываться на рекомендациях и требованиях, предусмотренных национальным законодательством, а так же нормативными правовыми актами государств-членов ЕАЭС и в рамках ОЭР Союза, документами, разработанными (принятыми) в рамках существующих интеграционных объединений на территории СНГ.

Система должна создаваться с учетом имеющихся организационно-технических решений в области учета количества и контроля качества электрической энергии на объектах электроэнергетики государств - членов ЕАЭС, субъектов ОЭР Союза, обеспечивающих трансграничную передачу электрической энергии по МГЛЭП.

Область применения

Настоящие Рекомендации предназначены для применения при проектировании, строительстве, реконструкции, модернизации, техническом перевооружении и технологическом присоединении объектов электроэнергетики, осуществляющих в соответствии с законодательством государств-членов Союза торговлю электрической энергией, перемещаемой по межгосударственным линиям электропередачи сопредельных электроэнергетических систем государств-членов Союза в рамках ОЭР Союза.

По мере накопления аналитической и статистической информации по МГЛЭП на уровне высокого и сверхвысокого напряжения, будет проводиться актуализация положений настоящих Рекомендаций.

Система учета количества и контроля показателей качества электрической энергии применительно к МГЛЭП в рамках ОЭР Союза (далее – система) должна основываться на рекомендациях и требованиях, предусмотренных национальным законодательством, а так же нормативными правовыми актами государств-членов ЕАЭС и в рамках ОЭР Союза, документами, разработанными (принятыми) в рамках существующих интеграционных объединений на территории СНГ.

Термины и определения

«метрологическое обеспечение измерений (далее –МОИ) количества и параметров (показателей) качества электрической энергии, выполняемых при функционировании ОЭР Союза» – систематизированный набор средств и методов, направленных на получение достоверной измерительной информации о количестве и параметрах (показателях) качества электрической энергии, обладающей свойствами, необходимыми для выработки решений по приведению объекта управления в целевое состояние, включающий:

средства измерений утвержденного типа, измерительные системы, в том числе автоматизированные информационно – измерительные системы количества и параметров (показателей) качества электрической энергии утвержденного типа, обеспечивающие выполнение измерений в соответствии с согласованными (гармонизированными) нормами требуемой точности измерений, аттестованные методики измерений, методики исследований (испытаний), стандарты на методы измерений и исследований (испытаний), аккредитованные испытательные лаборатории, национальные (первичные) эталоны единиц величин государств – членов Союза;

Требования к методам измерений

Целесообразно использовать счетчики электрической энергии с одинаковыми алгоритмами расчета полной, активной и реактивной мощности (энергии), предпочтительно одной модели в рамках одного сечения, одной точки передачи.

Интервалы времени измерений ПКЭ:

Основной интервал времени измерений ПКЭ

Длительность основного интервала времени измерений ПКЭ должна быть равна длительности 10 периодов сигналов основной частоты (0,2 с при частоте 50 Гц). Начало данного интервала должно синхронизироваться с началом 1-минутного или 10-минутного календарного интервала времени.

Измерения на основных интервалах времени измерений ПКЭ 10/12 периодов должны синхронизироваться с текущим временем при каждой 10-минутной отметке текущего времени внутренних часов СИ ПКЭ.

На основном интервале времени измерений ПКЭ определяются следующие ПКЭ:

- установившееся отклонение напряжения;
- коэффициент несимметрии напряжений по обратной последовательности;
- коэффициент несимметрии напряжений по нулевой последовательности;
- коэффициент искажения синусоидальности напряжения (суммарный коэффициент гармонических составляющих);
- коэффициент n-ой гармонической составляющей напряжения;
- коэффициент h-ой интергармонической составляющей напряжения;
- напряжения информационных сигналов в электрической сети.

На основном интервале времени измерений ПКЭ определяются повышенные и пониженные напряжения, используемые для расчета положительного и отрицательного отклонения напряжения соответственно.

Также могут измеряться дополнительные параметры напряжения, параметры тока, параметры углов фазовых сдвигов и параметры мощности.

Не допускаются перекрытия между основными интервалами времени измерений ПКЭ, кроме случаев, возникающих при синхронизации основного интервала времени СИ ПКЭ с началом 1- или 10-минутного календарного интервала времени. В этом случае начало основного перекрывающего интервала времени измерений ПКЭ определяется в соответствии с ГОСТ 30804.4.30-2013.

Пропуски между основными интервалами времени измерений ПКЭ для СИ ПКЭ класса «А» не допускаются.

Основной интервал времени измерений ПКЭ используется для получения объединенных (усредненных) результатов измерений за интервалы времени измерений ПКЭ.

Для измерений частоты (отклонений частоты) должен быть использован специальный интервал времени, равный 10 с. Данный интервал времени должен начинаться при значении секунд, кратных 10 (00, 10, 20, 30, 40, 50). Результаты измерений, полученные на этих интервалах времени, должны использоваться для архивирования и статистической обработки результатов измерений.

Интервалы времени, используемые для получения объединенных результатов измерений.

Для получения объединенных результатов измерений должны использоваться следующие интервалы времени:

- 150 периодов ($150T$) сигналов основной частоты (3 с при частоте 50 Гц);
- 60 с;
- 10 минут;
- 2 часа.

При получении объединенных результатов измерений не допускается перекрытий и разрывов между основными интервалами времени измерений,

кроме случаев, возникающих при синхронизации основного интервалов времени СИ ПКЭ с началом 1- или 10 - минутного календарного интервала времени. В этих случаях начало основного перекрывающего интервала времени измерений определяется в соответствии с ГОСТ 30804.4.30-2013.

В СИ ПКЭ должны использоваться один или несколько указанных интервалов времени.

Интервалы времени 30 и 60 минут, широко используемые в коммерческом учете, могут быть установлены как дополнительные интервалы обработки измерительной информации.

Интервал объединения 150T

Начало данного интервала должно синхронизироваться с началом 1- или 10 - минутного календарного интервала времени в соответствии с алгоритмом, описанным в ГОСТ 30804.4.30-2013. За значение ПКЭ на данном интервале времени измерений должно приниматься значение, равное квадратному корню из среднеарифметического значения квадратов результатов измерений, полученных на основных интервалах времени измерений ПКЭ (10T).

Результаты измерений, объединенные на этих интервалах времени, могут использоваться для архивирования, статистической обработки результатов измерений и отображения на табло прибора.

Интервал объединения 1 минута

Данный интервал времени должен начинаться в момент равенства нулю секунд таймера прибора. За значение ПКЭ на данном интервале времени измерений ПКЭ должно приниматься значение, равное квадратному корню из средне - арифметического значения квадратов результатов измерений, полученных на основных интервалах времени измерений ПКЭ (10T).

Если для синхронизации начала основного интервала времени измерения используется интервал 10 минут, то за объединенное на интервале 1 минута значение ПКЭ должно приниматься значение, равное квадратному

корню из среднего арифметического значения квадратов результатов измерений, полученных за основные интервалы времени ($10T$), которые завершились в данную минуту.

Результаты измерений, объединенные на этих интервалах времени, могут использоваться для архивирования и статистической обработки результатов измерений.

Интервал объединения 10 минут

Данный интервал времени должен начинаться при выполнении двух условий: значения секунд таймера прибора равны нулю, значения минут кратны 10 (00, 10, 20, 30, 40, 50). За значение ПКЭ на данном объединенном интервале времени должно приниматься значение, равное квадратному корню из среднего арифметического значения квадратов результатов измерений, полученных на основных интервалах времени измерений ПКЭ ($10T$).

Результаты измерений, объединенные на этих интервалах времени, могут использоваться для объединения результатов измерений (на интервале времени, равном 2 часам), архивирования и статистической обработки результатов измерений.

Интервал объединения 2 часа

Данный интервал времени должен начинаться при выполнении трех условий: значения секунд текущего времени таймера прибора равны нулю, значения минут равны нулю, значения часов кратны двум (0, 2, 4, 6, 8, 10, 12, 14, 16, 18, 20, 22). За значение ПКЭ на данном объединенном интервале времени должно приниматься значение, равное квадратному корню из среднего арифметического значения квадратов результатов измерений, полученных на 10 - минутных интервалах объединения.

Результаты измерений, объединенные на этих интервалах времени, могут использоваться для архивирования и статистической обработки результатов измерений.

Интервал времени измерения кратковременной дозы фликера должен быть равен 10 мин и начинаться при выполнении двух условий: значения секунд таймера прибора равны нулю, значения минут - кратны 10 (00, 10, 20, 30, 40, 50). Значение кратковременной дозы фликера определяется в соответствии с ГОСТ IEC 6100-4-15-2014.

Интервал измерения длительной дозы фликера должен быть равен 2 ч и начинаться при выполнении трех условий: значения секунд таймера прибора равны нулю, значения минут – равны нулю, значения часов - кратны двум (0, 2, 4, 6, 8, 10, 12, 14, 16, 18, 20, 22). Результат измерения длительной дозы фликера является объединением результатов измерений значений кратковременных доз (P_{sti}) фликера в соответствии с формулой:

$$P_{lt} = \sqrt[3]{\sum_{i=1}^{12} \frac{P_{sti}^3}{12}}. \quad (2.1)$$

Требования к измерению параметров, характеризующих продолжительные изменения характеристик напряжения (ПКЭ) и параметров тока

Описанные методы измерений относятся к определению значений параметров на основных интервалах времени измерений ПКЭ, если не указано иное.

Отклонение частоты

Значение частоты измеряется на каждом интервале времени 10 с. Интервалы времени измерений 10 с не должны перекрываться. Так как число периодов может быть не целым, отдельные периоды, которые перекрывают 10-ти секунднй интервал, не учитывают. Каждый 10-ти секунднй интервал должен начинаться на абсолютной 10-ти секунднй отметке текущего времени.

Определить отклонение частоты Δf на интервале времени измерения по формуле

$$\Delta f = f - f_{ном} \quad (2.2)$$

где f – значение частоты, Гц

$f_{ном}$ – номинальное значение частоты, Гц.

Отрицательное и положительное отклонения напряжения

Для определения отрицательного и положительного отклонений напряжения на объединенном интервале необходимо выполнить следующие операции.

Измерить среднеквадратическое значение напряжения на каждом i -ом основном измерительном интервале времени ($10 \cdot T$), входящем в объединенный интервал времени $U_{10T,i}$.

Определить пониженное $U_{10T(-),i}$ и повышенное $U_{10T(+),i}$ значения напряжения на каждом i -ом основном измерительном интервале времени, входящем в объединенный интервал времени.

Определить пониженное и повышенное значения напряжения на объединенном интервале.

Пониженное значение напряжения на объединенном интервале $U_{m(-)}$ вычисляется по формуле

$$U_{m(-)} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^k U_{10T(-),i}^2}{k}}, \quad (2.3)$$

где k – количество основных измерительных интервалов времени в объединенном интервале.

Повышенное значение напряжения на объединенном интервале $U_{m(+)}$ вычисляется по формуле

$$U_{m(+)} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^k U_{10T(+),i}^2}{k}}, \quad (2.4)$$

Определить отрицательное отклонение напряжения $\delta U_{(-)}$, %, по формуле

$$\delta U_{(-)} = [(U_{ном} - U_{m(-)})/U_{ном}] \cdot 100. \quad (2.5)$$

Определить положительное отклонение напряжения $\delta U_{(+)}$, %, по формуле

$$\delta U_{(+)} = [(U_{m(+)} - U_{ном})/U_{ном}] \cdot 100. \quad (2.6)$$

Значение установившегося отклонения напряжения вычисляется по формуле

$$\delta U_{(I)} = [(U_{(I)} - U_{ном})/U_{ном}] \cdot 100, \quad (2.7)$$

где $U_{(I)}$ – среднеквадратическое значение напряжения основной частоты, В;

$U_{ном}$ – номинальное значение напряжения, В.

Коэффициент несимметрии напряжений по обратной последовательности

Определить коэффициент несимметрии напряжений по обратной последовательности по формуле

$$K_{2U} = (U_{2(мф)}/U_{1(мф)}) \cdot 100, \quad (2.8)$$

где $U_{1(мф)}$ – среднеквадратическое значение междуфазных напряжений прямой последовательности, В;

$U_{2(мф)}$ – среднеквадратическое значение междуфазных напряжений обратной последовательности, В.

При расчете коэффициента несимметрии напряжений по обратной последовательности в четырехпроводных электрических сетях допускается использовать значения симметричных составляющих фазных напряжений $U_{1(ф)}$ и $U_{2(ф)}$. Значения симметричных составляющих междуфазных и фазных напряжений связаны следующими соотношениями:

$$U_{1(мф)} = \sqrt{3} \cdot U_{1(ф)}, \quad (2.9)$$

$$U_{2(мф)} = \sqrt{3} \cdot U_{2(ф)}. \quad (2.10)$$

Определить коэффициент несимметрии напряжений по нулевой последовательности для четырехпроводных электрических сетей по формуле

$$K_{0U} = (U_{0(ф)}/U_{1(ф)}) \cdot 100, \quad (2.11)$$

где $U_{1(ф)}$ – среднеквадратическое значение фазных напряжений прямой последовательности, В,

$U_{0(ф)}$ – среднеквадратическое значение фазных напряжений нулевой последовательности, В.

Для расчета коэффициента несимметрии напряжений по нулевой последовательности можно использовать следующую эквивалентную формулу

$$K_{0U} = (U_{0(\phi)} \cdot \sqrt{3} / U_{1(m\phi)}) \cdot 100. \quad (2.12)$$

Определить коэффициент n-ой гармонической составляющей напряжения по формуле

$$K_{U(n)} = (U_{(n)} / U_{(1)}) \cdot 100, \quad (2.13)$$

где $U_{(n)}$ – среднеквадратическое значение напряжения n-ой гармонической подгруппы, В.

Суммарный коэффициент гармонических составляющих напряжения и коэффициенты n-ой гармонической составляющих напряжения (до 40-го порядка)

Определить суммарный коэффициент гармонических составляющих напряжения по формуле

$$K_U = \sqrt{\sum_{n=2}^{40} \left(\frac{U_{(n)}}{U_{(1)}} \right)^2}. \quad (2.14)$$

Определить коэффициент n-ой гармонической составляющей напряжения (n изменяется от 1 до 40) по формуле

$$K_{U(n)} = (U_{(n)} / U_{(1)}) \cdot 100. \quad (2.15)$$

Определение начала и окончания провалов напряжений, прерываний напряжений и временных перенапряжений

Провал напряжения

Началом провала фазного (междуфазного) напряжения должен считаться момент времени, когда среднеквадратическое значение напряжения $U_{rms(1/2)}$ ($U_{rms(1)}$) станет меньше порогового значения провала напряжения, а окончанием – момент времени, когда указанное среднеквадратическое значение напряжения превысит пороговое значение провала напряжения плюс 2 % от $U_{ном}$.

Началом провала трехфазной системы напряжений при трехфазной четырехпроводной схеме должен считаться момент времени, когда среднеквадратическое значение хотя бы одного фазного напряжения $U_{rms(1/2)}$ ($U_{rms(1)}$) станет меньше порогового значения провала напряжения, а окончанием – момент времени, когда указанные среднеквадратические значения всех фазных напряжений превысят пороговое значение провала напряжения плюс 2 % от $U_{ном}$.

Началом провала трехфазной системы напряжений при трехфазной трех- проводной схеме должен считаться момент времени, когда среднеквадратическое значение хотя бы одного междуфазного напряжения $U_{rms(1/2)}$ ($U_{rms(1)}$) станет меньше порогового значения провала напряжения, а окончанием – момент времени, когда указанные среднеквадратические значения всех междуфазных напряжений превысят пороговое значение провала напряжения плюс 2 % от $U_{ном}$.

Перенапряжение

Началом перенапряжения в одной фазе должен считаться момент времени, когда среднеквадратическое значение напряжения $U_{rms(1/2)}$ ($U_{rms(1)}$) станет больше порогового значения перенапряжения, а окончанием – момент времени, когда указанное среднеквадратическое значение напряжения станет меньше порогового значения перенапряжения минус 2 % от $U_{ном}$.

Началом перенапряжения трехфазной системы напряжений при четырех- проводной схеме должен считаться момент, когда среднеквадратическое значение хотя бы одного фазного напряжения $U_{rms(1/2)}$ ($U_{rms(1)}$) станет больше порогового значения перенапряжения, а окончанием – момент времени, когда указанные среднеквадратические значения всех фазных напряжений станут меньше порогового значения перенапряжения минус 2 % от $U_{ном}$.

Началом перенапряжения трехфазной системы напряжений при трехпроводной схеме должен считаться момент времени, когда среднеквадратическое значение хотя бы одного междуфазного напряжения

$U_{rms(1/2)}$ ($U_{rms(1)}$) становится меньше порогового значения перенапряжения, а окончанием – момент времени, когда указанные среднеквадратические значения всех междуфазных напряжений станут меньше порогового значения перенапряжения плюс 2 % от $U_{ном}$.

Прерывание напряжения

Началом прерывания фазного напряжения должен считаться момент времени, когда среднеквадратическое значение фазного напряжения $U_{rms(1/2)}$ ($U_{rms(1)}$) станет меньше порогового значения прерывания напряжения, а окончанием – момент времени, когда указанное среднеквадратическое значение напряжения превысит пороговое значение провала напряжения плюс 2 % от $U_{ном}$.

Началом прерывания трехфазной системы напряжений при четырехпроводной схеме должен считаться момент времени, когда среднеквадратическое значение хотя бы одного фазного напряжения $U_{rms(1/2)}$ ($U_{rms(1)}$) станет меньше порогового значения прерывания напряжения, а окончанием – момент времени, когда указанные среднеквадратические значения всех фазных напряжений превысят пороговое значение прерывания напряжения плюс 2 % от $U_{ном}$.

Началом прерывания трехфазной системы напряжений при трехпроводной схеме должен считаться момент, когда среднеквадратическое значение хотя бы одного междуфазного напряжения $U_{rms(1/2)}$ ($U_{rms(1)}$) станет меньше порогового значения прерывания напряжения, а окончанием – момент времени, когда указанные среднеквадратические значения всех междуфазных напряжений превысят пороговое значение прерывания напряжения плюс 2 % от $U_{ном}$.

Глубина провала напряжения рассчитывается по формуле

$$\delta U_{np} = ((U_{ном} - U_{np}) / U_{ном}) \cdot 100, \quad (2.16)$$

где U_{np} – остаточное напряжение провала, равное наименьшему среднеквадратическому значению напряжения, определяемому через каждую половину периода сигнала основной частоты по формуле

$$U_{np} = \min (U_{rms(1/2)}) \text{ или } U_{np} = \min (U_{rms(1)}). \quad (2.17)$$

Коэффициент временного перенапряжения рассчитывается по формуле

$$K_{перU} = U_{пер} / U_{ном}, \quad (2.18)$$

где $U_{пер}$ – максимальное значение напряжения при перенапряжении, равное наибольшему среднеквадратическому значению напряжения, определяемому через каждую половину периода сигнала основной частоты по формуле

$$U_{пер} = \max (U_{rms(1/2)}) \quad (2.19)$$

или

$$U_{пер} = \max (U_{rms(1)}). \quad (2.20)$$

Концепция маркирования результатов измерений

Если во время основного интервала измерения (10T) были зафиксированы провалы напряжения, перенапряжения или прерывания напряжения, то результаты измерений ПКЭ, относящихся к частоте, значению напряжения, дозе фликера, несимметрии напряжений, гармоникам и интергармоникам маркируются. Объединенный результат измерения, включающий маркированный результат измерения, также должен быть маркирован.

Маркированию подлежат результаты измерений следующих ПКЭ:

- положительное отклонение напряжения;
- отрицательное отклонение напряжения;
- установившееся отклонение напряжения;
- отклонение частоты;
- коэффициент несимметрии напряжений по обратной последовательности;
- коэффициент несимметрии напряжений по нулевой последовательности;
- суммарный коэффициент гармонических составляющих (коэффициент искажения синусоидальности напряжения);
- коэффициент n-ой гармонической составляющей напряжения;

- коэффициент h -ой интергармонической составляющей напряжения;
- кратковременная доза фликера;
- длительная доза фликера;
- напряжение информационных сигналов в электрической сети.

Маркированные результаты измерений могут использоваться или не использоваться при статистической обработке результатов измерений.

Средства измерений, используемые для измерения качества электрической энергии должны иметь свидетельство (сертификат) об утверждении типа и свидетельство о поверке.

При проведении измерений (мониторинга) качества электрической энергии применяют измерительные трансформаторы напряжения. Метрологические характеристики измерительных трансформаторов напряжения должны соответствовать требованиям ГОСТ 1983-2015, класс точности 0.5. При этом мощность нагрузки вторичных цепей измерительных трансформаторов напряжения с учетом входных сопротивлений используемых средств измерения должна находиться согласно требований ГОСТ 1983-2015 в допускаемых пределах от 25 % до 100 % по отношению к номинальной мощности нагрузки, установленной для класса точности данного измерительного трансформатора напряжения при коэффициенте мощности активно-индуктивной нагрузки 0.8. Измерительный трансформатор напряжения должен иметь свидетельство (сертификат) об утверждении типа и свидетельство о поверке.

Определение точек измерения (мониторинга) качества электрической энергии

Точки измерения (мониторинга) могут определяться при необходимости на любом конце МГЛЭП или на обоих, если соответствующие присоединения обладают необходимыми измерительными трансформаторами напряжения и/или измерительными трансформаторами тока. Так же точки измерения (мониторинга) могут определяться договорными отношениями между субъектами ОЭР Союза.

Продолжительность и периодичность измерения (мониторинга) качества электрической энергии

На всех МГЛЭП должны выполняться постоянные или периодические измерения (мониторинг) качества электрической энергии по согласованию сторон.

При наличии разногласий сторон по оценке качества электрической энергии или подозрений на неудовлетворительное качество электрической энергии по согласованию сторон выполняются внеочередные измерения (мониторинг) показателей качества электрической энергии.

Предпочтительна организация постоянного непрерывного контроля качества электрической энергии с установкой стационарных приборов измерения параметров качества электрической энергии, определяемых договорными отношениями между субъектами ОЭР Союза.

При проведении периодического измерения (мониторинга) качества электрической энергии общая продолжительность непрерывных измерений показателей качества электрической энергии (за исключением провалов напряжения, прерывания напряжения, перенапряжений и импульсных напряжений) должна быть не менее 7 суток.

Допускается уменьшение общей продолжительности измерения (мониторинга) качества электрической энергии, но длительность измерения (мониторинга) не должна быть менее 2 суток. При этом продолжительность непрерывных измерений каждого показателя качества электрической энергии, определяемых договорными отношениями между субъектами ОЭР Союза, (за исключением длительности провала $\Delta t_{\text{п}}$) должна быть не менее 24 ч.

Интервал между периодическими измерениями (мониторингом) значений показателей качества электрической энергии не должен составлять более одного года.

В целях унификации измерения (мониторинга) предлагается использовать следующие интервалы усреднения (объединения) результатов измерения:

- а) для положительного/отрицательного отклонения напряжения равные 1 мин;
- б) для длительной дозы фликера - 2 часа;
- в) для отклонений частоты - объединение результатов измерений не применяют;
- г) для остальных ПКЭ – 10 минут.

Кроме того, рекомендуется обеспечить интервал усреднения результатов измерения параметров качества электрической энергии, совпадающий с интервалом измерения (учета) электрической энергии.

Согласованный (гармонизированный) перечень показателей качества электрической энергии

В качестве документов, устанавливающих требования к показателям и нормам измерений качества электрической энергии применять гармонизированный межгосударственный стандарт ГОСТ 32144-2013.

Нормы качества электрической энергии подразделяют на две категории:

- продолжительные изменения характеристик напряжения, которые представляют собой длительные отклонения характеристик напряжения от номинальных значений и обусловлены, в основном, изменениями нагрузки или влиянием нелинейных нагрузок;
- случайные события, которые представляют собой внезапные и значительные изменения формы напряжения, приводящие к отклонению его параметров от номинальных. Данные изменения напряжения, как правило, вызываются непредсказуемыми событиями (например, повреждениями оборудования пользователя электрической сети) или внешними воздействиями (например, погодными условиями или действиями стороны, не являющейся пользователем электрической сети).

К продолжительным изменениям характеристик напряжения отнесены:

- отклонение частоты (Δf , Гц);
- медленные изменения напряжения: отрицательное ($\delta_{U(-)}$, %) и положительное ($\delta_{U(+)}$, %) отклонения напряжения электропитания в точке передачи электрической энергии от номинального/согласованного значения;
- колебания напряжения и фликер: кратковременная доза фликера (P_{st}), измеренная в интервале времени 10 мин, и длительная доза фликера (P_{lt}), измеренная в интервале времени 2 ч, в точке передачи электрической энергии;
- несинусоидальность напряжения:
 - гармонические составляющие напряжения, к которым относятся значения коэффициентов гармонических составляющих напряжения до 40-го порядка (K_U , %) в процентах напряжения основной гармонической составляющей U_1 в точке передачи электрической энергии и значение суммарного коэффициента гармонических составляющих напряжения (отношения среднеквадратического значения суммы всех гармонических составляющих до 40-го порядка к среднеквадратическому значению основной составляющей) ($K_{U(n)}$, %) в точке передачи электрической энергии;
 - интергармонические составляющие напряжения.
- несимметрии напряжений в трехфазных системах: коэффициент несимметрии напряжений по обратной последовательности (K_{2U} , %) и коэффициент несимметрии напряжений по нулевой последовательности (K_{0U} , %).

К случайным событиям отнесены:

- прерывания напряжения, которые подразделяют на длительные (длительность более 3 мин) и кратковременные (длительность не более 3 мин);
- провалы напряжения и перенапряжения, которые определяются как напряжением, так и длительностью (до 1 мин);

- импульсные напряжения, которые вызываются в основном молниевыми разрядами или процессами коммутации в электрической сети или электроустановке потребителя электрической энергии.

Для ПКЭ, характеризующих медленные изменения напряжения, частоту, несинусоидальность, несимметрию напряжений, колебания напряжений, должны использоваться следующие статистические характеристики:

- наибольшее значение ПКЭ за интервал времени, в течение которого производился расчет статистических характеристик;
- наименьшее значение ПКЭ за интервал времени, в течение которого производился расчет статистических характеристик;
- верхнее значение ПКЭ (верхняя граница интервала значений ПКЭ, содержащего 95 % результатов измерений, полученных за интервал времени, в течение которого производился расчет статистических характеристик);
- нижнее значение ПКЭ (нижняя граница интервала значений ПКЭ, содержащего 95 % результатов измерений, полученных за интервал времени, в течение которого производился расчет статистических характеристик);
- относительное время превышения допускаемых значений ПКЭ, установленных для 95 % результатов измерений T1;
- относительное время превышения допускаемых значений ПКЭ, установленных для 100 % результатов измерений T2.

П р и м е ч а н и е – Для ПКЭ, характеризующих несинусоидальность, несимметрию напряжений и колебания напряжений, как правило, не определяются статистические характеристики, оценивающие нижнюю границу диапазона результатов измерений (наименьшее и нижнее значения).

Для ПКЭ, характеризующих случайные процессы, должны использоваться следующие статистические характеристики, полученные за интервал времени 1 год:

- общее количество случайных событий каждого вида (провалы напряжения, перенапряжения, прерывания напряжения);

- общая продолжительность случайных событий каждого вида;
- количество случайных событий с определенными диапазонами значений параметров, характеризующих среднеквадратическое значение напряжения во время случайного события и его длительность.

Требования к точности измерений количества и показателей качества электрической энергии

Передача электрической энергии при осуществлении торговли на ОЭР Союза на государственных границах в основном осуществляется по линиям среднего, высокого и (или) сверхвысокого напряжения. При этом измерение количества и параметров качества электрической энергии осуществляется при низких напряжениях, что предусматривает дополнительно к счетчикам электрической энергии использование соответствующих средств измерений: трансформаторов напряжения и / или трансформаторов тока, а к средствам измерений показателей качества электрической энергии использование трансформаторов напряжения. В случае осуществления торговли на ОЭР Союза на государственных границах по линиям низкого напряжения применение трансформаторов напряжения и / или трансформаторов тока не требуется и измерения количества и параметров качества электрической энергии проводится с непосредственным применением счетчиков электрической энергии и средств измерения показателей качества электрической энергии соответственно.

Требования к точности измерений количества электрической энергии

Требования к счетчикам электрической энергии:

- счетчики электрической энергии соответствовать ГОСТ 31818.11-2012;
- класса точности 0,2S по ГОСТ 31819.22-2012;
- иметь цифровые интерфейсы для передачи данных.

Требования к ТТ:

- трансформаторы тока должны соответствовать ГОСТ 7746-2015;

- класс точности 0,2S;
- нагрузка ТТ должна находиться в диапазоне значений, установленных для данного типа;
- фактическое сопротивление вторичной нагрузки, подключенной к ТТ должно быть не более номинального сопротивления для данного типа;
- один из выводов вторичной обмотки ТТ должен быть заземлен;
- присоединение СИ ПКЭ к вторичным обмоткам ТТ следует проводить отдельно от цепей защиты;
- использование промежуточных ТТ для подключения СИ ПКЭ не допускается.

Требования к ТН:

- ТН должны соответствовать ГОСТ 1983-2015;
- класс точности – не хуже 0,5;
- фактическая нагрузка, подключенная к вторичной цепи ТН, не должна превышать номинального значения для данного типа и должна находиться в пределах 25-100%;
- подключение СИ ПКЭ к ТН должно выполняться отдельным кабелем.

Требования к вторичным цепям ТН:

- потери напряжения от ТН до СИ ПКЭ должны составлять не более 0,25 % номинального вторичного напряжения;
- вторичные цепи выполняются кабелем с двойной изоляцией;
- сечение проводов и кабелей, присоединенных к СИ ПКЭ, должно приниматься в соответствии правилами и нормами по охране труда и пожарной безопасности;
- в электрической схеме должна быть предусмотрена возможность замены СИ ПКЭ без отключения контролируемого присоединения (применение специальных устройств или измерительных клемм);
- значения физических величин (напряжение и сила переменного тока, частота, коэффициент мощности, параметры вторичных цепей ТТ и ТН,

температура окружающего воздуха, внешние поля и другие факторы, регламентируемые нормативными документами), влияющих на точность измерений, не должны выходить за пределы допускаемых значений, установленных нормативными документами и/или указанные в технических описаниях средств измерений.

Требования к точности измерений показателей качества электрической энергии

Для проведения измерений и осуществления контроля показателей качества электрической энергии и других параметров электрических величин должны использоваться СИ ПКЭ серийного производства, соответствующие классу А в соответствии с требованиями ГОСТ 30804.4.30-2013, классу I в соответствии с требованиями ГОСТ 30804.4.7-2013 и классу F1 в соответствии с требованиями ГОСТ IEC 61000-4-15-2014.

Требования к СИ ПКЭ, в том числе измеряемые параметры и метрологические характеристики СИ ПКЭ, должны соответствовать приведенным в таблице 1.

Таблица 1 – Диапазоны измерений и пределы допускаемой основной погрешности измерений СИ ПКЭ

ПКЭ и параметры напряжения	Диапазон измерений	Пределы допускаемой основной погрешности	Примечание
Среднеквадратическое значение напряжения	$(10 - 150) \% \text{ от } U_{\text{ном}}$	$\pm 0,1 \% \text{ от } U_{\text{ном}}$	—
Отрицательное отклонение напряжения $\delta U_{(-)}$	$(0 - 90) \%$	$\pm 0,1 \% \text{ от } U_{\text{ном}}$	—
Положительное отклонение напряжения $\delta U_{(+)}$	$(0 - 50) \%$	$\pm 0,1 \% \text{ от } U_{\text{ном}}$	—
Установившееся отклонение напряжения δU_y	$(10 - 200) \% \text{ от } U_{\text{ном}}$	$\pm 0,2 \% \text{ от } U_{\text{ном}}$	—
Частота f	$(42,5 - 57,5) \text{ Гц}$	$\pm 0,01 \text{ Гц}$	—
Отклонение частоты Δf	от минус 7,5 до 7,5 Гц	$\pm 0,01 \text{ Гц}$	—
Коэффициент несимметрии напряжений по обратной последовательности K_{2U}	$(0,5 - 5) \%$	$\pm 0,15\%$	—
Коэффициент несимметрии напряжений по нулевой последовательности K_{0U}	$(0,5 - 5) \%$	$\pm 0,15\%$	—
Коэффициент n -ой гармонической составляющей напряжения $K_{U(n)}$	$(10 - 200) \%$	$\pm 5 \% \text{ от } U_m$	$K_{U(n)} \geq 1 \%$
		$\pm 0,05 \% \text{ от } U_{\text{ном}}$	$K_{U(n)} < 1 \%$
Суммарный коэффициент гармонических составляющих напряжения K_U	$(10 - 200) \%$	$\pm 10 \% \text{ от } U_m$	$K_U \geq 1 \%$
		$\pm 0,1 \% \text{ от } U_{\text{ном}}$	$K_U < 1 \%$
Коэффициент h -ой интергармонической составляющей напряжения $K_{U(h)}$	$(10 - 200) \%$	$\pm 5 \% \text{ от } U_m$	$K_{U(h)} \geq 1 \%$
		$\pm 0,05 \% \text{ от } U_{\text{ном}}$	$K_{U(h)} < 1 \%$
Кратковременная доза фликера P_{st}	$0,2 - 10$	$\pm 5 \%$	—
Длительная доза фликера P_{lt}	$0,2 - 10$	$\pm 5 \%$	—
Глубина провала напряжения $\delta U_{\text{п}}$	$(10 - 100) \%$	$\pm 0,2 \% \text{ от } U_{\text{ном}}$	—
Длительность провала и прерывания напряжения $\Delta t_{\text{п}}$	$0 - 60 \text{ с}$	$\pm 0,02 \text{ с}$	—
Коэффициент временного перенапряжения $K_{\text{пер}U}$	$1 - 1,5$	$\pm 0,002$	—
Длительность временного перенапряжения $\Delta t_{\text{пер}U}$	$0 - 60 \text{ с}$	$\pm 0,02 \text{ с}$	—

Требованиям к средствам измерений количества и показателей качества электрической энергии, в том числе к информационным измерительным системам

Применяемые средства СИ ПКЭ, в том числе к информационные измерительные системы должны быть внесены в Реестр средств измерений государств-членов Союза, пройти метрологическую оценку (поверку) и быть допущены к применению в сфере законодательной метрологии в соответствии с национальным законодательством государств-членов Союза.

(предложение ГПО «Белэнерго», Государственного комитета по стандартизации (Госстандарт), Министерство энергетики Российской Федерации, ПАО «Российские сети», Акционерное общество «Казахстанская компания по управлению электрическими сетями» (АО «KEGOC»), Министерство экономики и коммерции Кыргызской Республики)

Требования к методам испытаний и испытательным лабораториям, осуществляющим их

Испытания средств измерений количества и качества электрической энергии, в том числе информационных измерительных систем, должны осуществлять аккредитованные испытательные лаборатории.

При осуществлении испытаний средств измерений, применяемых при измерениях количества и качества электрической энергии должны применяться гармонизированные межгосударственные стандарты:

- для счетчиков электрической энергии ГОСТ 31819.22-2012, ГОСТ 31819.23-2012;
- для ТН ГОСТ 7746-2015;
- для ТТ ГОСТ 1983-2015;
- для СИ ПКЭ ГОСТ 30804.4.30 -2013, ГОСТ 30804.4.7-2013, ГОСТ IEC 61000-4-15-2014 .

Меры и методы контроля за соответствием процессов и результатов измерений количества и показателей электрической энергии в точках учета на МГЛЭП на территории государств – членов Союза

Раздел будет дополнен.

Процедуры и правила обеспечения метрологической прослеживаемости результатов измерений, эталонов единиц величин, средств измерений государств-членов Союза к национальным (первичным) или международным эталонам единиц величин и Международной системе единиц (СИ)

Метрологическая прослеживаемость результатов измерений количества и качества электрической энергии до единиц величин Международной системы единиц (СИ), в первую очередь, воспроизводимых национальными эталонами единицы величины или эталонами единицы величины третьих государств, может быть обеспечена путем передачи в процессе поверки размера единицы величины от национального эталона единицы величины или эталона единицы величины третьих государств средству измерений количества и качества электрической энергии согласно соответствующей схеме передачи размера единицы величины (поверочной схеме, при ее наличии), установленной законодательством в области обеспечения единства измерений государств-членов ЕАЭС.

Подтверждение метрологической прослеживаемости результатов измерений количества и качества электрической энергии до единиц величин Международной системы единиц (СИ) может осуществляться:

- указанием в свидетельствах о поверке информации о реализованной метрологической прослеживаемости;
- иными способами, принимаемыми в рамках деятельности международных и региональных организаций по метрологии, в которых участвуют государства-члены ЕАЭС.

Для установления и (или) подтверждения метрологических характеристик национальных эталонов единиц величин или эталона единицы величины третьих государств должны проводиться сличения с международными эталонами единиц величин или национальными эталонами единиц величин третьих государств равнозначной точности. В случае, когда международный эталон единицы величины или национальный эталон единицы величины третьих государств превышают их по точности, вместо сличения могут осуществляться поверка и (или) калибровка средств измерений, входящих в состав национального эталона единицы величины или эталона единицы величины третьих государств.

Меры по контролю обеспечения метрологической прослеживаемости

Раздел будет дополнен.

Требования к организации и обеспечения информационного обмена

Раздел будет дополнен.».

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Сводная таблица поступивших предложений Департамента технического регулирования и аккредитации и Департамента энергетики Евразийской экономической комиссии по структуре проекта Рекомендаций

Таблица Б.1 - Сводная таблица поступивших предложений

№	Замечание	Позиция разработчика	Примечание
Департамент технического регулирования и аккредитации Евразийской экономической комиссии			
1.	Структуру проекта рекомендации дополнить разделом о принципах метрологического обеспечения измерений	Принято к сведению	В проект Рекомендаций включен раздел 1 «Основные принципы метрологического обеспечения измерений количества и показателей качества электрической энергии»
2.	Объединить в единый раздел «Организация метрологического обеспечения измерений» подразделы: - номенклатура (перечень) параметров (показателей) качества (которые на межгосударственных линиях электропередачи на общем электроэнергетическом рынке ЕАЭС необходимо измерять (определять), руководствуясь едиными согласованными нормами точности измерений);	Принято к сведению	В проекте Рекомендаций раздел 2 «Организация метрологического обеспечения измерений количества и показателей качества электрической энергии» включены подраздел 2.1 «Согласованные (гармонизированные) нормы требуемой точности измерений количества и показателей качества электрической энергии», содержащие

Продолжение таблицы Б.1

№	Замечание	Позиция разработчика	Примечание
2.	- требования к точности измерений количества и показателей качества электрической энергии (согласно номенклатуре)		указанные требования
3.	Объединить в единый раздел «Рекомендации по использованию средств и методов метрологического обеспечения в рамках национальных систем обеспечения единства измерений и стандартизации государств-членов Союза» подразделы: - требования к средствам измерений и информационно-измерительным системам; - требования к методам измерений; - требования к методам испытаний и испытательным лабораториям; - меры и методы контроля за результатами измерений в точках учета на МГЛЭП; - процедуры и правила обеспечения метрологической прослеживаемости; - меры по контролю за обеспечением метрологической прослеживаемости; - требования к организации и обеспечению информационного обмена.	Принято к сведению	В проект Рекомендаций включен раздел 3 «Рекомендации по использованию средств и методов метрологического обеспечения в рамках национальных систем обеспечения единства измерений и стандартизации государств-членов Союза», содержащие указанные требования
4.	Предлагается дополнить раздел «термины и определения» определениями понятий, раскрывающих понятие «метрологическое обеспечение измерений на общем	Принято к сведению	Раздел «Термины и определения» проекта Рекомендаций дополнен

Продолжение таблицы Б.1

№	Замечание	Позиция разработчика	Примечание
	электроэнергетическом рынке ЕАЭС», поскольку подразделы документа Исполнитель предлагает формировать, по существу, в соответствии с этими понятиями.		
Департамент энергетики Евразийской экономической комиссии			
1.	Представить рекомендации об измерениях количества электрической энергии и об измерениях параметров качества электрической энергии в отдельных подразделах	Принято к сведению	В проекте Рекомендаций требования к измерениям количества и качества электрической энергии приведены в отдельных подразделах
2.	В структуру каждого из подразделов включить: - цели измерений; - какие показатели измеряются; - периодичность измерений; - требования к средствам измерений; - требования к обмену информацией; - требования к хранению информации.	Принято к сведению	В проект Рекомендаций включены указанные требования

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Проект Рекомендаций

«Проект

Рекомендации по установлению требований к измерениям количества и параметров (показателей) качества электрической энергии при осуществлении торговли электрической энергией на общем электроэнергетическом рынке Евразийского экономического союза на межгосударственных сечениях на государственных границах государств – членов Евразийского экономического союза

Область применения

Настоящие «Рекомендации по установлению требований к измерениям количества и параметров (показателей) качества электрической энергии при осуществлении торговли электрической энергией на общем электроэнергетическом рынке Евразийского экономического союза на межгосударственных сечениях на государственных границах государств – членов Евразийского экономического союза» (далее – Рекомендации) предназначены для профильных министерств и организаций, осуществляющих управление электроэнергетикой государств – членов Евразийского экономического союза (далее – Союза), обеспечивающих трансграничную передачу электрической энергии при проектировании, строительстве, реконструкции, модернизации, техническом перевооружении и технологическом присоединении объектов электроэнергетики субъектов общего электроэнергетического рынка Союза (далее – ОЭР Союза), осуществляющих в соответствии с законодательством государств-членов Союза торговлю электрической энергией, перемещаемой по межгосударственным линиям электропередачи сопредельных электроэнергетических систем государств-членов Союза.

По мере накопления аналитической и статистической информации по

МГЛЭП на уровне высокого и сверхвысокого напряжения, будет проводиться актуализация положений настоящих Рекомендаций.

Введение

Настоящие Рекомендации разработаны на основе общих принципов, предусмотренных Разделом XX Договора о Евразийском экономическом союзе от 29 мая 2014 г. с целью:

- установления единых принципов метрологического обеспечения измерений количества и параметров (показателей) качества электрической энергии на ОЭР Союза на основе унификации (гармонизации) метрологических требований к измерениям количества и параметров (показателей) качества электрической энергии;

- гармонизации в рамках Союза требований к точности измерений количества и параметров (показателей) качества электрической энергии при осуществлении торговли электрической энергией на ОЭР Союза на МГЛЭП на межгосударственных линиях государств-членов Союза.

Настоящие Рекомендации направлены на согласованное применение в рамках национальных систем стандартизации государств-членов Союза субъектами ОЭР Союза, осуществляющими в соответствии с законодательством государств-членов Союза торговлю электрической энергией, перемещаемой по МГЛЭП на межгосударственных линиях государств-членов Союза, методов измерения количества и показателей качества электрической энергии с точностью, не выходящей за регламентированные согласованные границы, а также на применение с этой целью, в рамках национальных систем обеспечения единства измерений государств-членов Союза, средств измерений, в том числе информационных измерительных систем, соответствующих классов точности в целях обеспечения указанной точности метода.

Настоящими Рекомендациями определена сфера согласованного применения методов измерения:

- получение достоверной измерительной информации о количестве и

параметрах (показателях) качества электрической энергии, перемещаемой по МГЛЭП на межгосударственных линиях государств-членов Союза;

- выполнение условий договоров купли-продажи, заключенных между субъектами ОЭР Союза;

- выполнение условий доступа к услугам по межгосударственной передаче электрической энергии (мощности) в рамках ОЭР Союза, и выполнения условий договоров на оказание данных услуг;

- равноправной конкуренции.

Нормативные ссылки

В настоящих Рекомендациях использованы ссылки на международные и межгосударственные стандарты, а так же документы, указанные в Библиографии.

Термины и определения

Термины и определения, используемые в Рекомендациях, имеют значение, определенное Протоколом об общем электроэнергетическом рынке Евразийского экономического союза (приложение N 21 к Договору о Евразийском экономическом союзе) Протоколом о проведении согласованной политики в области обеспечения единства измерений (приложение N 10 к Договору о Евразийском экономическом союзе). Также применены термины по ГОСТ 32144-2013, ГОСТ 33073-2014, ГОСТ 31818.11-2012, ГОСТ 31819.22-2012, ГОСТ 31819.23-2012, а также следующие термины с соответствующими определениями:

метрологическое обеспечение измерений (далее – МОИ) количества и параметров (показателей) качества электрической энергии, выполняемых при функционировании ОЭР Союза – систематизированный набор средств и методов, направленных на получение достоверной измерительной информации о количестве и параметрах (показателях) качества электрической энергии на МГЛЭП на государственных границах государств – членов Союза, обладающей свойствами, необходимыми для выработки решений по приведению объекта управления в целевое состояние, включающий:

средства измерений количества и параметров (показателей) качества электрической энергии, в том числе информационно – измерительные системы, утвержденного типа, обеспечивающие выполнение измерений согласованного (гармонизированного) перечня параметров (показателей) качества электрической энергии в соответствии с согласованными (гармонизированными) нормами требуемой точности измерений, аттестованные методики измерений, методики исследований (испытаний), стандарты на методы измерений и исследований (испытаний), уполномоченные и (или) аккредитованные испытательные лаборатории, национальные (первичные) эталоны единиц величин государств – членов Союза;

1. Основные принципы метрологического обеспечения измерений количества и показателей качества электрической энергии

Основными принципами метрологического обеспечения измерений количества и показателей качества электрической энергии на МГЛЭП на государственных границах государств – членов Союза являются:

1) обеспечение единства измерений при измерении количества и качества электрической энергии;

2) создание условий для получения достоверной измерительной информации о количестве и показателях качества электрической энергии.

При разработке МОИ применен системный подход как совокупности взаимосвязанных процессов, объединенных достижением требуемого качества измерений. Такими процессами являются:

- установление рациональной номенклатуры измеряемых параметров и оптимальных норм точности измерений количества и качества электрической энергии;

- выбор средств измерений и установление их рациональной номенклатуры;

- стандартизация, унификация и агрегатирование используемых средств измерений;

- разработка, внедрение и аттестация методик измерений;
- метрологическая оценка средств измерений;
- контроль за производством, состоянием, применением и ремонтом средств измерений, за соблюдением метрологических правил и норм на предприятии;
- участие в разработке и внедрении стандартов предприятия;
- внедрение международных, государственных и иных нормативных документов по техническому регулированию и метрологии;
- проведение метрологической экспертизы проектов нормативной, конструкторской и технологической документации;
- проведение анализа состояния измерений, разработка на его основе и осуществление мероприятий по совершенствованию МОИ;
- подготовка работников служб предприятия к выполнению контрольно-измерительных операций.

2. Организация метрологического обеспечения измерений количества и показателей качества электрической энергии

2.1 Согласованные (гармонизированные) нормы требуемой точности измерений количества и показателей качества электрической энергии

Передача электрической энергии при осуществлении торговли на ОЭР Союза на государственных границах в основном осуществляется по линиям среднего, высокого и (или) сверхвысокого напряжения. При этом измерение количества и параметров качества электрической энергии осуществляется при низких напряжениях, что предусматривает дополнительно к счетчикам электрической энергии использование соответствующих средств измерений: трансформаторов напряжения и / или трансформаторов тока, а к средствам измерений показателей качества электрической энергии использование трансформаторов напряжения. В случае осуществления торговли на ОЭР Союза на государственных границах по линиям низкого напряжения применение трансформаторов напряжения и / или трансформаторов тока не

требуется и измерения количества и параметров качества электрической энергии проводится с непосредственным применением счетчиков электрической энергии и средств измерения показателей качества электрической энергии соответственно.

2.1.1 Согласованные (гармонизированные) нормы требуемой точности измерений количества электрической энергии

Требования к счетчикам электрической энергии:

- счетчики электрической энергии должны соответствовать ГОСТ 31818.11-2012;

- класс точности не хуже 0,2S по ГОСТ 31819.22-2012, не хуже 1 по ГОСТ 31819.23-2012;

- иметь цифровые интерфейсы для передачи данных.

Требования к ТТ:

- трансформаторы тока должны соответствовать ГОСТ 7746-2015;

- класс точности не хуже 0,2S;

- фактическое значение вторичной нагрузки ТТ должно соответствовать требованиям ГОСТ 7746-2015;

- один из выводов вторичной обмотки ТТ должен быть заземлен;

Требования к ТН:

- ТН должны соответствовать ГОСТ 1983-2015;

- класс точности не хуже 0,5;

- фактическая мощность нагрузки, подключенной к вторичной цепи ТН, должна соответствовать требованиям ГОСТ 1983-2015;

- подключение СИ ПКЭ к ТН должно выполняться отдельным кабелем.

Требования к вторичным цепям ТН:

- потери напряжения от ТН до СИ ПКЭ должны составлять не более 0,25 % номинального вторичного напряжения;

- вторичные цепи выполняются кабелем с двойной изоляцией;

- сечение проводов и кабелей, присоединенных к СИ ПКЭ, должно приниматься в соответствии правилами и нормами по охране труда и пожарной безопасности;
- в электрической схеме должна быть предусмотрена возможность замены СИ ПКЭ без отключения контролируемого присоединения (применение специальных устройств или измерительных клемм);
- значения физических величин (напряжение и сила переменного тока, частота, коэффициент мощности, параметры вторичных цепей ТТ и ТН, температура окружающего воздуха, внешние поля и другие факторы, регламентируемые нормативными документами), влияющих на точность измерений, не должны выходить за пределы допускаемых значений, установленных нормативными документами и/или указанные в технических описаниях средств измерений.

2.1.2 Согласованные (гармонизированные) нормы требуемой точности измерений показателей качества электрической энергии

Для проведения измерений и осуществления контроля показателей качества электрической энергии и других параметров электрических величин должны использоваться СИ ПКЭ серийного производства, соответствующие классу А в соответствии с требованиями ГОСТ 30804.4.30-2013, классу I в соответствии с требованиями ГОСТ 30804.4.7-2013 и классу F1 в соответствии с требованиями ГОСТ IEC 61000-4-15-2014.

Требования к СИ ПКЭ, в том числе измеряемые параметры и метрологические характеристики СИ ПКЭ, должны соответствовать приведенным в таблице 1.

Таблица 1 – Диапазоны измерений и пределы допускаемой основной погрешности измерений СИ ПКЭ

ПКЭ и параметры напряжения	Диапазон измерений	Пределы допускаемой основной погрешности	Примечание
Среднеквадратическое значение напряжения	$(10 - 150) \% \text{ от } U_{\text{ном}}$	$\pm 0,1 \% \text{ от } U_{\text{ном}}$	—
Отрицательное отклонение напряжения $\delta U_{(-)}$	$(0 - 90) \%$	$\pm 0,1 \% \text{ от } U_{\text{ном}}$	—
Положительное отклонение напряжения $\delta U_{(+)}$	$(0 - 50) \%$	$\pm 0,1 \% \text{ от } U_{\text{ном}}$	—
Установившееся отклонение напряжения δU_y	$(10 - 200) \% \text{ от } U_{\text{ном}}$	$\pm 0,2 \% \text{ от } U_{\text{ном}}$	—
Частота f	$(42,5 - 57,5) \text{ Гц}$	$\pm 0,01 \text{ Гц}$	—
Отклонение частоты Δf	от минус 7,5 до 7,5 Гц	$\pm 0,01 \text{ Гц}$	—
Коэффициент несимметрии напряжений по обратной последовательности K_{2U}	$(0,5 - 5) \%$	$\pm 0,15\%$	—
Коэффициент несимметрии напряжений по нулевой последовательности K_{0U}	$(0,5 - 5) \%$	$\pm 0,15\%$	—
Коэффициент n -ой гармонической составляющей напряжения $K_{U(n)}$	$(10 - 200) \%$	$\pm 5 \% \text{ от } U_m$	$K_{U(n)} \geq 1 \%$
		$\pm 0,05 \% \text{ от } U_{\text{ном}}$	$K_{U(n)} < 1 \%$
Суммарный коэффициент гармонических составляющих напряжения K_U	$(10 - 200) \%$	$\pm 10 \% \text{ от } U_m$	$K_U \geq 1 \%$
		$\pm 0,1 \% \text{ от } U_{\text{ном}}$	$K_U < 1 \%$
Коэффициент h -ой интергармонической составляющей напряжения $K_{U(h)}$	$(10 - 200) \%$	$\pm 5 \% \text{ от } U_m$	$K_{U(h)} \geq 1 \%$
		$\pm 0,05 \% \text{ от } U_{\text{ном}}$	$K_{U(h)} < 1 \%$
Кратковременная доза фликера P_{st}	$0,2 - 10$	$\pm 5 \%$	—
Длительная доза фликера P_{lt}	$0,2 - 10$	$\pm 5 \%$	—
Глубина провала напряжения δU_{Π}	$(10 - 100) \%$	$\pm 0,2 \% \text{ от } U_{\text{ном}}$	—
Длительность провала и прерывания напряжения Δt_{Π}	$0 - 60 \text{ с}$	$\pm 0,02 \text{ с}$	—
Коэффициент временного перенапряжения $K_{\text{пер}U}$	$1 - 1,5$	$\pm 0,002$	—
Длительность временного перенапряжения $\Delta t_{\text{пер}U}$	$0 - 60 \text{ с}$	$\pm 0,02 \text{ с}$	—

2.2 Согласованный (гармонизированный) перечень параметров (показателей) качества электрической энергии

В настоящем разделе приведен согласованный (гармонизированный) перечень параметров (показателей) качества электрической энергии, измерение которых необходимо осуществлять на ОЭР Союза при осуществлении торговли на МГЛЭП на государственных границах государств – членов Союза, руководствуясь едиными согласованными (гармонизированными) нормами точности измерений параметров (показателей) качества электрической энергии, и их нормы.

Перечень параметров (показателей) качества электрической энергии, их нормы и точность измерений а также другие вопросы касающиеся измерений качества электрической энергии, могут оговариваться договорными отношениями между субъектами ОЭР Союза и зависеть от установленных требования в национальных и (или) международных стандартах государств – членов.

2.2.1 Согласованный (гармонизированный) перечень параметров (показателей) качества электрической энергии, измерение которых необходимо осуществлять в точке или группе точек поставки пользователям электрических сетей сверхвысокого напряжения систем электроснабжения переменного тока частотой 50 Гц, и их нормы:

1) продолжительные изменения характеристик напряжения:

1.1) отклонение частоты, Δf , Гц. Отклонение частоты в синхронизированных системах электроснабжения не должно превышать $\pm 0,2$ Гц в течение 95 % времени интервала в одну неделю и $\pm 0,4$ Гц в течение 100 % времени интервала в одну неделю;

1.2) медленные изменения напряжения: отрицательное, $\delta_{U(-)}$, %, и положительное, $\delta_{U(+)}$, %, отклонения напряжения электропитания от номинального/согласованного значения напряжения. Положительные и отрицательные отклонения напряжения в точке или группе точек поставки не должны превышать 10 % номинального или согласованного значения

напряжения в течение 100 % времени интервала в одну неделю.

Значения установившегося положительного отклонения напряжения в точке или группе точек поставки, для которых не заданы графики напряжения, не должны превышать наибольшее длительно допускаемое рабочее напряжение для электрических сетей различных номинальных напряжений и соответствующих им значений отклонений напряжения, приведенных в Таблице 2.

Таблица 2 - Наибольшие длительно допускаемые рабочие напряжения для электрических сетей различных номинальных напряжений и соответствующие им значения отклонений напряжения

Класс напряжения, кВ	Номинальное/ согласованное значение напряжение, кВ	Наибольшее длительно допускаемое рабочее напряжение, кВ	Значения установившегося положительного отклонение напряжения, % от номинального/ согласованного значения напряжения
330	330,0	363,0	10
500	500,0	525,0	5
750	750,0	787,0	5
1150	1150,0	1200,0	5

При этом, нижнее допускаемое отклонение напряжения принимается равными 0 % ($\delta_{U(-)}=0\%$).

2) случайные события:

2.1) прерывания напряжения, которые подразделяют на длительные (длительность более 3 мин) и кратковременные (длительность не более 3 мин).

2.2) провалы напряжения и перенапряжения, которые определяются как напряжением, так и длительностью (до 1 мин).

2.3) импульсные напряжения, которые вызываются в основном молниевыми разрядами или процессами коммутации в электрической сети или электроустановке потребителя электрической энергии.

2.2.2 Согласованный (гармонизированный) перечень параметров (показателей) качества электрической энергии, измерение которых

необходимо осуществлять в точке или группе точек поставки пользователям электрических сетей низкого, среднего и высокого напряжения систем электроснабжения общего назначения переменного тока частотой 50 Гц, и их нормы:

1) продолжительные изменения характеристик напряжения:

1.1) отклонение частоты (Δf , Гц). Отклонение частоты в синхронизированных системах электроснабжения не должно превышать $\pm 0,2$ Гц в течение 95 % времени интервала в одну неделю и $\pm 0,4$ Гц в течение 100 % времени интервала в одну неделю;

1.2) медленные изменения напряжения: отрицательное, $\delta_{U(-)}$, %, и положительное, $\delta_{U(+)}$, %, отклонения напряжения электропитания от номинального/согласованного значения напряжения. Положительные и отрицательные отклонения напряжения в точке или группе точек поставки не должны превышать 10 % номинального или согласованного значения напряжения в течение 100 % времени интервала в одну неделю.

1.3) колебания напряжения и фликер: кратковременная доза фликера, P_{st} , измеренная в интервале времени 10 мин, и длительная доза фликера, P_{lt} , измеренная в интервале времени 2 ч, в точке или группе точек поставки. Кратковременная доза фликера, измеренная в интервале времени 10 мин, не должна превышать значения 1,38, длительная доза фликера, измеренная в интервале времени 2 ч, не должна превышать значения 1,0 в течение 100 % времени интервала в одну неделю.

1.3) несинусоидальность напряжения:

гармонические составляющие напряжения, к которым относятся значения коэффициентов гармонических составляющих напряжения до 40-го порядка, $K_{U(n)}$, %, в процентах напряжения основной гармонической составляющей U_1 в точке или группе точек поставки и значение суммарного коэффициента гармонических составляющих напряжения, K_U , % (отношения среднеквадратического значения суммы всех гармонических составляющих до 40-го порядка к среднеквадратическому значению основной

составляющей) в точке или группе точек поставки.

Для указанных показателей КЭ установлены следующие нормы:

а) значения коэффициентов гармонических составляющих напряжения до 40-го порядка, $K_{U(n)}$, %, усредненные в интервале 10 мин, не должны превышать значений, установленных в таблицах 3–5, в течение 95 % интервала времени в одну неделю;

б) значения коэффициентов гармонических составляющих напряжения до 40-го порядка, $K_{U(n)}$, %, усредненные в интервале времени 10 мин, не должны превышать значений, установленных в таблицах 3-5, увеличенных в 1,5 раза, в течение 100 % времени каждого периода в одну неделю;

в) значения суммарных коэффициентов гармонических составляющих напряжения, K_U , %, усредненные в интервале 10 мин, не должны превышать значений, установленных в таблице 6, в течение 95 % интервала времени в одну неделю;

г) значения суммарных коэффициентов гармонических составляющих, K_U , %, усредненные в интервале 10 мин, не должны превышать значений, установленных в таблице 7, в течение 100 % интервала времени в одну неделю.

Таблица 3 – Значения коэффициентов нечетных гармонических составляющих напряжения не кратных трем $K_{U(n)}$ [перечисления (а), (б)]

Порядок гармонической составляющей n	Значения коэффициентов гармонических составляющих напряжения $K_{U(n)}, \% U_1$			
	Напряжение электрической сети, кВ			
	0,38	6-25	35	110 и выше
5	6	4	3	1,5
7	5	3	2,5	1
11	3,5	2	2	1
13	3,0	2	1,5	0,7
17	2,0	1,5	1	0,5
19	1,5	1	1	0,4
23	1,5	1	1	0,4
25	1,5	1	1	0,4
>25	1,5	1	1	0,4

Таблица 4 – Значения коэффициентов нечетных гармонических составляющих напряжения, кратных трем $K_{U(n)}$ [перечисления (а), (б)]

Порядок гармонической составляющей n	Значения коэффициентов напряжения гармонических составляющих $K_{U(n)}, \% \cdot U_1$			
	Напряжение электрической сети, кВ			
	0,38	6-25	35	110 и выше
3	5	3	3	1,5
9	1,5	1	1	0,4
15	0,3	0,3	0,3	0,2
21	0,2	0,2	0,2	0,2
>21	0,2	0,2	0,2	0,2

Таблица 5 – Значения коэффициентов четных гармонических составляющих напряжения $K_{U(n)}$ [перечисления (а), (б)]

Порядок гармонической составляющей n	Значения коэффициентов напряжения гармонических составляющих $K_{U(n)}, \% \cdot U_1$			
	Напряжение электрической сети, кВ			
	0,38	6-25	35	110 и выше
2	2	1,5	1	0,5
4	1	0,7	0,5	0,3
6	0,5	0,3	0,3	0,2
8	0,5	0,3	0,3	0,2
10	0,5	0,3	0,3	0,2
12	0,2	0,2	0,2	0,2
>12	0,2	0,2	0,2	0,2

Таблица 6 – Значения суммарных коэффициентов четных гармонических составляющих напряжения K_U [перечисления (в)]

Значения суммарных коэффициентов напряжения гармонических составляющих $K_U, \%$			
Напряжение электрической сети, кВ			
0,38	6-25	35	110 и выше
8,0	5,0	4,0	2,0

Таблица 7 – Значения суммарных коэффициентов четных гармонических составляющих напряжения K_U [перечисления (г)]

Значения суммарных коэффициентов напряжения гармонических составляющих $K_U, \%$			
Напряжение электрической сети, кВ			
0,38	6-25	35	110 и выше
12,0	8,0	6,0	3,0

1.3.2) интергармонические составляющие напряжения: несимметрии напряжений в трехфазных системах: коэффициент несимметрии напряжений по обратной последовательности, $K_{2U}, \%$, и коэффициент несимметрии напряжений по нулевой последовательности, $K_{0U}, \%$. Значения

коэффициентов несимметрии напряжений по обратной последовательности и несимметрии напряжений по нулевой последовательности в точке передачи, усредненные в интервале времени 10 мин, не должны превышать 2 % в течение 95 % времени интервала в одну неделю и не должны превышать 4 % в течение 100 % времени интервала в одну неделю.

2) случайные события:

2.1) прерывания напряжения, которые подразделяют на длительные (длительность более 3 мин) и кратковременные (длительность не более 3 мин);

2.2) провалы напряжения и перенапряжения, которые определяются как напряжением, так и длительностью (до 1 мин);

2.3) импульсные напряжения, которые вызываются в основном молниевыми разрядами или процессами коммутации в электрической сети или электроустановке потребителя электрической энергии.

Для ПКЭ, характеризующих медленные изменения напряжения, частоту, несинусоидальность, несимметрию напряжений, колебания напряжений, должны использоваться следующие статистические характеристики:

- наибольшее значение ПКЭ за интервал времени, в течение которого производился расчет статистических характеристик;

- наименьшее значение ПКЭ за интервал времени, в течение которого производился расчет статистических характеристик;

- верхнее значение ПКЭ (верхняя граница интервала значений ПКЭ, содержащего 95 % результатов измерений, полученных за интервал времени, в течение которого производился расчет статистических характеристик);

- нижнее значение ПКЭ (нижняя граница интервала значений ПКЭ, содержащего 95 % результатов измерений, полученных за интервал времени, в течение которого производился расчет статистических характеристик);

- относительное время превышения допустимых значений ПКЭ, установленных для 95 % результатов измерений T1;

-относительное время превышения допускаемых значений ПКЭ, установленных для 100 % результатов измерений T2.

Примечание – Для ПКЭ, характеризующих несинусоидальность, несимметрию напряжений и колебания напряжений, как правило, не определяются статистические характеристики, оценивающие нижнюю границу диапазона результатов измерений (наименьшее и нижнее значения).

Для ПКЭ, характеризующих случайные процессы, должны использоваться следующие статистические характеристики, полученные за интервал времени 1 год:

- общее количество случайных событий каждого вида (провалы напряжения, перенапряжения, прерывания напряжения);
- общая продолжительность случайных событий каждого вида;
- количество случайных событий с определенными диапазонами значений параметров, характеризующих среднеквадратическое значение напряжения во время случайного события и его длительность.

3. Рекомендации по использованию средств и методов метрологического обеспечения в рамках национальных систем обеспечения единства измерений и стандартизации государств-членов Союза

3.1 Требования к средствам измерений количества и показателей качества электрической энергии, в том числе информационным измерительным системам

Применяемые средства измерений количества и показателей качества электрической энергии, в том числе информационные измерительные системы, должны быть внесены в Реестр средств измерений государств-членов Союза, пройти метрологическую оценку (поверку) и быть допущены к применению в сфере законодательной метрологии в соответствии с национальным законодательством государств-членов Союза.

В качестве документов, устанавливающих требования к средствам измерений, используемых для измерения количества электрической энергии,

а так же их точности, на территории государств-членов ЕАЭС следует применять:

ГОСТ 31818.11-2012 «Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Общие требования. Испытания и условия испытаний. Часть 11. Счетчики электрической энергии»;

ГОСТ 31819.22-2012 «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 «Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Статические счетчики реактивной энергии»;

ГОСТ 7746-2015 «Трансформаторы тока. Общие технические условия»;

ГОСТ 1983-2015 «Трансформаторы напряжения. Общие технические условия».

Рекомендуется применение многофункциональных статических счетчиков электрической энергии с протоколом обмена данными по цифровым интерфейсам, соответствующим требованиям международных и/или межгосударственных стандартов.

Рекомендуется применение трансформаторов напряжения и (или) трансформаторов тока с известными частотными характеристиками (в частотном диапазоне до 40-ой гармоники).

Дополнительные условия учета электрической энергии и мощности, технологических потерь электрической энергии и мощности, особенности учета перетоков электрической энергии и мощности по МГЛЭП в части технических требований, а также другие вопросы, могут оговариваться договорными отношениями между субъектами ОЭР Союза.

Счетчики электрической энергии должны обеспечивать хранение первичных данных.

Счетчиками электрической энергии должны обеспечивать измерения:

- получасовые (в перспективе 15-минутные) значения активной и

реактивной электрической мощности обоих направлений;

- суммарные, за сутки, за месяц значения активной и реактивной электрической энергии обоих направлений по тарифным зонам.

В качестве документов, устанавливающих требования к средствам измерений, используемых для измерения качества электрической энергии, а так же их точности, на территории государств-членов ЕАЭС следует применять:

ГОСТ 30804.4.30-2013 «Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Методы измерений показателей качества электрической энергии».

ГОСТ 30804.4.7-2013 «Совместимость технических средств электромагнитная. Общее руководство по средствам измерений и измерениям гармоник и интергармоник для систем электроснабжения и подключаемых к ним технических средств».

ГОСТ IEC 61000-4-15-2014 «Совместимость технических средств электромагнитная. Часть 4. Методики испытаний и измерений. Раздел 15. Фликерметр. Функциональные и конструктивные требования».

Измерения количества и качества электрической энергии применительно к МГЛЭП в рамках ОЭР Союза обоснованно проводить с применением автоматизированной информационно – измерительной системы (далее – АИИС) – системы измерения количества и параметров качества электрической энергии. При этом АИИС, предназначенная для измерения качества электрической энергии, может быть интегрирована в систему измерения количества электрической энергии или быть отдельной самостоятельной частью.

АИИС должна основываться на рекомендациях и требованиях, предусмотренных национальным законодательством государств-членов Союз, а так же нормативными правовыми актами в рамках ОЭР Союза, документами, разработанными (принятыми) в рамках существующих интеграционных объединений на территории СНГ.

АИИС должна создаваться с учетом имеющихся организационно-технических решений в области учета количества и контроля качества электрической энергии на объектах электроэнергетики государств - членов Союза, субъектов ОЭР Союза, обеспечивающих трансграничную передачу электрической энергии по МГЛЭП.

3.2 Требования к методикам (методам) измерений

Целесообразно использовать счетчики электрической энергии с одинаковыми методиками (методами) измерений (алгоритмами расчета полной, активной и реактивной мощности (энергии)), предпочтительно одной модели в одной точке или группе точек поставки.

Подтверждение соответствия методик (методов) измерений количества и показателей качества электрической энергии обязательным метрологическим требованиям к измерениям осуществляется в процессе утверждения типов средств измерений количества и показателей качества электрической энергии, в том числе информационных измерительных систем, в соответствии с национальным законодательством об обеспечении единства измерений государств-членов Союза. В остальных случаях подтверждение соответствия методик (методов) измерений обязательным метрологическим требованиям к измерениям осуществляется путем аттестации методик (методов) измерений в соответствии с национальным законодательством об обеспечении единства измерений государств-членов Союза.

Для выполнения измерений качества электрической энергии с требуемой точностью должна быть разработана методика (метод) измерений качества электрической энергии. Данная методика(метод) измерений должна предусматривать проведение следующих видов измерений качества электрической энергии:

- непрерывные (технологические) измерения качества электрической энергии (мониторинг);
- периодические измерения качества электрической энергии

(периодический контроль);

– внеочередные измерения качества электрической энергии при рассмотрении претензий к качеству электрической энергии (внеочередной контроль).

Основные положения по организации и проведению измерений качества электрической энергии, изложенные в методике (методе) измерений, должны соответствовать требованиям ГОСТ 33073-2014.

Интервалы времени измерений ПКЭ:

Основной интервал времени измерений ПКЭ

Длительность основного интервала времени измерений ПКЭ должна быть равна длительности 10 периодов сигналов основной частоты (0,2 с при частоте 50 Гц). Начало данного интервала должно синхронизироваться с началом 1-минутного или 10-минутного календарного интервала времени.

Измерения на основных интервалах времени измерений ПКЭ 10/12 периодов должны синхронизироваться с текущим временем при каждой 10-минутной отметке текущего времени внутренних часов СИ ПКЭ.

На основном интервале времени измерений ПКЭ определяются следующие ПКЭ:

- установившееся отклонение напряжения;
- коэффициент несимметрии напряжений по обратной последовательности;
- коэффициент несимметрии напряжений по нулевой последовательности;
- коэффициент искажения синусоидальности напряжения (суммарный коэффициент гармонических составляющих);
- коэффициент n-ой гармонической составляющей напряжения;
- коэффициент h-ой интергармонической составляющей напряжения;
- напряжения информационных сигналов в электрической сети.

На основном интервале времени измерений ПКЭ определяются повышенные и пониженные напряжения, используемые для расчета

положительного и отрицательного отклонения напряжения соответственно. Также могут измеряться дополнительные параметры напряжения, параметры тока, параметры углов фазовых сдвигов и параметры мощности.

Не допускаются перекрытия между основными интервалами времени измерений ПКЭ, кроме случаев, возникающих при синхронизации основного интервала времени СИ ПКЭ с началом 1- или 10-минутного календарного интервала времени. В этом случае начало основного перекрывающего интервала времени измерений ПКЭ определяется в соответствии с ГОСТ 30804.4.30-2013.

Пропуски между основными интервалами времени измерений ПКЭ для СИ ПКЭ класса «А» не допускаются.

Основной интервал времени измерений ПКЭ используется для получения объединенных (усредненных) результатов измерений за интервалы времени измерений ПКЭ.

Для измерений частоты (отклонений частоты) должен быть использован специальный интервал времени, равный 10 с. Данный интервал времени должен начинаться при значении секунд, кратных 10 (00, 10, 20, 30, 40, 50). Результаты измерений, полученные на этих интервалах времени, должны использоваться для архивирования и статистической обработки результатов измерений.

Интервалы времени, используемые для получения объединенных результатов измерений.

Для получения объединенных результатов измерений должны использоваться следующие интервалы времени:

- 150 периодов (150T) сигналов основной частоты (3 с при частоте 50 Гц);
- 60 с;
- 10 минут;
- 2 часа.

При получении объединенных результатов измерений не допускается

перекрытий и разрывов между основными интервалами времени измерений, кроме случаев, возникающих при синхронизации основного интервалов времени СИ ПКЭ с началом 1- или 10 - минутного календарного интервала времени. В этих случаях начало основного перекрывающего интервала времени измерений определяется в соответствии с ГОСТ 30804.4.30-2013.

В СИ ПКЭ должны использоваться один или несколько указанных интервалов времени.

Интервалы времени 30 и 60 минут, широко используемые в коммерческом учете, могут быть установлены как дополнительные интервалы обработки измерительной информации.

Интервал объединения 150Т

Начало данного интервала должно синхронизироваться с началом 1- или 10 - минутного календарного интервала времени в соответствии с алгоритмом, описанным в ГОСТ 30804.4.30-2013. За значение ПКЭ на данном интервале времени измерений должно приниматься значение, равное квадратному корню из среднеарифметического значения квадратов результатов измерений, полученных на основных интервалах времени измерений ПКЭ (10Т).

Результаты измерений, объединенные на этих интервалах времени, могут использоваться для архивирования, статистической обработки результатов измерений и отображения на табло прибора.

Интервал объединения 1 минута

Данный интервал времени должен начинаться в момент равенства нулю секунд таймера прибора. За значение ПКЭ на данном интервале времени измерений ПКЭ должно приниматься значение, равное квадратному корню из средне - арифметического значения квадратов результатов измерений, полученных на основных интервалах времени измерений ПКЭ (10Т).

Если для синхронизации начала основного интервала времени измерения используется интервал 10 минут, то за объединенное на интервале 1 минута значение ПКЭ должно приниматься значение, равное квадратному

корню из среднего арифметического значения квадратов результатов измерений, полученных за основные интервалы времени ($10T$), которые завершились в данную минуту.

Результаты измерений, объединенные на этих интервалах времени, могут использоваться для архивирования и статистической обработки результатов измерений.

Интервал объединения 10 минут

Данный интервал времени должен начинаться при выполнении двух условий: значения секунд таймера прибора равны нулю, значения минут кратны 10 (00, 10, 20, 30, 40, 50). За значение ПКЭ на данном объединенном интервале времени должно приниматься значение, равное квадратному корню из среднего арифметического значения квадратов результатов измерений, полученных на основных интервалах времени измерений ПКЭ ($10T$).

Результаты измерений, объединенные на этих интервалах времени, могут использоваться для объединения результатов измерений (на интервале времени, равном 2 часам), архивирования и статистической обработки результатов измерений.

Интервал объединения 2 часа

Данный интервал времени должен начинаться при выполнении трех условий: значения секунд текущего времени таймера прибора равны нулю, значения минут равны нулю, значения часов кратны двум (0, 2, 4, 6, 8, 10, 12, 14, 16, 18, 20, 22). За значение ПКЭ на данном объединенном интервале времени должно приниматься значение, равное квадратному корню из среднего арифметического значения квадратов результатов измерений, полученных на 10 - минутных интервалах объединения.

Результаты измерений, объединенные на этих интервалах времени, могут использоваться для архивирования и статистической обработки результатов измерений.

Интервал времени измерения кратковременной дозы фликера должен быть равен 10 мин и начинаться при выполнении двух условий: значения

секунд таймера прибора равны нулю, значения минут - кратны 10 (00, 10, 20, 30, 40, 50). Значение кратковременной дозы фликера определяется в соответствии с ГОСТ IEC 6100-4-15-2014.

Интервал измерения длительной дозы фликера должен быть равен 2 ч и начинаться при выполнении трех условий: значения секунд таймера прибора равны нулю, значения минут – равны нулю, значения часов - кратны двум (0, 2, 4, 6, 8, 10, 12, 14, 16, 18, 20, 22). Результат измерения длительной дозы фликера является объединением результатов измерений значений кратковременных доз (P_{sti}) фликера в соответствии с формулой:

$$P_{lt} = \sqrt[3]{\sum_{i=1}^{12} \frac{P_{sti}^3}{12}}. \quad (1)$$

Требования к измерению параметров, характеризующих продолжительные изменения характеристик напряжения (ПКЭ) и параметров тока

Описанные методы измерений относятся к определению значений параметров на основных интервалах времени измерений ПКЭ, если не указано иное.

Отклонение частоты

Значение частоты измеряется на каждом интервале времени 10 с. Интервалы времени измерений 10 с не должны перекрываться. Так как число периодов может быть не целым, отдельные периоды, которые перекрывают 10-ти секунднй интервал, не учитывают. Каждый 10-ти секунднй интервал должен начинаться на абсолютной 10-ти секунднй отметке текущего времени.

Определить отклонение частоты Δf на интервале времени измерения по формуле

$$\Delta f = f - f_{ном}, \quad (2)$$

где f – значение частоты, Гц

$f_{ном}$ – номинальное значение частоты, Гц.

Отрицательное и положительное отклонения напряжения

Для определения отрицательного и положительного отклонений

напряжения на объединенном интервале необходимо выполнить следующие операции.

Измерить среднеквадратическое значение напряжения на каждом i -ом основном измерительном интервале времени $(10 \cdot T)$, входящем в объединенный интервал времени $U_{10T,i}$.

Определить пониженное $U_{10T(-),i}$ и повышенное $U_{10T(+),i}$ значения напряжения на каждом i -ом основном измерительном интервале времени, входящем в объединенный интервал времени.

Определить пониженное и повышенное значения напряжения на объединенном интервале.

Пониженное значение напряжения на объединенном интервале $U_{m(-)}$ вычисляется по формуле

$$U_{m(-)} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^k U_{10T(-),i}^2}{k}}, \quad (3)$$

где k – количество основных измерительных интервалов времени в объединенном интервале.

Повышенное значение напряжения на объединенном интервале $U_{m(+)}$ вычисляется по формуле

$$U_{m(+)} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^k U_{10T(+),i}^2}{k}}, \quad (4)$$

Определить отрицательное отклонение напряжения $\delta U_{(-)}$, %, по формуле

$$\delta U_{(-)} = [(U_{ном} - U_{m(-)})/U_{ном}] \cdot 100. \quad (5)$$

Определить положительное отклонение напряжения $\square U_{(+)}$, %, по формуле

$$\delta U_{(+)} = [(U_{m(+)} - U_{ном})/U_{ном}] \cdot 100. \quad (6)$$

Значение установившегося отклонения напряжения вычисляется по формуле

$$\delta U_{(l)} = [(U_{(l)} - U_{ном})/U_{ном}] \cdot 100, \quad (7)$$

где $U_{(1)}$ – среднеквадратическое значение напряжения основной частоты, В;

$U_{ном}$ – номинальное значение напряжения, В.

Коэффициент несимметрии напряжений по обратной последовательности

Определить коэффициент несимметрии напряжений по обратной последовательности по формуле

$$K_{2U} = (U_{2(мф)}/U_{1(мф)}) \cdot 100, \quad (8)$$

где $U_{1(мф)}$ – среднеквадратическое значение междуфазных напряжений прямой последовательности, В;

$U_{2(мф)}$ – среднеквадратическое значение междуфазных напряжений обратной последовательности, В.

При расчете коэффициента несимметрии напряжений по обратной последовательности в четырехпроводных электрических сетях допускается использовать значения симметричных составляющих фазных напряжений $U_{1(ф)}$ и $U_{2(ф)}$. Значения симметричных составляющих междуфазных и фазных напряжений связаны следующими соотношениями:

$$U_{1(мф)} = \sqrt{3} \cdot U_{1(ф)}, \quad (9)$$

$$U_{2(мф)} = \sqrt{3} \cdot U_{2(ф)}. \quad (10)$$

Определить коэффициент несимметрии напряжений по нулевой последовательности для четырехпроводных электрических сетей по формуле

$$K_{0U} = (U_{0(ф)}/U_{1(ф)}) \cdot 100, \quad (11)$$

где $U_{1(ф)}$ – среднеквадратическое значение фазных напряжений прямой последовательности, В,

$U_{0(ф)}$ – среднеквадратическое значение фазных напряжений нулевой последовательности, В.

Для расчета коэффициента несимметрии напряжений по нулевой последовательности можно использовать следующую эквивалентную формулу

$$K_{0U} = (U_{0(ф)} \cdot \sqrt{3} / U_{1(мф)}) \cdot 100. \quad (12)$$

Определить коэффициент n -ой гармонической составляющей напряжения по формуле

$$K_{U(n)} = (U_{(n)}/U_{(1)}) \cdot 100, \quad (13)$$

где $U_{(n)}$ – среднеквадратическое значение напряжения n -ой гармонической подгруппы, В.

Суммарный коэффициент гармонических составляющих напряжения и коэффициенты n -ой гармонической составляющих напряжения (до 40-го порядка)

Определить суммарный коэффициент гармонических составляющих напряжения по формуле

$$K_U = \sqrt{\sum_{n=2}^{40} \left(\frac{U_{(n)}}{U_{(1)}} \right)^2}. \quad (14)$$

Определить коэффициент n -ой гармонической составляющей напряжения (n изменяется от 1 до 40) по формуле

$$K_{U(n)} = (U_{(n)}/U_{(1)}) \cdot 100. \quad (15)$$

Определение начала и окончания провалов напряжений, прерываний напряжений и временных перенапряжений

Провал напряжения

Началом провала фазного (междуфазного) напряжения должен считаться момент времени, когда среднеквадратическое значение напряжения $U_{rms(1/2)}$ ($U_{rms(1)}$) станет меньше порогового значения провала напряжения, а окончанием – момент времени, когда указанное среднеквадратическое значение напряжения превысит пороговое значение провала напряжения плюс 2 % от $U_{ном}$.

Началом провала трехфазной системы напряжений при трехфазной четырехпроводной схеме должен считаться момент времени, когда среднеквадратическое значение хотя бы одного фазного напряжения $U_{rms(1/2)}$ ($U_{rms(1)}$) станет меньше порогового значения провала напряжения, а окончанием – момент времени, когда указанные среднеквадратические

значения всех фазных напряжений превысят пороговое значение провала напряжения плюс 2 % от $U_{ном}$.

Началом провала трехфазной системы напряжений при трехфазной трех- проводной схеме должен считаться момент времени, когда среднеквадратическое значение хотя бы одного междуфазного напряжения $U_{rms(1/2)}$ ($U_{rms(1)}$) станет меньше порогового значения провала напряжения, а окончанием – момент времени, когда указанные среднеквадратические значения всех междуфазных напряжений превысят пороговое значение провала напряжения плюс 2 % от $U_{ном}$.

Перенапряжение

Началом перенапряжения в одной фазе должен считаться момент времени, когда среднеквадратическое значение напряжения $U_{rms(1/2)}$ ($U_{rms(1)}$) станет больше порогового значения перенапряжения, а окончанием – момент времени, когда указанное среднеквадратическое значение напряжения станет меньше порогового значения перенапряжения минус 2 % от $U_{ном}$.

Началом перенапряжения трехфазной системы напряжений при четырех- проводной схеме должен считаться момент, когда среднеквадратическое значение хотя бы одного фазного напряжения $U_{rms(1/2)}$ ($U_{rms(1)}$) станет больше порогового значения перенапряжения, а окончанием – момент времени, когда указанные среднеквадратические значения всех фазных напряжений станут меньше порогового значения перенапряжения минус 2 % от $U_{ном}$.

Началом перенапряжения трехфазной системы напряжений при трехпроводной схеме должен считаться момент времени, когда среднеквадратическое значение хотя бы одного междуфазного напряжения $U_{rms(1/2)}$ ($U_{rms(1)}$) становится меньше порогового значения перенапряжения, а окончанием – момент времени, когда указанные среднеквадратические значения всех междуфазных напряжений станут меньше порогового значения перенапряжения плюс 2 % от $U_{ном}$.

Прерывание напряжения

Началом прерывания фазного напряжения должен считаться момент времени, когда среднеквадратическое значение фазного напряжения $U_{rms(1/2)}$ ($U_{rms(1)}$) станет меньше порогового значения прерывания напряжения, а окончанием – момент времени, когда указанное среднеквадратическое значение напряжения превысит пороговое значение провала напряжения плюс 2 % от $U_{ном}$.

Началом прерывания трехфазной системы напряжений при четырехпроводной схеме должен считаться момент времени, когда среднеквадратическое значение хотя бы одного фазного напряжения $U_{rms(1/2)}$ ($U_{rms(1)}$) станет меньше порогового значения прерывания напряжения, а окончанием – момент времени, когда указанные среднеквадратические значения всех фазных напряжений превысят пороговое значение прерывания напряжения плюс 2 % от $U_{ном}$.

Началом прерывания трехфазной системы напряжений при трехпроводной схеме должен считаться момент, когда среднеквадратическое значение хотя бы одного междуфазного напряжения $U_{rms(1/2)}$ ($U_{rms(1)}$) станет меньше порогового значения прерывания напряжения, а окончанием – момент времени, когда указанные среднеквадратические значения всех междуфазных напряжений превысят пороговое значение прерывания напряжения плюс 2 % от $U_{ном}$.

Глубина провала напряжения рассчитывается по формуле

$$\delta U_{np} = ((U_{ном} - U_{np}) / U_{ном}) \cdot 100, \quad (16)$$

где U_{np} – остаточное напряжение провала, равное наименьшему среднеквадратическому значению напряжения, определяемому через каждую половину периода сигнала основной частоты по формуле

$$U_{np} = \min (U_{rms(1/2)}) \text{ или } U_{np} = \min (U_{rms(1)}). \quad (17)$$

Коэффициент временного перенапряжения рассчитывается по формуле

$$K_{перU} = U_{пер} / U_{ном}, \quad (18)$$

где $U_{пер}$ – максимальное значение напряжения при перенапряжении, равное наибольшему среднеквадратическому значению напряжения,

определяемому через каждую половину периода сигнала основной частоты по формуле

$$U_{nep} = \max (U_{rms(1/2)}) \quad (19)$$

или

$$U_{nep} = \max (U_{rms(1)}). \quad (20)$$

Концепция маркирования результатов измерений

Если во время основного интервала измерения ($10T$) были зафиксированы провалы напряжения, перенапряжения или прерывания напряжения, то результаты измерений ПКЭ, относящихся к частоте, значению напряжения, дозе фликера, несимметрии напряжений, гармоникам и интергармоникам маркируются. Объединенный результат измерения, включающий маркированный результат измерения, также должен быть маркирован.

Маркированию подлежат результаты измерений следующих ПКЭ:

- положительное отклонение напряжения;
- отрицательное отклонение напряжения;
- установившееся отклонение напряжения;
- отклонение частоты;
- коэффициент несимметрии напряжений по обратной последовательности;
- коэффициент несимметрии напряжений по нулевой последовательности;
- суммарный коэффициент гармонических составляющих (коэффициент искажения синусоидальности напряжения);
- коэффициент n -ой гармонической составляющей напряжения;
- коэффициент h -ой интергармонической составляющей напряжения;
- кратковременная доза фликера;
- длительная доза фликера;
- напряжение информационных сигналов в электрической сети.

Маркированные результаты измерений могут использоваться или не использоваться при статистической обработке результатов измерений.

При проведении измерений (мониторинга) качества электрической энергии применяют измерительные трансформаторы напряжения. Метрологические характеристики измерительных трансформаторов напряжения должны соответствовать требованиям ГОСТ 1983-2015, класс точности 0.5. При этом мощность нагрузки вторичных цепей измерительных трансформаторов напряжения с учетом входных сопротивлений используемых средств измерения должна находиться согласно требований ГОСТ 1983-2015 в допускаемых пределах от 25 % до 100 % по отношению к номинальной мощности нагрузки, установленной для класса точности данного измерительного трансформатора напряжения при коэффициенте мощности активно-индуктивной нагрузки 0.8. Измерительный трансформатор напряжения должен иметь свидетельство (сертификат) об утверждении типа и свидетельство о поверке.

Определение точек измерения (мониторинга) качества электрической энергии

Точки измерения (мониторинга) могут определяться при необходимости в каждой точке или группе точек поставки на любом конце МГЛЭП или на обоих, если соответствующие точки или группа точек поставки обладают необходимыми измерительными трансформаторами напряжения и/или измерительными трансформаторами тока. Так же точки измерения (мониторинга) могут определяться договорными отношениями между субъектами ОЭР Союза.

Продолжительность и периодичность измерения (мониторинга) качества электрической энергии

На всех МГЛЭП должны выполняться постоянные или периодические измерения (мониторинг) качества электрической энергии по согласованию сторон.

При наличии разногласий сторон по оценке качества электрической энергии или подозрений на неудовлетворительное качество электрической энергии по согласованию сторон выполняются внеочередные измерения (мониторинг) показателей качества электрической энергии.

Предпочтительна организация постоянного непрерывного контроля качества электрической энергии с установкой стационарных приборов измерения параметров качества электрической энергии, определяемых договорными отношениями между субъектами ОЭР Союза.

При проведении периодического измерения (мониторинга) качества электрической энергии общая продолжительность непрерывных измерений показателей качества электрической энергии (за исключением провалов напряжения, прерывания напряжения, перенапряжений и импульсных напряжений) должна быть не менее 7 суток.

Допускается уменьшение общей продолжительности измерения (мониторинга) качества электрической энергии, но длительность измерения (мониторинга) не должна быть менее 2 суток. При этом продолжительность непрерывных измерений каждого показателя качества электрической энергии, определяемых договорными отношениями между субъектами ОЭР Союза, (за исключением длительности провала Δt_n) должна быть не менее 24 ч.

Интервал между периодическими измерениями (мониторингом) значений показателей качества электрической энергии не должен составлять более одного года.

В целях унификации измерения (мониторинга) предлагается использовать следующие интервалы усреднения (объединения) результатов измерения:

- а) для положительного/отрицательного отклонения напряжения равные 1 мин;
- б) для длительной дозы фликера - 2 часа;

в) для отклонений частоты - объединение результатов измерений не применяют;

г) для остальных ПКЭ – 10 минут.

Кроме того, рекомендуется обеспечить интервал усреднения результатов измерения параметров качества электрической энергии, совпадающий с интервалом измерения (учета) электрической энергии.

3.3 Требования к методам испытаний средств измерений количества и качества электрической энергии в том числе информационных измерительных систем, и испытательным лабораториям

Испытания с целью утверждения типа средств измерений количества и качества электрической энергии, в том числе информационных измерительных систем, осуществляют в соответствии с национальным законодательством об обеспечении единства измерений государств-членов Союза испытательные лаборатории, уполномоченные и (или) аккредитованные в соответствии с национальным законодательством государств-членов Союза.

При осуществлении испытаний средств измерений количества и качества электрической энергии, в том числе информационных измерительных систем, должны применяться гармонизированные межгосударственные стандарты:

- для счетчиков электрической энергии ГОСТ 31818.11-2012, ГОСТ 31819.22-2012, ГОСТ 31819.23-2012;
- для ТН ГОСТ 7746-2015;
- для ТТ ГОСТ 1983-2015;
- для СИ ПКЭ ГОСТ 30804.4.30 -2013, ГОСТ 30804.4.7-2013, ГОСТ IEC 61000-4-15-2014.

3.4 Структурирование системы измерения количества и показателей качества электрической энергии применительно к МГЛЭП в рамках ОЭР Союза

Разрабатываемая система измерения количества и показателей качества электрической энергии (далее – система) предназначена для:

- непрерывного автоматизированного измерения (учета) количества и контроля (мониторинга) показателей качества электрической энергии применительно к МГЛЭП на соответствие требованиям и рекомендациям национальных нормативных документов и документов, утвержденных в рамках Союза;

- получения измерительной информации, необходимой для учета количества и контроля (мониторинга) качества электрической энергии, передаваемой по МГЛЭП и разработки (при необходимости) организационно-технических мероприятий, направленных на обеспечение необходимого объема и качества передаваемой по МГЛЭП электрической энергии;

- получения измерительной информации, необходимой для взаимодействия между субъектами ОЭР Союза при урегулировании вопросов передаваемого по МГЛЭП объема и качества электрической энергии.

Цели создания системы:

- создание базы данных по учету количества и контроля показателей качества электрической энергии при осуществлении торговли электрической энергией на ОЭР Союза (осуществление коммерческих расчетов за электрическую энергию);

- оперативное определение баланса электрической энергии по каждому субъекту ОЭР Союза и его структурам с контролем достоверности данных учета;

- оперативное определение потерь при учете электрической энергии и контроль показателей качества электрической энергии;

- контроль технического состояния и соответствие требованиям нормативно – технических документов всех средств учета электрической энергии и СИ ПКЭ.

Задачи системы:

- измерение, сбор, обработка, накопление, отображение, документирование и распределение достоверной, защищенной и узаконенной информации о произведенной, переданной, распределенной и отпущенной электрической энергии;

- контроль показателей качества электрической энергии;

- ведение архивов измеренных значений объема произведенной, переданной, распределенной и отпущенной электрической энергии и показателей качества электрической энергии (с заданной дискретности);

- обработка данных и формирование отчетов;

- решение комплекса задач, связанных с оперативным управлением режимным взаимодействием, текущим и среднесрочным прогнозом нагрузок;

- предоставление информации по учету количества и контролю показателей качества электрической энергии уполномоченным органам и ключевым субъектам ОЭР Союза (заинтересованным пользователям);

- контроль и диагностика технического состояния подсистем учета количества и контроля показателей качества электрической энергии.

- непрерывного автоматизированного измерения количества и показателей качества электрической энергии, а так же контроля параметров качества электрической энергии на соответствие нормам качества электрической энергии, установленных в

Система представляет собой АИИС с централизованным управлением и распределенной функцией измерения, состоящую из следующих уровней:

- на первом уровне - средства измерений количества электроэнергии (измерительные трансформаторы тока и напряжения – ТТ и ТН, счетчики электрической энергии с цифровыми интерфейсами) и средства

измерений показателей качества электроэнергии (далее – СИ ПКЭ). На данном уровне автоматически осуществляется измерение (учет) электрической энергии (мощности) в контролируемых присоединениях, измерение (контроль) качества электрической энергии и гарантированное хранение этой информации в элементах уровня;

- на втором уровне - устройства сбора и передачи данных (далее - УСПД). На данном уровне осуществляется сбор, группирование и гарантированное хранение собираемых данных, а также формирование учетной информации для передачи на вышестоящие уровни;

- на третьем уровне - сервера сбора, обработки, хранения и предоставления всех видов учетной информации, автоматизированными рабочими местами пользователей - АРМами.

Все уровни связаны между собой линиями связи: средствами телекоммуникации между объектами системы и центрами сбора и обработки информации системы. Верхние уровни системы по запросу с соответствующим правом доступа к базе данных осуществляют получение информации к результатам измерения количества и показателей качества электрической энергии в конкретной точке или группе точек поставки.

Для синхронизации компонентов системы со шкалой времени (с использованием соответствующих эталонов единиц величин) должна использоваться система обеспечения единого времени, формируемая на всех уровнях системы. Единое время должно обеспечиваться от глобальных навигационных спутниковых систем GPS, ГЛОНАСС. Пределы допускаемого отклонения времени на всех уровнях системы не более ± 5 с в сутки. При этом в журнале событий должно быть зафиксировано время корректировки на каждом из уровней системы и величины, на которую выполнена указанная корректировка.

Электропитание оборудования, входящего в систему, должно осуществляться от источников бесперебойного питания. Для

автоматического переключения питающего напряжения на резервный ввод должны применяться устройства автоматического ввода резерва.

Основное оборудование системы должно монтироваться в электротехнических шкафах с системой климатизации, включающей в себя средства охлаждения шкафов (вентиляторы) с системой терморегулирования.

Для оповещения персонала в случае возникновения нештатных ситуаций должна использоваться звуковая и световая сигнализация.

При создании системы устанавливаются следующие рекомендации:

- использование серийно выпускаемых отечественных и зарубежных технических и программных средств;
- в отношении средств измерений количества электрической энергии и СИ ПКЭ, в отношении которых осуществлено утверждение типа средств измерений, прошли соответствующую метрологическую оценку (поверку);
- унификация аппаратных и программных средств;
- использование серийных интерфейсов и открытых протоколов;
- использование цифровых методов обработки;
- возможность наращивания системы по количеству точек и объектов учета и по функциям, возможность развития и совершенствования системы в процессе ее жизненного цикла.

Требования к метрологическому обеспечению

Метрологическое обеспечение системы должно осуществляться в соответствии с национальным законодательством, а также нормативными, техническими и методическими документами в области обеспечения единства измерений государств-членов Союза.

Метрологическое обеспечение системы должно осуществляться на всех этапах жизненного цикла и включать в себя:

- а) на этапе проектирования:
 - 1) нормирование, расчет (определение) основных метрологических характеристик системы;

2) разработка проекта методики измерений количества и качества электрической энергии;

3) разработка проектов документов, устанавливающих методы и порядок проведения метрологической оценки системы (испытаний с целью утверждения типа и поверки).

б) на этапе ввода в эксплуатацию:

1) согласование и утверждение документов, устанавливающих методы и порядок проведения метрологической оценки системы (испытаний с целью утверждения типа и поверки);

2) проведение метрологической оценки системы и ее компонентов (испытаний с целью утверждения типа и поверки) в соответствии с законодательством об обеспечении единства измерений государств-членов Союза;

3) аттестация методики измерений количества и качества электрической энергии;

в) на этапе эксплуатации:

1) проведение периодической метрологической оценки системы и ее компонентов (испытаний с целью утверждения типа и поверки) в соответствии с законодательством об обеспечении единства измерений государств-членов Союза;

2) метрологический надзор за состоянием и применением системы и ее компонентов, применением методик измерений количества и качества электрической энергии.

Методики метрологической оценки (испытаний с целью утверждения типа и поверки), методики измерений должны быть общими для субъектов ОЭР Союза.

Метрологическое обеспечение на этапе проектирования

а) нормирование, расчет (определение) метрологических характеристик системы:

1) метрологические характеристики системы должны устанавливаться для каждого измеряемого параметра;

2) в техническом задании на разработку (проектирование) системы должны быть установлены метрологические характеристики системы;

3) установленные значения показателей точности системы должны соответствовать требованиям к точности измерений количества и качества электрической энергии на МГЛЭП, установленным в соответствующих нормативно-технических документах государств-членов Союза;

4) метрологические характеристики, нормированные изготовителем системы, должны обеспечивать:

- расчет характеристик точности измерений в рабочих условиях применения;

- контроль при испытаниях с целью утверждения типа системы на соответствие нормированным метрологическим характеристикам;

5) метрологические характеристики каждого канала системы могут быть нормированы в нормальных условиях применения и в рабочих условиях применения при таких значениях влияющих величин, когда метрологические характеристики измерительного канала принимают по модулю наибольшее значение. Рекомендуется также нормировать метрологические характеристики измерительного канала для сочетаний влияющих величин;

6) установленные значения метрологических характеристик для каждого измерительного канала системы должны быть подтверждены расчетом на основе метрологических характеристик всех входящих в измерительный канал компонентов, с учетом влияния программного обеспечения;

7) методика расчета с примером расчета метрологических характеристик измерительных каналов системы должна быть приведена в эксплуатационной документации на систему.

б) метрологическая экспертиза технической документации: Метрологическую экспертизу технической документации на систему,

проводят в соответствии с национальным законодательством, а также нормативными, техническими и методическими документами государств-членов Союза.

в) разработка проекта методики измерений количества и качества электрической энергии:

1) измерения количества и качества электрической энергии с помощью системы должны выполняться с применением методики измерений.

Разработку методики измерений необходимо осуществлять в соответствии с национальным законодательством, а также нормативными, техническими и методическими документами государств-членов Союза.

2) в документе на методику измерений количества и качества электрической энергии должна содержаться следующая информация:

- вид измерений качества электрической энергии;
- перечень точек измерений качества электрической энергии с указанием мест установки и характеристик измерительных компонентов;
- перечень измеряемых параметров электроэнергетических величин и перечень ПКЭ в соответствии с утвержденными документами;
- требования к измерениям;
- требования к показателям точности измерений;
- методика математической обработки результатов измерений;
- формы представления результатов измерений качества электрической энергии;
- продолжительность измерений ПКЭ.

Метрологическое обеспечение на этапе ввода в эксплуатацию:

1) системы подлежат метрологической оценке в соответствии с национальным законодательством об обеспечении единства измерений, а также нормативными, техническими и методическими документами в области обеспечения единства измерений государств-членов Союза.

В составе измерительных каналов системы должны применяться средства измерений утвержденных типов.

2) методики измерений количества и качества 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-членов Союза;

3) для измерительных каналов системы должны быть проведены следующие виды работ:

- определение мощности нагрузки трансформаторов напряжения, фактическое значение которого должно соответствовать требованиям ГОСТ 1983-2015;

- определение вторичной нагрузки трансформаторов тока, фактическое значение которого должно соответствовать требованиям ГОСТ 7746-2015;

- определение потери напряжения на линиях связи между трансформаторами напряжения и СИ ПКЭ, фактическое значение которого должно быть не более 0,25 % номинального вторичного напряжения.

Измерения при проведении указанных выше работ должны выполняться по аттестованным методикам (методам) измерений.

Метрологическое обеспечение на этапе эксплуатации:

Организация, применяющая систему, обязана своевременно представлять компоненты системы на периодическую метрологическую оценку (поверку) через определенные интервалы времени, установленные при утверждении типа СИ.

Организации, осуществляющие метрологическую оценку (поверку) компонентов системы (юридические лица, входящие в государственную метрологическую службу, государственные региональные центры метрологии, аккредитованные в установленном порядке в области обеспечения единства измерений юридические лица и индивидуальные

предприниматели и т.д.), определяются в соответствии с национальным законодательством об обеспечении единства измерений государств-членов Союза.

Порядок представления компонентов системы на метрологическую оценку (поверку) и порядок ее проведения должны соответствовать порядку, установленному в соответствии с национальным законодательством об обеспечении единства измерений государств-членов Союза.

Метрологическая оценка (поверка) компонентов системы должна проводиться в соответствии с документом (методикой поверки), утвержденным по результатам испытаний в целях утверждения типа СИ.

3.5 Меры и методы контроля за результатами измерений в точке или группе точек поставки на МГЛЭП

Организация, порядок проведения и содержание работ, проводимых при контроле за результатами измерений количества и качества электрической энергии, осуществляемом метрологической службой организации, применяющей систему, и уполномоченными субъектами государств-членов Союза, должны определяться в соответствии с национальным законодательством об обеспечении единства измерений, а также нормативно-методическими документами в области обеспечения единства измерений государств-членов Союза.

3.6 Процедуры и правила обеспечения метрологической прослеживаемости

Процедуры и правила обеспечения метрологической прослеживаемости определяются в соответствии с национальным законодательством об обеспечении единства измерений, а также нормативно-методическими документами в области обеспечения единства измерений государств-членов Союза.

Метрологическая прослеживаемость результатов измерений количества и качества электрической энергии до единиц величин Международной системы единиц (СИ), в первую очередь, воспроизводимых

национальными эталонами единицы величины или эталонами единицы величины третьих государств, может быть обеспечена путем передачи в процессе метрологической оценки (поверки) размера единицы величины от национального эталона единицы величины или эталона единицы величины третьих государств средству измерений количества и качества электрической энергии согласно соответствующей схеме передачи размера единицы величины (поверочной схеме, при ее наличии), установленной законодательством в области обеспечения единства измерений государств-членов Союза.

Подтверждение метрологической прослеживаемости результатов измерений количества и качества электрической энергии до единиц величин Международной системы единиц (СИ) может осуществляться:

- указанием в свидетельствах о поверке информации о реализованной метрологической прослеживаемости;
- иными способами, принимаемыми в рамках деятельности международных и региональных организаций по метрологии, в которых участвуют государства-члены Союза.

3.7 Меры по контролю за обеспечением метрологической прослеживаемости

Организация, порядок проведения и содержание работ, проводимых при контроле за обеспечением метрологической прослеживаемости, осуществляемом метрологической службой организации, применяющей средства измерений количества и качества электрической энергии в том числе информационные измерительные системы, и уполномоченными субъектами государств-членов Союза, должны определяться в соответствии с национальным законодательством об обеспечении единства измерений, а также нормативно-методическими документами в области обеспечения единства измерений государств-членов Союза.

3.8 Требования к организации и обеспечению информационного обмена

Порядок организации обмена данными межгосударственных перетоков между хозяйствующими субъектами государств-членов Союза установлен разделом 7 приложения N 21 к Договору о Евразийском экономическом союзе (Протоколом об общем электроэнергетическом рынке Евразийского экономического союза).

Обмен данными осуществляется с использованием следующих технических средств:

- а) электронной почты (корпоративным сетям Intranet и сетям Internet общего пользования);
- б) выделенных и коммутируемых каналов передачи данных тональной частоты;
- в) цифровых высокоскоростных каналов передачи данных, включая волоконно-оптические и радиорелейные каналы связи;
- г) каналов передачи информации операторов мобильной связи (GSM, CDMA и т.п.);
- д) сети передачи данных, построенные по технологиям Frame Relay и MPLS (Multi-Protocol Label Switching);
- е) телефонной связи;
- ж) факсимильной связи.

Выбор каналов связи, протоколов и регламента обмена данными определяется возможностями АИИС и указывается в двухсторонних Соглашениях об обмене данными (далее – Соглашение) по определенной точке или группе точек поставки межгосударственной линии государств-членов Союза.

Для обеспечения обмена данными в Соглашении указывают:

- номенклатуру и форматы передаваемых данных;
- порядок, регламент и протокол обмена данными;

- информационную сеть (типы, технические характеристики каналов связи и др.) для обмена данными.

Согласование рекомендуется выполнять на стадии проектирования АИИС.

Обмен данными рекомендуется выполнять с использованием протоколов, соответствующих международным стандартам.

В Соглашении указываются все необходимые технические и организационные требования, необходимые для организации обмена данными, в том числе:

- а) каналы связи, применяемые для обмена данными;
- б) определяются уровни АИИС, с которыми будет выполняться обмен данными;
- в) протокол или протоколы, применяемые для обмена данными;
- г) перечень данных АИИС, которые подлежат обмену, их кодировка, размерность, интеграционный период и другие характеристики;
- д) указывается нормативно-справочная информация, необходимая для обмена данными между АИИС;
- е) временные периоды обмена данными;
- ж) время начала и конца процедуры обмена данными;
- з) необходимость выполнения шифрования данных и алгоритм их шифрования, а также порядок обмена ключами для дешифровки данных;
- и) порядок обмена данными в выходные и праздничные дни;
- к) применяемые принципы верификации данных АИИС;
- л) действия при возникновении сбоев и аварийных ситуаций в работе АИИС.

С учетом технических характеристик АИИС и используемых ими каналов связи для обмена данными могут быть выбраны следующие временные периоды:

- а) обмен данными выполняется по завершении каждого интеграционного периода (каждые 3, 5, 10, 15, 30 или 60 минут);

б) обмен данными выполняется несколько раз в сутки (2 – 12 раз в сутки); в) обмен данными выполняется 1 раз в сутки.

Перечень данных АИИС, подлежащих обмену, определяются Соглашениями и содержат в том числе:

а) усредненные значениями мощности (энергии) за установленный в АИИС период интеграции по каждому расчетному и дублирующему счетчикам электрической энергии (обязательный параметр для обмена данными);

б) показания счетчиков электрической энергии на конец суток и на конец расчетного периода на 24:00 по среднеевропейскому времени (обязательный параметр для обмена данными);

в) результаты периодического измерения (мониторинга) качества электрической энергии (обязательный параметр для обмена данными);

г) журнал событий с фиксацией времени начала и окончания каждого события (рекомендуемый параметр для обмена данными);

д) показания основного и дублирующего счетчиков электрической энергии на конец установленного в АИИС периода интеграции (рекомендуемый параметр для обмена данными);

е) другие параметры (мгновенная мощность, напряжение и сила тока по каждой фазе, векторная диаграмма и т.п.), формируемые средствами измерений количества и качества электрической энергии, в том числе информационной измерительной системой, установленными на МГЛЭП (рекомендуемый параметр для обмена данными).

Информационная база данных АИИС должна быть рассчитана на хранение данных результатов измерения количества и показателей качества электрической энергии, а также необходимой диагностической информации в течение не менее 3-х лет.

БИБЛИОГРАФИЯ

ГОСТ 31818.11 - 2012 «Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Общие требования. Испытания и условия испытаний. Часть 11. Счетчики электрической энергии».

ГОСТ 31819.22 - 2012 «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 «Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Статические счетчики реактивной энергии».

ГОСТ 7746 - 2015 «Трансформаторы тока. Общие технические условия».

ГОСТ 1983 - 2015 «Трансформаторы напряжения. Общие технические условия».

ГОСТ 30804.4.30 - 2013 «Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Методы измерений показателей качества электрической энергии».

ГОСТ 30804.4.7 - 2013 «Совместимость технических средств электромагнитная. Общее руководство по средствам измерений и измерениям гармоник и интергармоник для систем электроснабжения и подключаемых к ним технических средств».

ГОСТ IEC 61000 – 4 – 15 - 2014 «Совместимость технических средств электромагнитная. Часть 4. Методики испытаний и измерений. Раздел 15. Фликерметр. Функциональные и конструктивные требования».

ГОСТ 32144 - 2013 «Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения».

ГОСТ 33073 - 2014 «Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Контроль и мониторинг качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения».

ПРИЛОЖЕНИЕ Г

Сводная таблица поступивших замечаний и предложений по предварительному отчету по первому этапу научно-исследовательской работы «Анализ международных подходов и законодательства государств – членов Евразийского экономического союза к организации метрологического обеспечения измерений количества и параметров (показателей) качества электрической энергии и разработка проекта рекомендаций по установлению требований к измерениям количества и параметров (показателей) качества электрической энергии при осуществлении торговли электрической энергией на общем электроэнергетическом рынке Евразийского экономического союза на межгосударственных сечениях на государственных границах государств – членов Евразийского экономического союза»

Таблица Г.1 - Сводная таблица поступивших замечаний и предложений

№	Замечание	Позиция разработчика	Примечание
ПАО «ФСК – Россети»			
1.	Добавить сокращения: - МО - МПИ - ПКЭ - ТОП - МГП	Принято	Перечень сокращений дополнен
2.	Отсутствует анализ всё более активного применения приборов учёта э/э с функцией измерения ПКЭ	Принято	Анализ проведен в подразделе 2.4

Продолжение таблицы Г.1

№	Замечание	Позиция разработчика	Примечание
3.	Согласно Федеральному закону РФ от 27 декабря 2018 г. № 522-ФЗ Возможно, требуется ввести термин, отождествляющий счетчик электрической энергии с прибором учёта электрической энергии	Принято к сведению	Считаем целесообразным проработать с государствами-членами, так как определение «счетчик электрической энергии» установлено в действующем межгосударственном стандарте, при этом на территории государств-членов Союза используются различные термины («прибор учета», «средство расчетного учета» и т.п.), включающие в том числе трансформаторы напряжения и (или) тока
4.	Фактически сделан вывод о целесообразности «внедрения единой системы мониторинга качества электроэнергии на межгосударственном уровне», но обоснование целесообразности отсутствуют. Представить: результаты анализа зарубежного опыта использования показаний систем мониторинга качества электроэнергии на МГЛЭП в бизнес-процессах энергокомпаний смежных государств, в т.ч. для учета выполнения контрактных условий с учетом качества электроэнергии. Необходимость обоснования целесообразности (оценки экономического эффекта) от построения системы мониторинга качества электроэнергии	Принято к сведению	Был проведен анализ законодательства СНГ, предусматривающего систему контроля показателей качества электрической энергии применительно к межгосударственным линиям электропередачи. На основании проведенного анализа был сделан вывод о целесообразности внедрения аналогичной практики в рамках ЕАЭС.

Продолжение таблицы Г.1

№	Замечание	Позиция разработчика	Примечание
5.	В анализе зарубежного опыта отсутствует информация по формату передачи, хранения и представления результатов измерений, а также наличие/отсутствие требований к данному процессу. Необходимо представить результаты анализа зарубежного опыта по формату передачи, хранения и представления результатов измерений в бизнес-процессах энергокомпаний стран ЕАЭС, поскольку без единых форматов передачи данных коммерческого учета э/э, построение единой системы учёта не представляется возможным.	Принято к сведению	Считаем целесообразным рассмотреть данный вопрос в рамках проекта Рекомендаций, предусмотренного следующим этапом НИР, с учетом аналогичных положений, действующих в рамках СНГ, анализ которых был проведен.
6.	В соответствии с принятыми соглашениями государства-члены Союза применяют соответствующие НПА в области обеспечения единства измерений в отношении измерения количества и качества электрической энергии на основе документов, принятых международными и региональными организациями по метрологии и стандартизации в том числе, на основе гармонизированных перечней измерений, принятых в государствах-членах Союза либо принимают меры, направленные на гармонизацию законодательства государств-членов Союза. Указать: 1. конкретные документы, которые применяются в соответствии с соглашениями государств-членов	Принято	Анализ законодательства в области метрологии включен в подразделы 2.2 и 2.5, с учетом информации, полученной при опросе уполномоченных органов государств-членов в области метрологии

Продолжение таблицы Г.1

№	Замечание	Позиция разработчика	Примечание
	Союза 2. список гармонизированных перечней измерений, принятых в государствах-членах Союза В исходном тексте отсутствует указание конкретных НПА которые в настоящее время применяют государства-члены Союза		
7.	Отсутствует обоснование целесообразности измерения всей номенклатуры ПКЭ в соответствии с ГОСТ 32144-2013 Определить оптимальный перечень ПКЭ для МГЛЭП с учетом неудовлетворительных амплитудно и фазочастотных характеристик на частотах высокого порядка трансформаторов напряжения и тока высокого и сверхвысокого напряжений предлагается ограничить перечень контролируемых параметров качества электроэнергии на МГЛЭП следующим составом: отклонения частоты, медленные изменения напряжения, коэффициент несимметрии напряжений по обратной последовательности (нулевую последовательность измерять нецелесообразно, т.к. МГЛЭП на напряжении 0,4 кВ практически нет). Предложения по контролю коэффициентов гармонических составляющих напряжения и суммарного коэффициента гармонических составляющих сформулировать на основе анализа частотных характеристик ТТ и ТН (например, по	Принято к сведению	Перечень ПКЭ подлежащих контролю был сформирован на основе проведенного опроса. Считаем целесообразным рассмотреть вопрос об установлении более узкого перечня ПКЭ применительно к МГЛЭП в рамках проекта Рекомендаций с учетом подходов, действующих в рамках СНГ

Продолжение таблицы Г.1

№	Замечание	Позиция разработчика	Примечание
	проекту ГОСТ Р МЭК 61869-103-202), а также с учетом того, что нормы на высшие гармоники по ГОСТ 32144-2013 ограничены высшим классом напряжения 220 кВ. Целесообразность контроля ненормируемых показателей (провалы, перенапряжения, прерывания) необходимо оценить на основе зарубежного опыта и опыта внутри ОЭР Союза взаимодействия смежных энергосистем (экономические и технические аспекты)..		
8.	• на втором уровне - устройства сбора и передачи данных (УСПД). На данном уровне осуществляется вычисление, группирование и гарантированное хранение собираемых данных, а также формирование учетной информации для передачи на вышестоящие уровни; • на третьем уровне - компьютерную вычислительную сеть с серверами сбора, обработки и предоставления всех видов учетной информации, автоматизированными рабочими местами пользователей - АРМами. • на втором уровне - устройства сбора и передачи данных (УСПД). На данном уровне осуществляется сбор и гарантированное хранение собираемых данных, а также формирование учетной информации для передачи на вышестоящие уровни;	Принято к сведению	Считаем целесообразным рассмотреть данный вопрос в рамках проекта Рекомендаций по согласованию с государствами-членами

Продолжение таблицы Г.1

№	Замечание	Позиция разработчика	Примечание
	на третьем уровне - серверы сбора, хранения и предоставления всех видов учетной информации, автоматизированными рабочими местами пользователей - АРМами. Целесообразно все измерения (вычисления) проводить на первом уровне в счетчиках ЭЭ и СИ ПКЭ		
9.	5.1. Требования к метрологическому обеспечению 1. неверное требование о нормировании МХ на этапе проектирования. 2. неоднозначно представлены требования по разработке проекта методики измерений количества и качества электрической энергии 1. Исключить требование о нормировании МХ на этапе проектирования 2. Должно содержать требование по разработке проекта методики измерений количества и качества электрической энергии на основании типовой методики измерений количества и качества электрической энергии на ОЭР (применяемой всеми государствами-членами Союза) 1. Требования к нормам точности измерений количества ЭЭ и ПКЭ должны быть едиными для всех стан-членов Союза и установлены в единых НД. 2. для формирования единых принципов к организации измерений количества ЭЭ и ПКЭ	Принято к сведению	Раздел 5 был переработан. В проекте Рекомендаций предусмотрено применение единых принципов к организации измерений, а также единые требования и характеристики. Считаем целесообразным рассмотреть данный вопрос в рамках проекта Рекомендаций по согласованию с государствами-членами

Продолжение таблицы Г.1

№	Замечание	Позиция разработчика	Примечание
	необходима типовая методика измерений на ОЭР (применяемая всеми государствами-членами Союза), содержащая единые требования к условиям проведения измерений, средствам измерений, методам измерений, типовые формулы расчета/оценки метрологических характеристик измерительных комплексов (включающих ТТ, ТН, счетчик ЭЭ/СИ ПКЭ).		
10.	5.1 Требования к метрологическому обеспечению Необоснованно требование по утверждению типа системы - «проведение метрологической оценки системы и ее компонентов (испытаний с целью утверждения типа и поверки)...» Исключить требование по утверждению типа системы контроля ПКЭ в целом. Достаточным является: - применение СИ (ТТ, ТН, СИ ПКЭ) утвержденного типа и поверенных в соответствии с законодательством об обеспечении единства измерений государств-членов Союза; - наличие разработанной на основании типовой методики измерений ПКЭ (принятой в качестве НД государствами-членами Союза), аттестованной в соответствии с законодательством об обеспечении единства измерений государств-членов Союза, - регламентация порядка взаимного признания	Принято к сведению	Считаем целесообразным рассмотреть данный вопрос в рамках проекта Рекомендаций по согласованию с государствами-членами Предложение по утверждению типа поступило от уполномоченных организаций государств-членов

Продолжение таблицы Г.1

№	Замечание	Позиция разработчика	Примечание
	смежными сторонами ОЭР методики измерений ПКЭ объекта.		
11.	Предложено все результаты учета электроэнергии и контроля качества электроэнергии передавать в единую базу данных. Необходимо оценить целесообразность создания и ведения единой базы данных и сравнить с вариантом децентрализованного сбора информации каждой из сторон ОЭР с обменом информации на регулярной основе или по запросу. Необходимо дать предложения по единому формату передачи, хранения и представления результатов измерений и контроля качества электроэнергии в базы данных. Децентрализованный сбор данных имеет определенные преимущества перед централизованными базами. Необходимо дать обоснования предложенного централизованного подхода. Формирование участниками ОЭР собственных баз с результатами измерений представляется более простым подходом для реализации и в финансовом, и в техническом плане, а также с учетом актуальных требований по информационной безопасности.	Принято к сведению	Данный вопрос целесообразно проработать с государствами-членами при подготовке проекта Рекомендаций. В тоже время предложение о создании единой системы было сделано исходя из практики функционирования Союза в части ведения единых реестров данных
12.	5.2.4.1 Необоснованное требование: «Должна быть обеспечена возможность ввода	Принято	Данное требование не включено в проект Рекомендаций

Продолжение таблицы Г.1

№	Замечание	Позиция разработчика	Примечание
	поправочного коэффициента на точность измерений ТТ и ТН, обусловленную несоответствием реальных нагрузок проектным условиям.» исключить, т.к. применяемые ТТ и ТН относятся к области государственного регулирования, подлежат проверке, результатом которой только два вывода: «Годеи», «Брак». Внесение ручных поправок в результат измерений недопустим.		
13.	2.6.1 Российская Федерация – 16 лет Российская Федерация – 8/16 лет Подавляющее большинство однофазных приборов учёта имеют МПИ на уровне 16 лет; МПИ трёхфазных приборов учёта может быть как 8 лет, так и 16 лет	Принято	Подраздел 2.6.1 переработан. Учтено в подразделе 2.4.1
14.	2.6.1 Добавить анализ МПИ приборов контроля ПКЭ по странам ЕАЭС Отсутствует информация по МПИ для приборов контроля ПКЭ	Принято	Подраздел 2.6.1 переработан. Учтено в подразделе 2.4.2
15.	в документе не приводится анализ проекта изменения № 1 ГОСТ 32144-2013	Принято к сведению	Проект изменения № 1 ГОСТ 32144-2013 был дважды отклонен при голосовании в рамках МГС. В случае снятия разногласий между государствами-членами МГС по проекту в период выполнения второго этапа НИР, его положения могут быть

Продолжение таблицы Г.1

№	Замечание	Позиция разработчика	Примечание
			учтены после проработки с государствами-членами при подготовке проекта Рекомендаций
16.	стр. 70 в п. 4) не указано значение коэффициента несинусоидальности	Принято к сведению	Допустимый коэффициент несинусоидальности напряжения устанавливается на основании соглашения сторон
17.	стр. 70 в п. 6) не указаны допустимые отклонения	Принято	Подраздел переработан
18.	стр. 89 не указано каким образом применять потери в линии, если учёт не на границе (нужна ссылка в соответствии с каким документом производится расчёт)	Принято к сведению	С учетом целей НИР, анализ и предложения сформулированы исключительно для МГЛЭП
19.	стр. 106 МПИ: Армения, Беларусь и Казахстан - 8 лет; Российская Федерация – 16 лет. указаны МПИ для Армения, Беларусь и Казахстан - 8 лет, Российская Федерация – 16 лет. Однако не представлен анализ, требуется ли гармонизация НТД в части установления МПИ для различных производителей? Кроме того в представленных Госреестрах СИ не указаны МПИ.	Принято к сведению	В настоящее время в рамках ЕАЭС обсуждается вопрос о гармонизации МПИ в государствах-членах. Вывод о целесообразности гармонизации МПИ может быть предложен в рамках подготовки проекта Рекомендаций, хотя бы в части СИ, применяемых для ПКЭ. В самих Госреестрах содержатся сведения о МПИ, в отчете они погружены в основную информацию.
20.	Стр. 186 Список использованных источников пустой	Принято	Приведен список используемых источников

Продолжение таблицы Г.1

№	Замечание	Позиция разработчика	Примечание
21.	1 Историография по исследуемой проблематике в области метрологического обеспечения измерений качества электрической энергии при осуществлении торговли электрической энергией Электрическая энергия играет одну из ключевых ролей в нашей жизни. Это основа современной энергетической безопасности и экономического развития любого государства. Качественная электрическая энергия в нужном количестве необходима для развития человечества и удовлетворения социальных потребностей населения. Однако мировая электроэнергетика сталкивается с проблемами медленного роста мощностей в одних регионах и несоответствия между спросом и предложением в других. С учетом возможностей промышленной передачи, нехватку электроэнергии в некоторых регионах можно компенсировать передачей из других регионов. В интеграционных процессах на постсоветском пространстве в силу экономико-географических причин также большое внимание уделяется энергетическому сотрудничеству и обеспечению безопасности. 29 мая 2014 года в Астане президентами Российской Федерации, Республики Беларусь и Республики Казахстан был подписан важнейший договор в современной истории евразийской интеграции: договор о создании Евразийского экономического союза – ЕАЭС. 10 октября 2014 года в Минске в ходе Высшего Евразийского экономического совета был подписан Договор о присоединении Республики Армения к ЕАЭС, а 23 декабря 2014 года в Москве был подписан аналогичный Договор о присоединении Кыргызской Республики к ЕАЭС. Договор о ЕАЭС, в состав которого входит пять государств, вступил в Переформулировать	Принято к сведению	Не ясно, в какой части требуется изменение редакции. К интеграционным, т.е. объединяющим процессам, можно отнести создание МГС, СНГ, ЕАЭС. Республика Армения и Кыргызская Республика присоединились к Договору о ЕАЭС в октябре и декабре 2014 года соответственно.
22.	С целью установления общих требований к организации МО измерений количества и качества электрической энергии при осуществлении торговли электрической энергией на ОЭР Союза на межгосударственных сечениях на государственных границах государств-членов Союза проведен анализ подходов к организации МО, установленных в нормативных, технических и методических документах в различных отраслях деятельности государств –	Принято	Редакция уточнена
23.	Таблица 2.1, ГОСТ 22.1.01-97 Некорректно указан реквизит стандарта	Принято	Уточнен реквизит
24.	ТКП 033-2003 Уточнить применимость документа к теме исследования	Принято к сведению	В таблице приведен перечень всех документов, устанавливающих понятие метрологического обеспечения, независимо от сферы

Продолжение таблицы Г.1

№	Замечание	Позиция разработчика	Примечание
			применения.
25.	Стр. 89 Некорректный вывод касательно использования (учёта) только номинальных коэффициентов трансформации ТТ	Принято	Редакция уточнена
26.	Стр. 183 - учет электроэнергии, кроме бытовой сферы, предполагает наличие в системе учета АСКУЭ, которая так же может обрабатывать информацию о качестве электроэнергии, если это предусмотрено техническим заданием на ее разработку; Непонятна мысль автора	Принято к сведению	На практике применяются АСКУЭ совмещающие данные функции.
27.	Выводы принадлежности. В большинстве стран требования по мониторингу показателей качества электроэнергии <u>включаются в отдельные договора между поставщиком и потребителем электроэнергии, что не способствует единообразию подходов к оценке качества электроэнергии. В целом, в странах ЕАЭС созданы условия для</u> Непонятна мысль автора	Принято к сведению	В связи с тем, что договорными отношениями может быть предусмотрены разные условия для разных субъектов и в целом такие договора устанавливают требования к качеству с учетом технических возможностей конкретной точки передачи, то по нашему мнению это не способствует гармонизации, в связи с чем и предполагается разработка проекта Рекомендаций.
28.	Выводы электроэнергии может являться отдельной от учета количества технической задачей и базироваться на технологии обработки больших данных. Непонятна мысль автора	Принято к сведению	На практике применяются АСКУЭ совмещающие данные функции, но чаще АСКУЭ применяются для целей учета. В связи с этим и предложено два механизма технической реализации.
29.	Стр. 184	Принято	Редакция уточнена

Продолжение таблицы Г.1

№	Замечание	Позиция разработчика	Примечание
	В странах ЕАЭС для измерения показателей качества электроэнергии используются практически одни и те же утвержденные типы средств измерений производства РФ. В РФ, <u>вероятно, широко применяются СИ</u> зарубежного производства, судя по количеству СИ, зарегистрированных в <u>госреестре</u> РФ. Для Это не вывод, а мысли вслух		
30.	Стр. 185 Эталонные средства измерений показателей качества электроэнергии имеют частичную метрологическую <u>прослеживаемость</u> на уровне национальных эталонов в Беларуси и в Казахстане, но в основном вывозятся на поверку в РФ. Требуется подтверждение	Принято к сведению	Вывод сделан на основании наличия более широкой эталонной базы РФ по сравнению с другими государствами-членами
31.	<u>Таблица X – Сведения Госреестра Армении, www.metrology.am</u> Указать номер таблицы	Принято	
32. Белэнерго			
33.	В разделе 5.2 указано «Таким образом, каждая точка субъектов ОЭР Союза учета электрической энергии, передаваемой по МГЛЭП должна быть оснащена ТН класса точности 0,5 по ГОСТ 1983-2015, ТТ класса точности 0,2S по ГОСТ 7746-2015 с двумя вторичными измерительными обмотками, к которым подключаются основной и дублирующий статические счетчики электрической энергии, соответствующие требованиям ГОСТ 31818.11-2012, класса точности 0,2S по ГОСТ 31819.22-2012. Не допускается подключать к этим обмоткам на постоянной основе какие-либо другие средства измерений или устройства релейной защиты и автоматики». По ГОСТ 7746-2015 таблица 4 установлены	Принято к сведению	Предлагается проработать с государствами-членами при подготовке проекта Рекомендаций установление нового подхода при модернизации либо при построении новых систем с целью снижения финансовых издержек
34.			

Продолжение таблицы Г.1

№	Замечание	Позиция разработчика	Примечание
	вторичные обмотки следующего назначения: 1. Для измерений; 2. Для учета. Счетчики подключаются к обмотке для учета, таким образом подключение счетчиков к измерительным обмоткам, как предлагается выше неверно. Кроме того, требования наличия двух обмоток учета с классом 0,2S приведет к необходимости массовой замены трансформаторов тока. Однако, построение отдельной системы учета количества и контроля показателей качества электрической энергии для ОЭР Союза, изложенное в разделе 5.1 считаем не практичным и предлагаем использовать уже имеющиеся в государствах-членах системы учета (с их возможной модернизацией до удовлетворения необходимых требований) с организацией информационного обмена между указанными системами. В таком случае необходимо установление переходного периода для требуемой реконструкции точек учета (подстанций). Также в разделе 5.2 необходимо указать возможность применения цифровых (оптических) трансформаторов тока и напряжения и требования к ним вследствие значительных конструктивных отличий данного типа оборудования.		

Продолжение таблицы Г.1

№	Замечание	Позиция разработчика	Примечание
35. Росстандарт			
36.	Отчет избыточно насыщен различной описательной, декларативной и вспомогательной информацией. Так, Приложение А (стр. 187-538) и Приложение Б (стр.538-591), содержащие сведения из государственных информационных фондов по обеспечению единства измерений, неправомерно включены в отчёт, являясь по сути самостоятельными приложениями к отчёту, без которых Отчёт содержит 196 страниц, вместо объявленных 601. Кроме того, необоснованно на 30 страницах приведен в таблицах 2.1, 2.2 обширный перечень различных ведомственных трактовок термина «Метрологическое обеспечение».	Принято к сведению	Приведенная в отчете информация в полном объеме была использована при проведении анализа, в том числе перечень различных ведомственных трактовок термина «Метрологическое обеспечение», на основании которых было сформулировано определение термина «метрологическое обеспечение» для целей НИР.
37.	Отчёт вообще не содержит никакой историографии по метрологическому обеспечению измерений качества электрической энергии при осуществлении торговли (стр.12-19), включая заключительные выводы, из неё вытекающие.	Принято	Метрологическое обеспечение измерений качества электрической энергии, в том числе при осуществлении торговли, включая заключительные выводы, приведено в разделе 2.
38.	Отсутствует список используемой литературы, что крайне неудобно для пользования, а также почему-то отсутствует указание страниц текста отчёта в СОДЕРЖАНИИ.	Принято	Список приведен
39.	В разделах Заключение и Выводы Исполнитель сформулировал итоговые заключительные	Принято	Выводы и заключение были доработаны

Продолжение таблицы Г.1

№	Замечание	Позиция разработчика	Примечание
	положения и подходы, которые по факту уже давно функционируют на основании межгосударственных договорных отношений стран ЕАЭС вместо предложений о новых подходах.		
40.	Понятие «Метрологическое обеспечение» (стр.51) не раскрыто и не дает понимания процесса с точки зрения обеспечения единства измерений на всех этапах жизненного цикла измерений количества и параметров (показателей) качества электрической энергии. С нашей точки зрения определение из ГОСТ 8.820-2013 п.3.6 более соответствует поставленной задаче. К сожалению, Исполнитель в таблице для анализа (стр.38) вместо определения привёл описание стандарта.	Принято	Раздел 2 в части подходов к метрологическому обеспечению доработан, а предложения по МО ЕАЭС сформулированы с учетом ГОСТ Р 8.820-2013
41.	В отчете практически полностью проигнорирована тема измерений количества электрической энергии. Для межгосударственных перетоков электроэнергии количество и качество электроэнергии - неразрывно связанные темы. В частности, это игнорирование демонстрируется при анализе методов измерения количества и качества электрической энергии и результирующие выводы отсутствуют.	Принято	Раздел дополнен данным анализом
42.	Абсолютно не уделено внимания вопросу применения классических измерительных трансформаторов тока и напряжения для контроля гармонических составляющих основной частоты.	Принято	Раздел дополнен данным анализом

Продолжение таблицы Г.1

№	Замечание	Позиция разработчика	Примечание
	Для их применения необходимы нормированные частотные характеристики в диапазоне гармонических составляющих.		
43.	Сравнительный анализ подходов к организации метрологического обеспечения измерений количества и показателей качества электрической энергии во многом не отражает требований Технического задания на НИР .	Принято	Раздел 2 в части подходов к метрологическому обеспечению доработан
44.	По анализу законодательства государств – членов Союза по метрологическому обеспечению государств ЕАЭС не совсем конкретно сформулированы результирующие заключительные положения, вытекающие из этого анализа. По анализу европейского законодательства в области энергетики также нет четких результирующих положений.	Принято	Выводы сформулированы и доработаны
45.	Анализ межгосударственных стандартов практически отсутствует (п.2.4 стр. 84-85) и никаких выводов, естественно, не содержит.	Принято	Раздел дополнен данным анализом
46.	Анализ подходов к организации метрологического обеспечения средств измерений количества и показателей качества электрической энергии в странах ЕАЭС освещен очень слабо.	Принято	Раздел дополнен данным анализом
47.	В анализе метрологической прослеживаемости в странах ЕЭАС основное место заняла таблица с перечнем наличия национальных эталонов единиц	Принято	Раздел дополнен данным анализом

Продолжение таблицы Г.1

№	Замечание	Позиция разработчика	Примечание
	величин в области измерений «Электричество и магнетизм», результирующие выводы отсутствуют.		
48.	При формировании перечня уполномоченных органов и ключевых субъектов ОЭР Союза приведена чисто справочная информация без конкретизирующих комментариев, итоговые выводы отсутствуют.	Принято	Раздел дополнен данным анализом
49.	По результатам опросных листов, полученным при запросе уполномоченных органов и ключевых субъектов ОЭР Союза, выводы, заключения или предложения отсутствуют.	Принято	Выводы сформулированы и доработаны
50.	Основные принципы построения системы учета количества и контроля показателей качества электрической энергии применительно к межгосударственным линиям электропередачи в рамках ОЭР Союза сформулированы без конкретизации и без выводов.	Принято	Проведен дополнительный анализ. Выводы сформулированы и доработаны
51.	В терминах и определениях предоставлены термины и определения, касающиеся характеристик напряжения, при этом полностью проигнорированы термины и определения, касающиеся характеристик количества электрической энергии.	Принято	Термины были включены предварительно. Конкретный перечень терминов с соответствующими определениями сформирован в проекте Рекомендаций.
52.	В качестве показателей и норм измерений количества и качества электрической энергии предлагается применять гармонизированные межгосударственные стандарты без каких-либо	Принято	Проведен дополнительный анализ. Выводы сформулированы и доработаны

Продолжение таблицы Г.1

№	Замечание	Позиция разработчика	Примечание
	конкретизирующих выводов.		
53.	В требованиях к измерениям количества и качества электрической энергии отсутствуют измерительные системы параметров качества электрической энергии.	Принято	В раздел 2 включен анализ АИИС, а в предложениях в разделе 5 также учтена возможность применения АИИС как основы системы.
54.	Требования к методам и точности измерений качества электрической энергии должны соответствовать требованиям ГОСТ 33073.	Принято	Данное положение в том числе учтено.
55.	В разделе требований к методам и средствам измерений, применяемым при проведении метрологической оценки системы, имеется ссылка на перечень стандартов, которые предложено использовать для формирования требований к методам и средствам измерений, применяемым при проведении метрологической оценки системы, а перечень конкретных требований не приведен.	Принято к сведению	В рамках первого этапа НИР сформулирован подход к организации метрологического обеспечения, который использован при подготовке проекта Рекомендаций. При этом перечень конкретных требований сформирован с учетом позиции и законодательства государств-членов
56.	По обеспечению метрологической прослеживаемости результатов измерений количества и качества электрической энергии необходимо указать международный опыт.	Принято	В раздел 2 включен анализ международного опыта в части метрологической прослеживаемости
57. Ассоциация «НП Совет рынка»			
58.	При рассмотрении отчета НИР формируется понимание об отсутствии взаимосвязанности содержания отчета НИР с положениями проектов правил функционирования общего электроэнергетического рынка Евразийского	Принято к сведению	Отчет и предложения по организации метрологического обеспечения были доработаны с учетом распространения на МГЛЭП. При этом с учетом отзывов заинтересованных предлагается

Продолжение таблицы Г.1

№	Замечание	Позиция разработчика	Примечание
	экономического союза. Решением Высшего Евразийского экономического совета «О стратегических направлениях развития евразийской экономической интеграции до 2025 года» от 11 декабря 2020 года №12 (далее – Стратегические направления) определено: «4.8. Установление единых принципов метрологического обеспечения при формировании общих рынков энергетических ресурсов Союза на основе унификации (гармонизации) метрологических требований к измерениям количества и параметров качества. 4.8.1. Установление требований к показателям электрической энергии при осуществлении торговли электрической энергией на общем электроэнергетическом рынке Союза на межгосударственных сечениях на государственных границах государств-членов.» Проектами правил функционирования общего электроэнергетического рынка Евразийского экономического союза определено, что торговля электрической энергией осуществляется на межгосударственных сечениях на государственных границах государств – членов Евразийского экономического союза. Таким образом, принципы метрологического		распространить их только на модернизируемые или вновь строящиеся объекты. Также были проанализированы вопросы учета электрической энергии. По вопросу применения ГОСТ 32144-2013 как добровольного, при опросе субъекты ОЭР, в том числе уполномоченные органы государств-членов при опросе указали, что при установлении норм применяется именно этот стандарт. В связи с чем и сделан вывод о достаточной гармонизации требований и измерений ПКЭ. Считаем целесообразным проработать вопрос о понятии «качество электрической энергии» и области его распространения только на качество в общем или же на конкретные показатели с государствами-членами при подготовке проекта Рекомендаций

Продолжение таблицы Г.1

№	Замечание	Позиция разработчика	Примечание
	обеспечения целесообразно рассматривать в отношении межгосударственных сечений, а не в отношении субъектов ОЭР Союза, как указано в представленном отчете НИР. В связи с организацией торговли электрической энергией на ОЭР Союза на межгосударственных сечениях на государственных границах государств – членов Евразийского экономического союза, требования к измерениям количества электрической энергии при осуществлении торговли электрической энергией на ОЭР Союза могут распространяться на измерительные системы параметров, связанных с межгосударственными перетоками, и не должны включать в себя информацию о производстве, передаче, распределении и потреблении электрической энергии, используемой для решения основных технико-экономических задач на внутренних рынках: - определения и прогнозирования технико-экономических показателей производства, передачи и распределения электрической энергии в рамках субъектов ОЭР Союза; - определения и прогнозирования технико-экономических показателей, связанных с потреблением электрической энергии потребителями.		

Продолжение таблицы Г.1

№	Замечание	Позиция разработчика	Примечание
	- оптимизации режимов работы соответствующих электрических сетей. Кроме того, обращаем ваше внимание на понятийные различия словосочетания «качество электрической энергии» с точки зрения системного оператора, как субъекта оперативно-диспетчерского управления и с точки зрения взаимоотношений конечного потребителя и поставщика электрической энергии. При согласовании российскими экспертами пункта 4.8.1. Стратегических направлений под требованиями к качеству электрической энергии на общем электроэнергетическом рынке понималось именно обеспечение энергетического режима в рамках параллельной работы. Требования же к измерениям параметров (показателей) качества электрической энергии при осуществлении торговли электрической энергией на ОЭР Союза не предполагаются актами, регулирующими функционирование ОЭР Союза, в том числе Правилами взаимной торговли электрической энергией на ОЭР Союза. Также считаем, что из мероприятия 4.8.1 Стратегических направлений не следует вывод, сделанный в отчете НИР, об актуальности проведения анализа подходов к организации метрологического обеспечения. Кроме того, из		

Продолжение таблицы Г.1

№	Замечание	Позиция разработчика	Примечание
	мероприятия 4.8.1 Стратегических направлений не следует необходимость подготовки проекта акта Комиссии, включающего указанные в отчете НИР рекомендации по установлению единых принципов метрологического обеспечения измерений количества и показателей качества электрической энергии на ОЭР Союза на основе унификации (гармонизации) метрологических требований к измерениям количества и параметров качества электрической энергии, а также по гармонизации в рамках Союза требований к точности измерений количества и параметров (показателей) (далее – показатели) качества электрической энергии (в виде перечней измерений) при осуществлении торговли электрической энергией на ОЭР Союза на межгосударственных сечениях на государственных границах государств-членов ЕАЭС (далее – перечни измерений). Считаем, что в качестве акта органа Союза по установлению требований к измерениям количества и параметров качества электрической энергии при осуществлении торговли электрической энергией на общем электроэнергетическом рынке Союза на межгосударственных сечениях на государственных границах государств-членов с учетом научно обоснованного подхода (пункт 4.8.1. Плана		

Продолжение таблицы Г.1

№	Замечание	Позиция разработчика	Примечание
	мероприятий по реализации Стратегических направлений развития Евразийской экономической интеграции до 2025 года, утвержденный Решением Совета Евразийской экономической комиссии от 5 апреля 2021 года №4) достаточно акта, recommending использование существующих систем электроснабжения стран-членов ЕАЭС, которые располагают нормативной и технической частью, включающей средства измерений и программно-информационные средства для сбора, обработки и передачи информации о проданном/потребленном количестве электроэнергии. Также целью отчета НИР указана «разработка научно обоснованного подхода к установлению требований к измерениям количества и показателей качества электрической энергии при осуществлении торговли электрической энергией на ОЭР Союза на межгосударственных сечениях на государственных границах государств-членов» (далее – научно обоснованный подход). В содержании и выводах отчета НИР в явном виде не указано в чем заключается разработанный научно обоснованный подход, также как и описание в каком-то виде характеристик искомого подхода. Отчет НИР содержит, в основном, исследование		

Продолжение таблицы Г.1

№	Замечание	Позиция разработчика	Примечание
	нормативных документов в сфере электроэнергетики и обеспечения единства измерений не касается практики работы субъектов электроэнергетики государств-членов ОЭР (далее – субъектов ОЭР), обеспечивающих учёт электроэнергии на межгосударственных линиях электропередачи (далее - МГЛЭП). Практика работы указанных субъектов имеет ряд существенных особенностей, которые нельзя не учитывать при решении задач, перечисленных в отчете НИР. Одной из таких особенностей является учёт показаний счётчиков, находящихся по разные стороны государственной границы, при определении величины потерь, которые используются для расчёта количества электроэнергии в точке учета(поставки) на МГЛЭП (показания счетчика корректируются на величину потерь в МГЛЭП до точки учета(поставки)). Обеспечение использования «единой системой учёта электроэнергии государств-членов ОЭР» показаний средств измерений (далее – СИ), находящихся на территории разных государств-членов ОЭР, если для этих СИ выполнены требования национального законодательства в области обеспечения единства измерений, полагаем должно быть включено в состав задач, обеспечивающих достижение цели отчета НИР.		

Продолжение таблицы Г.1

№	Замечание	Позиция разработчика	Примечание
	Большая часть отчета НИР посвящена исследованию вопросов измерения и мониторинга качества электроэнергии, однако вопросы, связанные с измерением количества электроэнергии, также требуют дополнительного анализа с учётом сложившейся практики взаимоотношений субъектов ОЭР при межгосударственной передаче электроэнергии. Вывод о том, что для внедрения единой системы мониторинга качества электроэнергии на межгосударственном уровне условия созданы (стр.76, 186), выглядит преждевременным, так как требования к показателям качества электроэнергии, установленные Межгосударственным стандартом ГОСТ 32144-2013, являются документом добровольного применения (в соответствии со статьей 51 Договора о Евразийском экономическом союзе). В отсутствие обязательных для выполнения требований к качеству электроэнергии необходима, как минимум, прогнозная оценка готовности или мотивированности субъектов ОЭР выполнять рекомендации указанного ГОСТа с учетом затрат на модернизацию имеющихся (или создания) автоматизированных систем учета. Вывод о целесообразности применения технологии «больших данных» при создании единой системы		

Продолжение таблицы Г.1

№	Замечание	Позиция разработчика	Примечание
	мониторинга качества электроэнергии (стр.76, 186) также не выглядит обоснованным. В качестве предпосылок применения таких технологий сообщается лишь то, что они в настоящее время не используются в рассматриваемой сфере отрасли. В то же время применение указанных технологий обычно связано с существенными финансовыми затратами и требует оценки эффективности применения для решения конкретных прикладных задач.		
59.	Замечания к Разделу 2.2 «Анализ законодательства государств – членов Союза» В разделе дана достаточно развернутая характеристика законодательства стран – членов ЕАЭС в области электроэнергетики и обеспечения единства измерений, указаны органы власти государств – членов ЕАЭС, осуществляющие государственную политику в области электроэнергетики, а также государственные органы, уполномоченные на осуществление метрологического надзора (контроля) на территории соответствующих государств. В разделе приведены основные положения законодательства соответствующих стран, касающиеся порядка учета количества и качества электрической энергии (метрологические требования об утверждении типа	Принято к сведению	1) Согласно с заключением о том, что Договор не относится к НП РФ, в тоже время он является фактически обязательным для соблюдения, в связи с чем он был включен в перечень документов для анализа 2) Согласно с заключением о том, что в РФ такие проверки проводятся, в тоже время был сделан акцент именно на различие уполномоченных на проведение данного вида контроля.

Продолжение таблицы Г.1

№	Замечание	Позиция разработчика	Примечание
	используемых средств измерений и их поверка, параметры (нормы) качества электрической энергии). В целом информация данного раздела отчета НИР изложена в понятной и доступной форме. На следующих этапах НИР с учетом их целей, а также по итогам анализа результатов первого (промежуточного) этапа НИР, возможно, потребуется более детальная проработка тех или иных аспектов законодательства государств – членов ЕАЭС. Дополнительно полагаем необходимым отметить следующие моменты, касающиеся особенностей анализа законодательства Российской Федерации. 1) Представляется не совсем верным включать в структуру нормативного правового регулирования электроэнергетики в Российской Федерации наряду с федеральными законами, постановлениями Правительства Российской Федерации и нормативными правовыми актами уполномоченных Правительством Российской Федерации федеральных органов исполнительной власти Договор о присоединении к торговой системе оптового рынка и являющиеся его неотъемлемой частью регламенты оптового рынка (стр. 73 отчета НИР), поскольку Договор о присоединении к торговой системе оптового рынка нормативным		

Продолжение таблицы Г.1

№	Замечание	Позиция разработчика	Примечание
	правовым актом не является. 2) Кроме того, представляется не совсем обоснованным утверждение, содержащееся в Заключении на стр. 75 отчета НИР, о том, что «метрологический надзор за применением средств измерений для учета электроэнергии во всех странах, кроме Российской Федерации, проводится уполномоченными государственными органами (инспекциями) в рамках законов «Об обеспечении единства измерений». В соответствии с пунктом 3 статьи 2 Федерального закона Российской Федерации от 26 июня 2008 года № 102-ФЗ «Об обеспечении единства измерений» федеральный государственный метрологический контроль (надзор) - контрольная деятельность в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений, осуществляемая уполномоченными федеральными органами исполнительной власти и заключающаяся в систематической проверке соблюдения установленных законодательством РФ об обеспечении единства измерений обязательных требований, а также в применении установленных законодательством РФ мер за нарушения, выявленные во время надзорных действий. Федеральный метрологический контроль (надзор) на		

Продолжение таблицы Г.1

№	Замечание	Позиция разработчика	Примечание
	территории Российской Федерации, в том числе при выполнении измерений для учета количества электроэнергии (за исключением метрологического надзора в области обороны и обеспечения безопасности Российской Федерации), осуществляется уполномоченным Правительством Российской Федерации федеральным органом исполнительной власти - Федеральным агентством по техническому регулированию и метрологии (Росстандарт) и его территориальными органами (пункт 1 части 1 статьи 15 Федерального закона Российской Федерации от 26 июня 2008 года № 102-ФЗ «Об обеспечении единства измерений», пункт 2 «Положения о федеральном метрологическом контроле (надзоре)», утвержденного постановлением Правительства Российской Федерации от 29 июня 2021 года № 1053). В определенных случаях полномочия по федеральному метрологическому контролю (надзору) могут передаваться для осуществления органам исполнительной власти субъектов Российской Федерации (статья 3.1 Федерального закона Российской Федерации от 26 июня 2008 года № 102-ФЗ «Об обеспечении единства измерений»), однако даже в этих случаях, как видно из приведенного текста статьи 3.1, полномочия по		

Продолжение таблицы Г.1

№	Замечание	Позиция разработчика	Примечание
	федеральному метрологическому контролю (надзору) не выведены из сферы деятельности органов государственной власти Российской Федерации. В случае, если поводом для вышеуказанного утверждения послужил отмеченный в отчете НИР факт отсутствия средств измерений, используемых для учета электроэнергии на территории Российской Федерации, в «Перечне средств измерений, поверка которых осуществляется только аккредитованными в установленном порядке в области обеспечения единства измерений государственными региональными центрами метрологии» (утвержден постановлением Правительства Российской Федерации от 20 апреля 2010 года № 250 (в редакции постановления Правительства Российской Федерации от 06 октября 2021 года № 1696), то позволим себе обратить внимание авторов отчета НИР на следующие обстоятельства. Как указано ранее, федеральный метрологический контроль (надзор) – это один из видов контрольной деятельности со стороны государства, у которой есть свой предмет, объект, определенный набор мероприятий, проведение которых допускается при и для ее осуществления, в случае выявления в ходе проведения соответствующих мероприятий		

Продолжение таблицы Г.1

№	Замечание	Позиция разработчика	Примечание
	нарушений, уполномоченные на осуществление контроля (надзора) должностные лица вправе применять установленные законодательством Российской Федерации меры. Наличие поверки у используемых для учета электроэнергии на территории Российской Федерации средств измерений входит в предмет федерального метрологического контроля (надзора) (пункт 8 «Положения о федеральном метрологическом контроле (надзоре)», утвержденного постановлением Правительства Российской Федерации от 29 июня 2021 года № 1053), при этом сама по себе поверка таких средств измерений не относится к числу контрольных (надзорных) мероприятий. У аккредитованных в соответствии с законодательством Российской Федерации об аккредитации в национальной системе аккредитации на проведение поверки средств измерений лиц нет полномочий на принятие мер за нарушения, выявленные в ходе проведения федерального метрологического контроля (надзора). Таким образом, отсутствие средств измерений, используемых для учета электроэнергии, в вышеназванном Перечне свидетельствует лишь о том, что на территории Российской Федерации поверку соответствующих средств измерений вправе		

Продолжение таблицы Г.1

№	Замечание	Позиция разработчика	Примечание
	осуществлять не только аккредитованные в соответствии с законодательством Российской Федерации об аккредитации в национальной системе аккредитации на проведение поверки средств измерений государственные региональные центры метрологии, но и любые аккредитованные в соответствии с законодательством Российской Федерации об аккредитации в национальной системе аккредитации на проведение поверки средств измерений юридические лица и индивидуальные предприниматели (пункт 5 «Порядка проведения поверки средств измерений», утвержденного приказом Минпромторга России от 31 июля 2020 года № 2510).		
60.	В Заключении на стр. 75 отчета НИР указано, что «учет электроэнергии, кроме бытовой сферы, предполагает наличие в системе учета АСКУЭ, которая так же может обрабатывать информацию о качестве электроэнергии, если это предусмотрено техническим заданием на ее разработку». Отметим, что в отличие от интеллектуальных систем учета, в которых в соответствии с пунктом 9 Правил предоставления доступа к минимальному набору функций интеллектуальных систем учета электрической энергии (мощности), утвержденных постановлением Правительства Российской	Принято к сведению	Согласны с заключением, в тоже время в отчете указано, что наличие данной функции является не обязательным требованием к системе, а может быть предусмотрено ТЗ.

Продолжение таблицы Г.1

№	Замечание	Позиция разработчика	Примечание
	Федерации от 19 июня 2020 года № 890, должна быть реализована, в том числе функция предоставления пользователю информации об иных параметрах электрической энергии (в частности, информации о нарушении параметров качества электрической энергии (пункт 11 данных Правил)), используемые на территории Российской Федерации АИИС КУЭ, поскольку контроль показателей качества электрической энергии не является обязательным требованием к ним, как правило, создаются без соответствующей функции.		
61.	Также полагаем необходимым отметить, что в тексте отчета НИР на стр. 73, видимо, допущена опечатка: вместо даты подписания Федерального закона Российской Федерации «Об обеспечении единства измерений» Президентом Российской Федерации - 26 июня 2008 года (которая, как правило, указывается при упоминании федеральных законов в тексте и сносках документов и которая указана в тексте отчета НИР при упоминании иных федеральных законов Российской Федерации) указана дата одобрения данного закона Советом Федерации Федерального Собрания Российской Федерации – 18 июня 2008 года, также отмечаем, что не указан номер соответствующего федерального закона - № 102-ФЗ.	Принято	Допущена техническая опечатка

Продолжение таблицы Г.1

№	Замечание	Позиция разработчика	Примечание
62.	В пункте 3.1. «Формирование перечня уполномоченных органов и ключевых субъектов ОЭР Союза» отчета НИР сформирован перечень организаций, выполняющих функции ключевых субъектов энергетического рынка в государствах-членах ЕАЭС (далее – ключевые субъекты ОЭР Союза), а также краткое описание сферы деятельности выделенных ключевых субъектов Российской Федерации. Данный перечень содержит ПАО «Российские сети», ПАО «Интер РАО», ПАО «РусГидро», АО «Концерн Росэнергоатом». Вместе с тем, в отчете НИР не указано по каким критериям были выбраны данные ключевые субъекты ОЭР Союза, а также не определено само понятие ключевые субъекты ОЭР Союза и цель его применения. Считаем, что в отношении Российской Федерации данный перечень не проработан и требует более тщательного анализа с определением критериев формирования перечня.	Принято	В разделе 3 приведены термины и определения из Договора о ЕАЭС в части субъектов ОЭР
63.	В п. 3.2. «Формирование опросных листов, первичная обработка ответов уполномоченных органов и ключевых субъектов ОЭР Союза» отчета НИР не понятна цель представления на рисунке 2 количество представленных по государствам-членам позиции уполномоченных органов и ключевых субъектов ОЭР Союза. Предлагаем данный рисунок	Принято к сведению	Данный рисунок схематично представляет обратную связь с опрошенными субъектами.

Продолжение таблицы Г.1

№	Замечание	Позиция разработчика	Примечание
	исключить, как избыточный и не имеющий отношения к цели отчета НИР.		
64.	В соответствии с п. 5.2.4.1 отчета НИР каждая точка учета электрической энергии, передаваемой по МГЛЭП, должна быть оснащена основным и дублирующим статическим счетчиком электрической энергии, соответствующим требованиям ГОСТ 31818.11 - 2012, класса точности 0,2S по ГОСТ 31819.22-2012. При этом, требования по классу точности для измерений реактивной электроэнергии не приводятся. Учитывая, что для вычисления величины потерь электроэнергии между местом установки счетчика и точкой поставки субъектов ОЭР Союза (в случаях, когда они не совпадают) может использоваться объем переданной реактивной электроэнергии, считаем необходимым установить требования по классу точности измерений реактивной электроэнергии.	Принято к сведению	Введено дополнительное предложение об установлении класса точности. Для установления конкретных значений считаем целесообразным проработать данный вопрос с государствами-членами при подготовке проекта Рекомендаций
65.	В разделе 5 отчета НИР к счетчикам электроэнергии, а также устройствам сбора и передачи данных, информационно-вычислительному комплексу системы учета не устанавливаются требования по глубине хранения результатов измерений и событий, фиксируемых указанными средствами измерений и техническими устройствами. Учитывая, что данные коммерческого учета в точках учета на МГЛЭП	Принято к сведению	Считаем целесообразным проработать данный вопрос с государствами-членами В проекте Рекомендаций приведены предлагаемые требования к хранению результатов измерений и событий, в том числе их срокам

Продолжение таблицы Г.1

№	Замечание	Позиция разработчика	Примечание
	будут формироваться по окончании отчетного месяца, целесообразно установление требования о минимальном сроке хранения результатов измерений и иных фиксируемых сведений в счетчике электроэнергии и устройстве сбора и передачи данных в 45 дней (рекомендуется – 90 дней). Для информационно-вычислительных комплексов целесообразно установить срок 3 года для хранения результатов измерений и иных фиксируемых сведений.		
66.	В требованиях к каждому из уровней системы коммерческого учета (счетчики электрической энергии, устройства сбора и передачи данных, информационно-вычислительный комплекс) целесообразно установить необходимость ведения журнала событий с фиксацией времени начала и окончания каждого события, влияющего на достоверность данных коммерческого учета, а также определить исчерпывающий перечень вышеуказанных событий.	Принято к сведению	Считаем целесообразным проработать данный вопрос с государствами-членами В проекте Рекомендаций приведены предлагаемые требования к ведению журнала событий, в том числе их перечень
67.	Согласно п.5.1 отчета НИР, для синхронизации компонентов системы со шкалой времени (с использованием соответствующих эталонов единиц величин) должна использоваться система обеспечения единого времени, формируемая на всех уровнях системы, а единое время должно	Принято к сведению	Считаем целесообразным проработать данный вопрос с государствами-членами В проекте рекомендаций приведены предлагаемые требования к синхронизации, допускаемому

Продолжение таблицы Г.1

№	Замечание	Позиция разработчика	Примечание
	обеспечиваться от глобальных навигационных спутниковых систем GPS, ГЛОНАСС. Предлагается установить допустимую величину отклонений времени на всех уровнях системы учета электроэнергии (предлагается +/- 5 сек. в сутки), а также обязательность фиксации в журналах событий времени корректировки времени на каждом из уровней системы учета и величины, на которую выполнена указанная корректировка.		значению отклонений, в том числе обязательность фиксации в журналах событий
68.	В требованиях к трансформаторам тока в п.5.2.4.1 отчета НИР не приводятся требования к классу точности, при этом далее по тексту указано на необходимость использования измерительных трансформаторов тока класса точности 0,2s. Предлагаем внести соответствующие уточнения, аналогично требованиям к измерительным трансформаторам напряжения.	Принято к сведению	В проекте Рекомендаций приведены предлагаемые требования
69.	В требованиях к трансформаторам тока в п.5.2.4.1 отчета указано, что фактическое сопротивление вторичной нагрузки, подключенной к трансформатору тока, должно быть не более номинального сопротивления для данного типа. При этом, для обеспечения корректного учета передаваемой электроэнергии требуется также выполнение условия о том, чтобы фактическое сопротивление вторичной нагрузки было не менее	Принято к сведению	В проекте Рекомендаций приведены предлагаемые требования

Продолжение таблицы Г.1

№	Замечание	Позиция разработчика	Примечание
	нижнего порога номинального сопротивления, в связи с чем предлагается внести уточнения о том, что фактическое сопротивление вторичной нагрузки должно соответствовать требованиям ГОСТ 7746-2015.		
70.	В требованиях к метрологическому обеспечению согласно с п.5.1. отчета НИР указано, что на этапе проектирования системы учета обязательным этапом является проведение метрологической экспертизы технической документации на систему. В соответствии со ст. 14 Федерального закона «Об обеспечении единства измерений» № ФЗ-102 от 26.06.2008 г., обязательная метрологическая экспертиза стандартов, проектной, конструкторской, технологической документации и других объектов проводится аккредитованными юридическими лицами и индивидуальными предпринимателями. Предлагается оценить целесообразность проведения метрологической экспертизы технической документации на систему коммерческого учета с учетом того, что в отношении вышеуказанных систем коммерческого учета осуществляются (будут осуществляться) иные формы государственного регулирования в области обеспечения единства измерений, предусмотренные ст. 11 вышеуказанного Федерального закона (в том числе утверждение типа	Принято к сведению	В проекте Рекомендаций исключено данное требование, с учетом проведения в отношении системы процедуры утверждения типа

Продолжение таблицы Г.1

№	Замечание	Позиция разработчика	Примечание
	средств измерений и выполнение их поверки).		
71.	Требуется дополнительно уточнить возможность использования в точках учета субъектов ОЭР Союза интеллектуальных приборов учета и интеллектуальной системы учета электрической энергии и мощности, предусмотренных Федеральным законом "Об электроэнергетике" от 26.03.2003 N 35-ФЗ и Правилами предоставления доступа к минимальному набору функций интеллектуальных систем учета электрической энергии (мощности), утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации № 890 от 19.06.2020 г., с учетом того, что интеллектуальные приборы учета не входят в интеллектуальную систему учета, а в отношении интеллектуальной системы учета не осуществляется государственное регулирование в области обеспечения единства измерений (в частности, не осуществляется утверждение типа средства измерений и выполнение поверки).	Принято к сведению	Согласны с заключением, в тоже время считаем целесообразным проработать данный вопрос с государствами-членами при подготовке проекта Рекомендаций При этом понятия «интеллектуальных приборов учета и интеллектуальной системы учета электрической энергии и мощности» не установлены в законодательстве государств-членов

ПРИЛОЖЕНИЕ Е

Проект Рекомендаций по установлению требований к измерениям количества и параметров (показателей) качества электрической энергии при осуществлении торговли электрической энергией на общем электроэнергетическом рынке Евразийского экономического союза на межгосударственных сечениях на государственных границах государств – членов Евразийского экономического союза

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	139
1. Назначение	140
2. Область применения	141
3. Нормативные ссылки	142
4. Термины, определения, обозначения и сокращения	142
4.1 Термины и определения	143
4.2 Обозначения и сокращения	143
5. Основные принципы метрологического обеспечения измерений количества и показателей качества электрической энергии	144
6. Организация метрологического обеспечения измерений количества и показателей качества электрической энергии	146
6.1 Согласованные (гармонизированные) нормы требуемой точности измерений количества и показателей качества электрической энергии	149
6.1.1 Согласованные (гармонизированные) нормы требуемой точности измерений количества электрической энергии	150
6.1.2 Согласованные (гармонизированные) нормы требуемой точности измерений показателей качества электрической энергии	153
6.2 Согласованный (гармонизированный) перечень показателей количества электрической энергии	156
6.3 Согласованный (гармонизированный) перечень параметров (показателей) качества электрической энергии	156
6.3.1 Согласованный (гармонизированный) перечень параметров (показателей) качества электрической энергии, измерение которых необходимо осуществлять в точке или группе точек поставки пользователям электрических сетей сверхвысокого напряжения систем электроснабжения переменного тока частотой 50 Гц, и их нормы:	156
6.3.2 Согласованный (гармонизированный) перечень параметров (показателей) качества электрической энергии, измерение которых необходимо осуществлять в точке или группе точек поставки пользователям электрических сетей низкого, среднего и высокого напряжения систем электроснабжения общего назначения переменного тока частотой 50 Гц, и их нормы:	158
7. Рекомендации по использованию средств и методов метрологического обеспечения в рамках национальных систем обеспечения единства измерений и стандартизации	

государств-членов Союза	166
7.1 Требования к средствам измерений количества и показателей качества электрической энергии, в том числе информационным измерительным системам	166
7.1.1 Требования к средствам измерений количества электрической энергии, в том числе информационным измерительным системам	166
7.1.2 Требования к средствам измерений показателей качества электрической энергии, в том числе информационным измерительным системам	167
7.1.3 Требования к информационным измерительным системам	168
7.2 Требования к методикам (методам) измерений	171
7.3 Требования к методам испытаний средств измерений количества и качества электрической энергии в том числе информационных измерительных систем, и испытательным лабораториям	184
7.4 Структурирование системы измерения количества и показателей качества электрической энергии применительно к МГЛЭП в рамках ОЭР Союза	185
7.5 Меры и методы контроля за результатами измерений в точке или группе точек поставки на МГЛЭП	193
7.6 Процедуры и правила обеспечения метрологической прослеживаемости	194
7.7 Меры по контролю за обеспечением метрологической прослеживаемости	195
7.8 Требования к организации и обеспечению информационного обмена	195
БИБЛИОГРАФИЯ	199

Введение

Настоящие «Рекомендации по установлению требований к измерениям количества и параметров (показателей) качества электрической энергии при осуществлении торговли электрической энергией на общем электроэнергетическом рынке Евразийского экономического союза (далее – ОЭР Союза) на межгосударственных сечениях на государственных границах государств – членов Евразийского экономического союза» (далее – Рекомендации) разработаны на основе общих принципов, предусмотренных Разделом XX Договора о Евразийском экономическом союзе от 29 мая 2014 г.

Настоящие Рекомендации направлены на согласованное применение в рамках национальных систем стандартизации государств-членов Евразийского экономического союза (далее – Союза) **инфраструктурными организациями** Союза, осуществляющими в соответствии с законодательством государств-членов Союза торговлю электрической энергией, перемещаемой по межгосударственным линиям электропередач (далее – МГЛЭП) государств-членов Союза, методов измерения количества и показателей качества электрической энергии с точностью, не выходящей за согласованные границы, а также на применение в рамках национальных систем обеспечения единства измерений государств-членов Союза средств измерений, в том числе информационных измерительных систем, соответствующих классов точности для обеспечения указанной точности метода.

В редакции Министерства энергетики, Ассоциация «НП Совет рынка», Департамента энергетики, Департамента ТРиА, , - к обсуждению сторонами.

По мере накопления аналитической и статистической информации по МГЛЭП на уровне высокого и сверхвысокого напряжения, будет проводиться актуализация положений настоящих Рекомендаций.

1. Назначение

Настоящие Рекомендации предназначены для:

установления единых принципов метрологического обеспечения измерений количества и параметров (показателей) качества электрической энергии на далее – ОЭР Союза на основе унификации (гармонизации) метрологических требований к измерениям количества и параметров (показателей) качества электрической энергии;

гармонизации в рамках Союза требований к точности измерений количества и параметров (показателей) качества электрической энергии при осуществлении торговли электрической энергией на ОЭР Союза на МГЛЭП на межгосударственных линиях государств-членов Союза;

гармонизации в рамках Союза норм точности измерений количества и показателей качества электрической энергии;

гармонизации процедур и правил обеспечения метрологической прослеживаемости результатов измерений, эталонов единиц величин, средств измерений, стандартных образцов государств-членов к национальным (первичным) или международным эталонам единиц величин и Международной системе единиц (СИ);

установлении требований к измерениям количества и оптимальной номенклатуре перечней показателей качества электрической энергии для субъектов ОЭР Союза, обеспечивающих трансграничную передачу электрической энергии;

возможности структурирования системы учета количества и контроля показателей качества электрической энергии применительно к МГЛЭП в рамках Союза;

предложения по применению средств измерений, в том числе информационных измерительных систем, количества и показателей качества электрической энергии в качестве элементов рекомендуемой в рамках Союза системы учета количества и контроля показателей качества электрической

энергии.

Раздел введен по рекомендации Департамента ТРиА, ВНИИМС, РФ, - при формировании разделов руководствоваться ИКЭС-РД-043-2014.

2. Область применения

Рекомендации носят рекомендательный характер и могут применяться в случаях отсутствия национального законодательства сторон или неурегулированности вопросов, изложенных в Рекомендации, на уровне нормативно-технической базы участников ОЭР государств-членов Союза.

В редакции, предложенной ПАО «Россети», РФ, (предложено поддержать Департаментом ТРиА) - к обсуждению сторонами.

Настоящие Рекомендации имеют рекомендательный характер и могут использоваться инфраструктурными организациями при измерении количества и показателей качества электрической энергии при осуществлении торговли электрической энергией на ОЭР Союза на межгосударственных сечениях на государственных границах государств-членов.

В редакции, предложенной Министерством энергетики, РФ, - к обсуждению сторонами.

Настоящие Рекомендации предназначены для профильных министерств и организаций, осуществляющих управление электроэнергетикой государств – членов Союза, обеспечивающих трансграничную передачу электрической энергии *при проектировании, строительстве, реконструкции, модернизации, техническом перевооружении и технологическом присоединении объектов электроэнергетики субъектов* ОЭР Союза, осуществляющих в соответствии с законодательством государств-членов Союза торговлю электрической энергией, перемещаемой по межгосударственным линиям электропередачи сопредельных электроэнергетических систем государств-членов Союза.

В редакции ГПО БелЭнерго, РБ, Ассоциации «Совер Рынка», РФ, - к обсуждению сторонами.

Предложения, поступившее на первом этапе:

1. ГПО БелЭнерго, РБ

«Предлагаем использовать уже имеющиеся в государствах-членах системы учета (с их возможной модернизацией до удовлетворения необходимых требований) с организацией информационного обмена между указанными системами. В таком случае необходимо установление переходного периода для требуемой реконструкции точек учета (подстанций)»;

2. Ассоциации «Совер Рынка», РФ

«В отсутствие обязательных для выполнения требований к качеству электроэнергии необходима, как минимум, прогнозная оценка готовности или мотивированности субъектов ОЭР выполнять рекомендации указанного ГОСТ 32144 с учетом затрат на модернизацию имеющихся (или создания) автоматизированных систем учета».

Настоящими Рекомендациями определена сфера согласованного применения методов измерения:

- получение достоверной измерительной информации о количестве и параметрах (показателях) качества электрической энергии, перемещаемой по МГЛЭП на межгосударственных линиях государств-членов Союза;
- выполнение условий договоров купли-продажи, заключенных между субъектами ОЭР Союза;
- выполнение условий доступа к услугам по межгосударственной передаче электрической энергии (мощности) в рамках ОЭР Союза, и выполнения условий договоров на оказание данных услуг;
- равноправной конкуренции.

Раздел введен по рекомендации Департамента ТРиА, ВНИИМС, РФ, - при формировании разделов руководствоваться ИКЭС-РД-043-2014.

3. Нормативные ссылки

В настоящих Рекомендациях использованы ссылки на международные и межгосударственные стандарты, а так же документы, указанные в Библиографии.

4. Термины, определения, обозначения и сокращения

Раздел и соответствующие подразделы введены по рекомендации Департамента

4.1 Термины и определения

Термины и определения, используемые в Рекомендациях, имеют значение, определенное Протоколом об общем электроэнергетическом рынке Евразийского экономического союза (приложение N 21 к Договору о Евразийском экономическом союзе) Протоколом о проведении согласованной политики в области обеспечения единства измерений (приложение N 10 к Договору о Евразийском экономическом союзе). Также применены термины по ГОСТ 29322-2014, ГОСТ 32144-2013, ГОСТ 33073-2014, ГОСТ 31818.11-2012, ГОСТ 31819.22-2012, ГОСТ 31819.23-2012, ГОСТ 34184-2017, РМГ 29-2013 а также следующие термины с соответствующими определениями:

метрологическое обеспечение измерений (далее – МОИ) количества и параметров (показателей) качества электрической энергии, выполняемых при функционировании ОЭР Союза, – систематизированный набор средств, методов и норм, необходимых для достижения единства и направленных на получение достоверной измерительной информации о количестве и параметрах (показателях) качества электрической энергии на МГЛЭП на государственных границах государств – членов Союза.

4.2 Обозначения и сокращения

В настоящих Рекомендациях используются следующие обозначения:

$\delta U_{(-)}$ - отрицательное отклонение напряжения;

$\delta U_{(+)}$ - положительное отклонение напряжения;

f - частота;

Δf - отклонение частоты;

K_{2U} - коэффициент несимметрии напряжений по обратной последовательности;

K_{0U} - коэффициент несимметрии напряжений по нулевой

последовательности;

U_1 - напряжения основной гармонической составляющей;

$K_{U(n)}$ - коэффициент n -ой гармонической составляющей напряжения;

K_U - суммарный коэффициент гармонических составляющих напряжения;

P_{st} - кратковременная доза фликера;

P_{lt} - длительная доза фликера;

δU_{Π} - глубина провала напряжения;

Δt_{Π} - длительность провала и прерывания напряжения;

$K_{\text{пер}U}$ - коэффициент временного перенапряжения;

$\Delta t_{\text{пер}U}$ - длительность временного перенапряжения.

В настоящих Рекомендациях используются следующие сокращения:

АИИС – автоматизированная информационно – измерительная система

АИИС КУЭ – автоматизированная информационно – измерительная система коммерческого учета электрической энергии

ЕАЭС – Евразийский экономический союз (после 1.01.2015)

МГЛЭП – межгосударственные линии электропередачи

МОИ - метрологическое обеспечение измерений

ОЭР – Общий электроэнергетический рынок

СИ – средства измерений

СИ ПКЭ – средства измерений показателей качества электрической энергии

СНГ – Содружество независимых государств

ТН – трансформатор напряжения

ТТ – трансформатор тока

ПКЭ - показатели качества электрической энергии

5. Основные принципы метрологического обеспечения измерений количества и показателей качества электрической энергии

Основными принципами МОИ количества и показателей качества

электрической энергии на МГЛЭП на государственных границах государств – членов Союза являются:

- 1) обеспечение единства измерений при измерении количества и качества электрической энергии;
- 2) создание условий для получения достоверной измерительной информации о количестве и показателях качества электрической энергии.

При разработке МОИ применен системный подход как совокупности взаимосвязанных процессов, объединенных достижением требуемого качества измерений. Такими процессами являются:

- установление рациональной номенклатуры измеряемых параметров и оптимальных норм точности измерений количества и качества электрической энергии;
- выбор средств измерений и установление их рациональной номенклатуры;
- стандартизация, унификация и агрегатирование используемых средств измерений;
- разработка, внедрение и аттестация методик измерений;
- испытания с целью утверждения типа и поверка средств измерений;
- контроль за производством, состоянием, применением и ремонтом средств измерений, за соблюдением метрологических правил и норм на предприятии;
- участие в разработке и внедрении стандартов предприятия;
- внедрение международных, государственных и иных нормативных документов по техническому регулированию и метрологии;
- проведение метрологической экспертизы проектов нормативной, конструкторской и технологической документации;
- проведение анализа состояния измерений, разработка на его основе и осуществление мероприятий по совершенствованию МОИ;
- подготовка работников служб предприятия к выполнению контрольно-измерительных операций.

6. Организация метрологического обеспечения измерений количества и показателей качества электрической энергии

Организация МОИ измерений количества и показателей качества электрической энергии на МГЛЭП на государственных границах государств – членов Союза при осуществлении торговли основана на системе следующих мер и механизмов:

по гармонизации норм точности измерений количества и показателей качества электрической энергии;

по установлению требований к измерениям количества и показателей качества электрической энергии;

по системному применению средств измерений и автоматизированных систем учета количества и контроля показателей качества электрической энергии;

по построению (структурированию) и применению системы учета количества и контроля качества электрической энергии;

по гармонизации процедур и правил обеспечения метрологической прослеживаемости результатов измерений, эталонов единиц величин, средств измерений государств-членов к национальным (первичным) или международным эталонам единиц величин и Международной системе единиц (СИ).

Реализация этих мер и механизмов достигается выполнением следующих мероприятий:

установление норм точности измерений количества и показателей качества электрической энергии, согласованных государствами – членами Союза;

согласование государствами – членами Союза перечня параметров (показателей) качества электрической энергии, измерение которых необходимо осуществлять на МГЛЭП на государственных границах государств – членов Союза;

применение средств измерений количества и качества электрической энергии, в том числе информационных измерительных систем, соответствующих требованиям, согласованным государствами – членами Союза;

применение методик (методов) измерения, согласованных государствами – членами Союза;

применение методов испытаний средств измерений количества и качества электрической энергии в том числе информационных измерительных систем, согласованных государствами – членами Союза;

соблюдение требований, предъявляемых к испытательным лабораториям, осуществляющих испытаний средств измерений количества и качества электрической энергии в том числе информационных измерительных систем, согласованных государствами – членами Союза;

соблюдение процедур и правила обеспечения метрологической прослеживаемости, согласованных государствами – членами Союза;

организация и обеспечение информационного обмена о результатах измерений количества и показателей качества электрической энергии.

Система метрологического обеспечения измерений количества и показателей качества электрической энергии на электрических подстанциях низкого, среднего, высокого и сверхвысокого напряжения на МГЛЭП на государственных границах государств – членов Союза при осуществлении торговли включает в том числе нормативное, методическое, техническое, метрологическое, информационное, программное и организационное обеспечение.

Нормативно-методическим обеспечением являются:

технические регламенты СНГ, Евразийского экономического сообщества, регламенты Таможенного союза и иные технические регламенты (директивы), принятые международными договорами государств – членов Союза, законодательство в области обеспечения единства измерений и электроэнергетики государств – членов Союза;

акты права Союза в области обеспечения единства измерений и электроэнергетики;

технические и методические документы в области обеспечения единства измерений и электроэнергетики государств – членов Союза;

международные стандарты, руководства, технические требования, технические, отчеты и иные документы, принятые международными организациями по стандартизации;

национальное законодательство в области обеспечения единства измерений и электроэнергетики государств-членов Союза;

национальные стандарты, руководящие документы, методические указания, инструкции, правила, методики и рекомендации, действующие на территории государств-членов Союза;

отраслевые стандарты и стандарты организаций, действующие на территории государств-членов Союза.

Техническим обеспечением являются:

эталоны основных электроэнергетических величин (международные и государств-членов Союза), обеспечивающие воспроизведение и хранение единиц физических величин в области электроэнергетики с наивысшей достижимой точностью;

система передачи размеров единиц физических величин в области электроэнергетики от эталонов средствам измерений;

система разработки, постановки на производство и выпуска в обращение средств измерений, обеспечивающих измерения в области электроэнергетики с требуемой точностью;

средства измерений количества и показателей качества электрической энергии и автоматизированные измерительные системы;

система обязательной метрологической оценки средств измерений: испытания с целью утверждения типа и поверка, обеспечивающие единообразие средств измерений при их изготовлении и эксплуатации, калибровка средств измерений.

Методологической основой являются акты права Союза, направленные на организацию метрологического обеспечения измерений количества и показателей качества электрической энергии:

гармонизации в рамках Союза норм точности измерений количества и показателей качества электрической энергии;

гармонизации процедур и правил обеспечения метрологической прослеживаемости результатов измерений, эталонов единиц величин, средств измерений, стандартных образцов государств-членов к национальным (первичным) или международным эталонам единиц величин и Международной системе единиц (СИ);

установление требований к измерениям количества и показателей качества электрической энергии (в том числе, на основе гармонизированных перечней измерений, принятых в государствах-членах) для субъектов ОЭР Союза, обеспечивающих трансграничную передачу электрической энергии;

построение (структурирование) и применению системы учета количества и контроля качества электрической энергии применительно к межгосударственным линиям электропередачи в рамках ОЭР Союза;

системное применение средств измерений и автоматизированных систем учета количества и контроля показателей качества электрической энергии в рамках Союза.

6.1 Согласованные (гармонизированные) нормы требуемой точности измерений количества и показателей качества электрической энергии

Передача электрической энергии при осуществлении торговли на ОЭР Союза на государственных границах в основном осуществляется по линиям среднего, высокого и (или) сверхвысокого напряжения. При этом измерение количества и параметров качества электрической энергии осуществляется при низких напряжениях, что предусматривает дополнительно к счетчикам электрической энергии использование соответствующих средств измерений:

трансформаторов напряжения и / или трансформаторов тока, а к средствам измерений показателей качества электрической энергии использование трансформаторов напряжения. В случае осуществления торговли на ОЭР Союза на государственных границах по линиям низкого напряжения применение трансформаторов напряжения и / или трансформаторов тока не требуется и измерения количества и параметров качества электрической энергии проводится с непосредственным применением счетчиков электрической энергии и средств измерения показателей качества электрической энергии соответственно.

6.1.1 Согласованные (гармонизированные) нормы требуемой точности измерений количества электрической энергии

Требования к счетчикам электрической энергии:

- счетчики электрической энергии должны соответствовать ГОСТ 31818.11-2012;
- класс точности **не более** 0,2S по ГОСТ 31819.22-2012, **не более** 1 по ГОСТ 31819.23-2012;
- иметь цифровые интерфейсы для передачи данных.

Требования к счетчикам электрической энергии:

- измерение активной и реактивной энергии в сетях переменного тока в двух направлениях с классом точности не более 1,0 ГОСТ 31819.22 2012 и не более 2,0 ГОСТ 31819.23 2012 (не хуже 0,5S ГОСТ 31819.22 2012 и не хуже 1,0 ГОСТ 31819.23 2012 для трансформаторных счетчиков);

В редакции ПАО «Россети», РФ, (предложено поддержать Департаментом ТРиА) - к обсуждению сторонами.

Требования к ТТ:

- трансформаторы тока должны соответствовать ГОСТ 7746-2015;
- класс точности **не более** 0,2S;
- фактическое значение вторичной нагрузки ТТ должно соответствовать требованиям ГОСТ 7746-2015;
- один из выводов вторичной обмотки ТТ должен быть заземлен;

Требования к ТТ:

- класс точности не более 0,5. В случае плановой замены, истечения срока службы, отрицательных результатах поверки ТТ, а также при новом строительстве и (или) модернизации сетевого оборудования энергообъектов или модернизации системы учета, влекущих за собой установку ТТ, рекомендуется устанавливать ТТ класса точности не более 0,5S.

В редакции ПАО «Россети», РФ, (предложено поддержать Департаментом ТРиА) - к обсуждению сторонами.

- требования по нормированной точности ТТ при измерении гармонических составляющих и их векторов направления, для обеспечения хотя бы минимальных требований по контролю качества.

В редакции ВНИИМС, РФ, (предложено поддержать Департаментом ТРиА) -

- к обсуждению сторонами целесообразности включения раздела и его содержание.

Справочно:

Рекомендации не устанавливают перечень показателей качества электрической энергии в части формы тока, точность их измерения и нормы при измерении тока. Кроме того, отсутствуют стандарты устанавливающий указанные требования для ТТ.

Требования к ТН:

- ТН должны соответствовать ГОСТ 1983-2015;
- класс точности не более 0,5;
- фактическая мощность нагрузки, подключенной к вторичной цепи ТН, должна соответствовать требованиям ГОСТ 1983-2015;
- подключение СИ ПКЭ к ТН должно выполняться отдельным кабелем.

Требования к ТН:

- класс точности не более 0,5. В случае плановой замены, истечения срока службы, отрицательных результатах поверки ТН, а также при новом строительстве и (или) модернизации сетевого оборудования энергообъектов или модернизации системы учета, влекущих за собой установку ТН, рекомендуется устанавливать ТН класса точности не более 0,5.

ПАО «Россети», РФ, (предложено поддержать Департаментом ТРиА) -

Уточнить, что имеется ввиду (0,5 заменить на 0,5)?

При этом допускается применение трансформаторов напряжения класса точности не более 1,0 при условии выполнения требований следующих комбинаций классов точности ТТ и счетчиков электрической энергии:

Таблица X

№ п/п	Класс точности ТТ	Класс точности ТН	Класс точности счетчика электрической энергии
1	0,1	1,0	0,2S
2	0,1	1,0	0,5S
3	0,2S	1,0	0,2S
4	0,2S	1,0	0,5S
5	0,2	1,0	0,2S
6	0,2	1,0	0,5S
7	0,5S	1,0	0,2S

В редакции ПАО «Россети», РФ, (предложено поддержать Департаментом ТРиА) – к обсуждению сторонами.

Редакция ПАО «Россети», РФ, (предложено поддержать Департаментом ТРиА) устанавливает требования к счетчикам электрической энергии, трансформаторам тока и напряжения, с увеличением класса точности (пределов допускаемой погрешности измерения количества электрической энергии)

Комментарий разработчика:

Редакция разработчика области применения Рекомендаций («при проектировании, строительстве, реконструкции, модернизации, техническом перевооружении и технологическом присоединении объектов электроэнергетики субъектов ОЭР Союза») как раз была направлена на возможность эксплуатации действующих объектов электроэнергетики на МГЛЭП на межгосударственных линиях государств-членов Союза (в точке или группе точек поставки электрической энергии) до их реконструкции.

- требования по нормированной точности ТН при измерении гармонических составляющих и их векторов направления, для обеспечения хотя бы минимальных требований по контролю качества.

В редакции ВНИИМС, РФ, (предложено поддержать Департаментом ТРиА) – к обсуждению сторонами целесообразности включения раздела и его содержание.

Справочно:

Требования, изложенные в проекте Рекомендаций, идентичны требованиям ГОСТ 32144-2013, устанавливающим показатели и нормы качества электрической

энергии в точках передачи электрической энергии пользователям электрических сетей низкого, среднего и высокого напряжения, в котором при этом отсутствуют требования к нормированию точности измерения гармонических составляющих для ТН. Кроме того, отсутствуют стандарты устанавливающий указанные требования для ТН.

Требования к вторичным цепям ТН:

- потери напряжения от ТН до средств измерений должны составлять не более 0,25 % номинального вторичного напряжения;
- вторичные цепи выполняются кабелем с двойной изоляцией;
- провода и кабели, присоединенные к средствам измерений, должны соответствовать правилам и нормам по охране труда и пожарной безопасности;
- в электрической схеме должна быть предусмотрена возможность замены СИ без отключения контролируемого присоединения (применение специальных устройств или измерительных клемм);
- значения физических величин (напряжение и сила переменного тока, частота, коэффициент мощности, параметры вторичных цепей ТТ и ТН, температура окружающего воздуха, внешние поля и другие факторы, регламентируемые нормативными документами), влияющих на точность измерений, не должны выходить за пределы допускаемых значений, установленных нормативными документами и/или указанные в технических описаниях средств измерений.

6.1.2 Согласованные (гармонизированные) нормы требуемой точности измерений показателей качества электрической энергии

Для проведения измерений и осуществления контроля показателей качества электрической энергии и других параметров электрических величин должны использоваться СИ ПКЭ серийного производства, соответствующие классу А в соответствии с требованиями ГОСТ 30804.4.30-2013, классу I в соответствии с требованиями ГОСТ 30804.4.7-2013 и классу F1 в соответствии с требованиями ГОСТ IEC 61000-4-15-2014. Требования к СИ ПКЭ, в том числе измеряемые параметры и метрологические характеристики

СИ ПКЭ, должны соответствовать приведенным в таблице 1.

Таблица 1 – Диапазоны измерений и пределы допускаемой основной погрешности измерений СИ ПКЭ

ПКЭ и параметры напряжения	Диапазон измерений	Пределы допускаемой основной погрешности	Примечание
Среднеквадратическое значение напряжения	$(10 - 150) \% \text{ от } U_{\text{ном}}$	$\pm 0,1 \% \text{ от } U_{\text{ном}}$	ГОСТ 30804.4.30-2013, класс А
Отрицательное отклонение напряжения $\delta U_{(-)}$	$(0 - 90) \%$	$\pm 0,1 \% \text{ от } U_{\text{ном}}$	
Положительное отклонение напряжения $\delta U_{(+)}$	$(0 - 50) \%$	$\pm 0,1 \% \text{ от } U_{\text{ном}}$	
Частота f	$(42,5 - 57,5) \text{ Гц}$	$\pm 0,01 \text{ Гц}$	
Отклонение частоты Δf	от минус 7,5 до 7,5 Гц	$\pm 0,01 \text{ Гц}$	
Коэффициент несимметрии напряжений по обратной последовательности K_{2U}	$(0,5 - 5) \%$	$\pm 0,15\%$	
Коэффициент несимметрии напряжений по нулевой последовательности K_{0U}	$(0,5 - 5) \%$	$\pm 0,15\%$	ГОСТ 30804.4.30-2013, класс А ГОСТ 30804.4.7-2013 класс I
Коэффициент n -ой гармонической составляющей напряжения $K_{U(n)}$	$(10 - 200) \%$	$\pm 5 \% \text{ от } U_{\text{м}}$ $K_{U(n)} \geq 1 \%$	
		$\pm 0,05 \% \text{ от } U_{\text{ном}}$ $K_{U(n)} < 1 \%$	
Суммарный коэффициент гармонических составляющих напряжения K_U	$(10 - 200) \%$	$\pm 10 \% \text{ от } U_{\text{м}}$ $K_U \geq 1 \%$	
		$\pm 0,1 \% \text{ от } U_{\text{ном}}$ $K_U < 1 \%$	
Кратковременная доза фликера P_{st}	0,2 – 10	$\pm 5 \%$	ГОСТ 30804.4.30-2013, класс А ГОСТ IEC 61000-4-15-2014 класс F1
Длительная доза фликера P_{lt}	0,2 – 10	$\pm 5 \%$	
Глубина провала напряжения $\delta U_{\text{п}}$	$(10 - 100) \%$	$\pm 0,2 \% \text{ от } U_{\text{ном}}$	ГОСТ 30804.4.30-2013, класс А
Длительность провала и прерывания напряжения $\Delta t_{\text{п}}$	0 – 60 с	$\pm 0,02 \text{ с}$	
Коэффициент временного перенапряжения $K_{\text{пер}U}$	1 – 1,5	$\pm 0,002$	
Длительность временного перенапряжения $\Delta t_{\text{пер}U}$	0 – 60 с	$\pm 0,02 \text{ с}$	

В редакции ПАО «ФСК – Россети», РФ, (предложено поддержать Департаментом ТРиА) - к обсуждению сторонами.

Комментарии разработчика:

Требования по тексту Рекомендаций излагались без ссылки на стандарты для исключения в дальнейшем при их использовании необходимости переработки в случае отмены/замены стандартов.

6.2 Согласованный (гармонизированный) перечень показателей количества электрической энергии

В редакции ВНИМС, РФ, (предложено поддержать Департаментом ТРиА) - к обсуждению сторонами целесообразности включения раздела и его содержания..

Справочно:

При общении с ВНИМС получено пояснение: «показатель количества электрической энергии – энергия, кВт·ч».

6.3 Согласованный (гармонизированный) перечень параметров (показателей) качества электрической энергии

В настоящем разделе приведен согласованный (гармонизированный) перечень параметров (показателей) качества электрической энергии, измерение которых необходимо осуществлять на ОЭР Союза при осуществлении торговли на МГЛЭП на государственных границах государств – членов Союза, руководствуясь едиными согласованными (гармонизированными) нормами точности измерений параметров (показателей) качества электрической энергии, и их нормы.

Перечень параметров (показателей) качества электрической энергии, их нормы и точность измерений а также другие вопросы касающиеся измерений качества электрической энергии, могут оговариваться договорными отношениями между субъектами ОЭР Союза и зависеть от установленных требования в национальных и (или) международных стандартах государств – членов.

6.3.1 Согласованный (гармонизированный) перечень параметров (показателей) качества электрической энергии, измерение которых необходимо осуществлять в точке или группе точек поставки

пользователям электрических сетей сверхвысокого напряжения систем электроснабжения переменного тока частотой 50 Гц, и их нормы:

1) продолжительные изменения характеристик напряжения:

1.1) отклонение частоты, Δf , Гц.

Должно быть обеспечено поддержание квазиустановившихся (усредненных на 20-секундном временном интервале) значений частоты в пределах $(50,00 \pm 0,05)$ Гц при допустимости нахождения значений частоты в пределах $(50,0 \pm 0,2)$ Гц с восстановлением частоты до уровня $(50,00 \pm 0,05)$ Гц за время не более 15 мин.

При возникновении небаланса мощности не более расчетного аварийного первичным регулированием, в процессе мобилизации первичных резервов, должно обеспечиваться удержание кратковременного динамического отклонения частоты в пределах не более $(50,0 \pm 0,8)$ Гц.

В нормальном режиме при регулировании частоты с использованием автоматического вторичного регулирования должно обеспечиваться поддержание средней величины частоты за любой час суток в пределах $(50,00 \pm 0,01)$ Гц.

В редакции АО «СО ЕЭС», ВНИИМС, РФ, (предложено поддержать Департаментом ТРиА) - к обсуждению сторонами.

1.2) медленные изменения напряжения: отрицательное, $\delta_{U(-)}$, %, и положительное, $\delta_{U(+)}$, %, отклонения напряжения электропитания от номинального/согласованного значения напряжения. Положительные и отрицательные отклонения напряжения в точке или группе точек поставки не должны превышать 10 % номинального или согласованного значения напряжения в течение 100 % времени интервала в одну неделю.

Значения положительного отклонения напряжения в точке или группе точек поставки, для которых не заданы графики напряжения, в соответствии с ГОСТ 721-77 и ГОСТ 29322-2014 не должны превышать наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение для электрических сетей различных номинальных напряжений и соответствующих им значений отклонений

напряжения, приведенных в Таблице 2.

В редакции ПАО «ФСК – Россети», РФ, (предложено поддержать Департаментом ТРиА) - к обсуждению сторонами.

Комментарии разработчика:

Требования по тексту Рекомендаций излагались без ссылки на стандарты для исключения в дальнейшем при их использовании необходимости переработки в случае отмены/замены стандартов.

Таблица 2 - Наибольшие длительно допускаемые рабочие напряжения для электрических сетей различных номинальных напряжений и соответствующие им значения отклонений напряжения

Класс напряжения, кВ	Номинальное/ согласованное значение напряжение, кВ	Наибольшее длительно допускаемое рабочее напряжение, кВ	Значения положительного отклонение напряжения, % от номинального/ согласованного значения напряжения
330	330,0	363,0	10
500	500,0	525,0	5
750	750,0	787,0	5

При этом, нижнее допускаемое отклонение напряжения определяется условиями устойчивости энергосистемы и надежности работы оборудования и устанавливаются на основе расчетов индивидуально для специальных точек поставки - контрольных пунктов.

В редакции АО «СО ЕЭС», РФ, - к обсуждению сторонами.

2) случайные события:

2.1) прерывания напряжения, которые подразделяют на длительные (длительность более 3 мин) и кратковременные (длительность не более 3 мин).

2.2) провалы напряжения и перенапряжения, которые определяются как напряжением, так и длительностью (до 1 мин).

6.3.2 Согласованный (гармонизированный) перечень параметров (показателей) качества электрической энергии, измерение которых необходимо осуществлять в точке или группе точек поставки пользователям электрических сетей низкого, среднего и высокого

напряжения систем электроснабжения общего назначения переменного тока частотой 50 Гц, и их нормы:

1) продолжительные изменения характеристик напряжения:

1.1) отклонение частоты (Δ_f , Гц).

Должно быть обеспечено поддержание квазиустановившихся (усредненных на 20-секундном временном интервале) значений частоты в пределах $(50,00 \pm 0,05)$ Гц при допустимости нахождения значений частоты в пределах $(50,0 \pm 0,2)$ Гц с восстановлением частоты до уровня $(50,00 \pm 0,05)$ Гц за время не более 15 мин.

При возникновении небаланса мощности не более расчетного аварийного первичным регулированием, в процессе мобилизации первичных резервов, должно обеспечиваться удержание кратковременного динамического отклонения частоты в пределах не более $(50,0 \pm 0,8)$ Гц.

В нормальном режиме при регулировании частоты с использованием автоматического вторичного регулирования должно обеспечиваться поддержание средней величины частоты за любой час суток в пределах $(50,00 \pm 0,01)$ Гц.

В редакции АО «СО ЕЭС», ВНИИМС, РФ, (предложено поддержать Департаментом ТРиА) - к обсуждению сторонами.

1.2) медленные изменения напряжения: отрицательное, $\delta_{U(-)}$, %, и положительное, $\delta_{U(+)}$, %, отклонения напряжения электропитания от номинального/согласованного значения напряжения. Положительные и отрицательные отклонения напряжения в точке или группе точек поставки не должны превышать 10 % номинального или согласованного значения напряжения в течение 100 % времени интервала в одну неделю.

1.3) колебания напряжения и фликер: кратковременная доза фликера, P_{st} , измеренная в интервале времени 10 мин, и длительная доза фликера, P_{lt} , измеренная в интервале времени 2 ч, в точке или группе точек поставки. Кратковременная доза фликера, измеренная в интервале времени 10 мин, не должна превышать значения 1,38, длительная доза фликера, измеренная в

интервале времени 2 ч, не должна превышать значения 1,0 в течение 100 % времени интервала в одну неделю.

1.3) несинусоидальность напряжения:

1.3.1) гармонические составляющие напряжения, к которым относятся значения коэффициентов гармонических составляющих напряжения до 40-го порядка, $K_{U(n)}$, %, в процентах напряжения основной гармонической составляющей U_1 в точке или группе точек поставки и значение суммарного коэффициента гармонических составляющих напряжения, K_U , % (отношения среднеквадратического значения суммы всех гармонических составляющих до 40-го порядка к среднеквадратическому значению основной составляющей) в точке или группе точек поставки.

Для указанных показателей КЭ установлены следующие нормы:

а) значения коэффициентов гармонических составляющих напряжения до 40-го порядка, $K_{U(n)}$, %, усредненные в интервале 10 мин, не должны превышать значений, установленных в таблицах 3–5, в течение 95 % интервала времени в одну неделю;

б) значения коэффициентов гармонических составляющих напряжения до 40-го порядка, $K_{U(n)}$, %, усредненные в интервале времени 10 мин, не должны превышать значений, установленных в таблицах 3-5, увеличенных в 1,5 раза, в течение 100 % времени каждого периода в одну неделю;

в) значения суммарных коэффициентов гармонических составляющих напряжения, K_U , %, усредненные в интервале 10 мин, не должны превышать значений, установленных в таблице 6, в течение 95 % интервала времени в одну неделю;

г) значения суммарных коэффициентов гармонических составляющих, K_U , %, усредненные в интервале 10 мин, не должны превышать значений, установленных в таблице 7, в течение 100 % интервала времени в одну неделю.

Таблица 3 – Значения коэффициентов нечетных гармонических составляющих напряжения не кратных трем $K_{U(n)}$ [перечисления (а), (б)]

Порядок гармонической составляющей n	Значения коэффициентов гармонических составляющих напряжения $K_{U(n)}, \% U_1$			
	Напряжение электрической сети, кВ			
	0,38	6-25	35	110 и выше
5	6	4	3	1,5
7	5	3	2,5	1
11	3,5	2	2	1
13	3,0	2	1,5	0,7
17	2,0	1,5	1	0,5
19	1,5	1	1	0,4
23	1,5	1	1	0,4
25	1,5	1	1	0,4
>25	1,5	1	1	0,4

Таблица 4 – Значения коэффициентов нечетных гармонических составляющих напряжения, кратных трем $K_{U(n)}$ [перечисления (а), (б)]

Порядок гармонической составляющей n	Значения коэффициентов напряжения гармонических составляющих $K_{U(n)}, \% U_1$			
	Напряжение электрической сети, кВ			
	0,38	6-25	35	110 и выше
3	5	3	3	1,5
9	1,5	1	1	0,4
15	0,3	0,3	0,3	0,2
21	0,2	0,2	0,2	0,2
>21	0,2	0,2	0,2	0,2

Таблица 5 – Значения коэффициентов четных гармонических составляющих напряжения $K_{U(n)}$ [перечисления (а), (б)]

Порядок гармонической составляющей n	Значения коэффициентов напряжения гармонических составляющих $K_{U(n)}, \% U_1$			
	Напряжение электрической сети, кВ			
	0,38	6-25	35	110 и выше
2	2	1,5	1	0,5
4	1	0,7	0,5	0,3
6	0,5	0,3	0,3	0,2
8	0,5	0,3	0,3	0,2
10	0,5	0,3	0,3	0,2
12	0,2	0,2	0,2	0,2
>12	0,2	0,2	0,2	0,2

Таблица 6 – Значения суммарных коэффициентов четных гармонических составляющих напряжения K_U [перечисления (в)]

Значения суммарных коэффициентов напряжения гармонических составляющих K_U , %			
Напряжение электрической сети, кВ			
0,38	6-25	35	110 и выше
8,0	5,0	4,0	2,0

Таблица 7 – Значения суммарных коэффициентов четных гармонических составляющих напряжения K_U [перечисления (г)]

Значения суммарных коэффициентов напряжения гармонических составляющих K_U , %			
Напряжение электрической сети, кВ			
0,38	6-25	35	110 и выше
12,0	8,0	6,0	3,0

1.3.2) интергармонические составляющие напряжения: несимметрии напряжений в трехфазных системах: коэффициент несимметрии напряжений по обратной последовательности, K_{2U} , %, и коэффициент несимметрии напряжений по нулевой последовательности, K_{0U} , %. Значения коэффициентов несимметрии напряжений по обратной последовательности и несимметрии напряжений по нулевой последовательности в точке передачи, усредненные в интервале времени 10 мин, не должны превышать 2 % в течение 95 % времени интервала в одну неделю и не должны превышать 4 % в течение 100 % времени интервала в одну неделю.

2) случайные события:

2.1) прерывания напряжения, которые подразделяют на длительные (длительность более 3 мин) и кратковременные (длительность не более 3 мин);

2.2) провалы напряжения и перенапряжения, которые определяются как напряжением, так и длительностью (до 1 мин).

Для ПКЭ, характеризующих медленные изменения напряжения, частоту, несинусоидальность, несимметрию напряжений, колебания напряжений, должны использоваться следующие статистические характеристики:

– наибольшее значение ПКЭ за интервал времени, в течение которого производился расчет статистических характеристик;

- наименьшее значение ПКЭ за интервал времени, в течение которого производился расчет статистических характеристик;
- верхнее значение ПКЭ (верхняя граница интервала значений ПКЭ, содержащего 95 % результатов измерений, полученных за интервал времени, в течение которого производился расчет статистических характеристик);
- нижнее значение ПКЭ (нижняя граница интервала значений ПКЭ, содержащего 95 % результатов измерений, полученных за интервал времени, в течение которого производился расчет статистических характеристик);
- относительное время превышения допускаемых значений ПКЭ, установленных для 95 % результатов измерений T1;
- относительное время превышения допускаемых значений ПКЭ, установленных для 100 % результатов измерений T2.

Примечание – Для ПКЭ, характеризующих несинусоидальность, несимметрию напряжений и колебания напряжений, как правило, не определяются статистические характеристики, оценивающие нижнюю границу диапазона результатов измерений (наименьшее и нижнее значения).

Для ПКЭ, характеризующих случайные процессы, должны использоваться следующие статистические характеристики, полученные за интервал времени 1 год:

- общее количество случайных событий каждого вида (провалы напряжения, перенапряжения, прерывания напряжения);
- общая продолжительность случайных событий каждого вида;
- количество случайных событий с определенными диапазонами значений параметров, характеризующих среднеквадратическое значение напряжения во время случайного события и его длительность.

Предложения по дополнению раздела:

1. ОАО «КЭРЦ»

Надо включить все имеющиеся в данном НИР показатели качества т.к. при осуществлении купли/продажи э/э на рынке по МГЛЭП осуществляется на договорных основах, в случаях необходимости одной из сторон акцентировать на каких либо из параметров качества

электроэнергии, то возникает вопрос определения понятия качества и соответствующих требований, а данный документ позволяет единого подхода определения качества электроэнергии.

Также необходимо акцентировать на осуществлении приема/передачи и корректности сбора данных от ПУ и приема-передающих устройств их нормирование и других составляющих.

2. Департамента ТРиА

РАССМОТРЕТЬ СООТВЕТСТВУЮЩИЕ ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО ПЕРЕЧНЮ ПАРАМЕТРОВ КАЧЕСТВА, ИЗЛОЖЕННЫЕ В п. 7.3 ИКЭС-РД-043-2014 - требует обсуждения сторонами целесообразность включения раздела и его содержание.

Справочно

7.3 Перечень измеряемых ПКЭ и других параметров электроэнергетических величин

7.3.1 Перечень измеряемых параметров электроэнергетических величин должен включать все или некоторые из перечисленных ниже параметров:

- параметры напряжения, являющиеся ПКЭ;
- дополнительные параметры напряжения;
- параметры силы тока;
- параметры углов фазовых сдвигов;
- параметры электрической мощности;
- количество электрической энергии.

7.3.2 Показатели качества электрической энергии

7.3.2.1 ПКЭ, характеризующие продолжительные изменения характеристик напряжения:

- положительное отклонение напряжения;
- отрицательное отклонение напряжения;
- установившееся отклонение напряжения;
- отклонение частоты;
- коэффициент несимметрии напряжений по обратной последовательности;
- коэффициент несимметрии напряжений по нулевой последовательности (только для трехфазной четырехпроводной схемы подключений);
- коэффициент искажения синусоидальности напряжения;
- коэффициент n-ой гармонической составляющей напряжения (n изменяется от 2 до 50);
- коэффициент h-ой интергармонической составляющей напряжения (h изменяется от 1 до 49);
- напряжение информационных сигналов в электрической сети.

7.3.2.2 ПКЭ, характеризующие случайные события:

- длительность провала напряжения;
- длительность прерывания напряжения;
- длительность временного перенапряжения;
- глубина провала напряжения;
- коэффициент временного перенапряжения;
- длительность импульса напряжения;
- амплитуда импульса напряжения.

7.3.2.3 ПКЭ можно распределить на группы в зависимости от степени важности и приоритетов их использования при поэтапном создании и развитии системы контроля качества электрической энергии:

- основные ПКЭ, используемые в настоящее время для установления обязательных требований к электрической энергии (установившееся отклонение напряжения, положительное и отрицательное отклонения напряжения, а также отклонение частоты);
- ПКЭ, на которые в настоящее время установлены требования в национальных и международных стандартах (коэффициенты несимметрии напряжений по нулевой и обратной последовательностям, коэффициент искажения синусоидальности напряжения, коэффициент n -ой гармонической составляющей напряжения при n от 2 до 40);
- ПКЭ, на которые в настоящее время не установлены требования в национальных и международных стандартах (коэффициент h -ой интергармонической составляющей напряжения, коэффициент n -ой гармонической составляющей напряжения при n от 41 до 50);
- ПКЭ, на которые требования могут быть установлены в договорных отношениях (параметры провалов напряжения, временных перенапряжений и прерываний напряжения).

7.3.3 Дополнительные параметры напряжения:

- среднеквадратическое значение напряжения основной частоты;
- среднеквадратическое значение напряжения (включает гармоники, интергармоники, информационные сигналы в электрических сетях);
- среднеквадратическое значение напряжения прямой, обратной и нулевой последовательностей;
- частота.

7.3.4 Параметры силы тока:

- среднеквадратическое значение тока (включает гармоники, интергармоники, информационные сигналы в электрических сетях);
- среднеквадратическое значение тока основной частоты;
- среднеквадратическое значение тока прямой, обратной и нулевой последовательностей;

- коэффициент искажения синусоидальности тока;
- коэффициент n-ой гармонической составляющей тока (n от 2 до 50);
- коэффициент h-ой интергармонической составляющей тока (h от 1 до 49);
- коэффициент несимметрии тока по обратной последовательности;
- коэффициент несимметрии тока по нулевой последовательности.

7.3.5 Параметры углов фазовых сдвигов:

- угол фазового сдвига между напряжениями основной частоты;
- угол фазового сдвига между токами основной частоты;
- угол фазового сдвига между напряжением и током основной частоты;
- углы фазового сдвига между симметричными составляющими напряжений и токов прямой, обратной и нулевой последовательностей;
- углы фазового сдвига между гармоническими составляющими напряжений и токов.

7. Рекомендации по использованию средств и методов метрологического обеспечения в рамках национальных систем обеспечения единства измерений и стандартизации государств-членов Союза

7.1 Требования к средствам измерений количества и показателей качества электрической энергии, в том числе информационным измерительным системам

Применяемые средства измерений количества и показателей качества электрической энергии, в том числе информационные измерительные системы, должны быть внесены в Реестр средств измерений государств-членов Союза, пройти поверку и быть допущены к применению в сфере законодательной метрологии в соответствии с национальным законодательством государств-членов Союза.

Исключить «в том числе информационные измерительные системы,» - в редакции, предложенной ПАО «Россети», АО «АТС», РФ, (предложено поддержать Департаментом ТРиА) - к обсуждению сторонами.

7.1.1 Требования к средствам измерений количества электрической энергии, в том числе информационным измерительным системам

В качестве документов, устанавливающих требования к средствам

измерений, используемых для измерения количества электрической энергии, а так же их точности, на территории государств-членов ЕАЭС следует применять:

ГОСТ 31818.11-2012 «Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Общие требования. Испытания и условия испытаний. Часть 11. Счетчики электрической энергии»;

ГОСТ 31819.22-2012 «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 «Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Статические счетчики реактивной энергии»;

ГОСТ 7746-2015 «Трансформаторы тока. Общие технические условия»;

ГОСТ 1983-2015 «Трансформаторы напряжения. Общие технические условия».

Рекомендуется применение многофункциональных статических счетчиков электрической энергии с протоколом обмена данными по цифровым интерфейсам, соответствующим требованиям международных и/или межгосударственных стандартов.

Счетчики электрической энергии должны обеспечивать хранение первичных данных.

Счетчиками электрической энергии должны обеспечивать измерения:

- получасовые (в перспективе 15-минутные) значения активной и реактивной электрической мощности обоих направлений;
- суммарные, за сутки, за месяц значения активной и реактивной электрической энергии обоих направлений по тарифным зонам.

7.1.2 Требования к средствам измерений показателей качества электрической энергии, в том числе информационным измерительным системам

В качестве документов, устанавливающих требования к средствам

измерений, используемых для измерения качества электрической энергии, а также их точности, на территории государств-членов ЕАЭС следует применять:

ГОСТ 30804.4.30-2013 «Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Методы измерений показателей качества электрической энергии».

ГОСТ 30804.4.7-2013 «Совместимость технических средств электромагнитная. Общее руководство по средствам измерений и измерениям гармоник и интергармоник для систем электроснабжения и подключаемых к ним технических средств».

ГОСТ IEC 61000-4-15-2014 «Совместимость технических средств электромагнитная. Часть 4. Методики испытаний и измерений. Раздел 15. Фликерметр. Функциональные и конструктивные требования».

Дополнительные условия учета электрической энергии и мощности, технологических потерь электрической энергии и мощности, особенности учета перетоков электрической энергии и мощности по МГЛЭП в части технических требований, а также другие вопросы, могут оговариваться договорными отношениями между субъектами ОЭР Союза.

7.1.3 Требования к информационным измерительным системам

Измерения количества и качества электрической энергии применительно к МГЛЭП в рамках ОЭР Союза обоснованно проводить с применением автоматизированной информационно – измерительной системы (далее – АИИС) – системы измерения количества и параметров качества электрической энергии. При этом АИИС, предназначенная для измерения качества электрической энергии, может быть интегрирована в систему измерения количества электрической энергии или быть отдельной самостоятельной частью.

АИИС должна основываться на рекомендациях и требованиях, предусмотренных национальным законодательством государств-членов Союз, а так же нормативными правовыми актами в рамках ОЭР Союза, документами, разработанными (принятыми) в рамках существующих интеграционных

объединений на территории СНГ.

АИИС должна создаваться с учетом имеющихся организационно-технических решений в области учета количества и контроля качества электрической энергии на объектах электроэнергетики государств - членов Союза, субъектов ОЭР Союза, обеспечивающих трансграничную передачу электрической энергии по МГЛЭП.

Система должна обеспечивать выполнение следующих функций:

- управление конфигурацией системы и задание параметров работы компонентов системы;
- непрерывные измерения количества и параметров качества электрической энергии и других величин;;
- обработка результатов измерений, в том числе расчет статистических характеристик;
- хранение результатов измерений и их обработки;
- формирование отчетов;
- визуализация текущей (оперативной) и архивной измерительной информации;
- обеспечение информационного обмена с другими системами по стандартным или взаимосогласованным протоколам;
- синхронизация всех элементов системы от единого источника точного времени;
- непрерывный автоматический контроль и диагностика работоспособности системы и ее компонентов;
- управление доступом к измерительной информации и параметрам работы системы.

При организации АИИС, предназначенной для измерения качества электрической энергии, используются следующие положения:

- 1) система должна являться важнейшей составной частью системы управления качеством электрической энергии;

2) система должна основываться на принципах, предусмотренных стандартами и иными нормативными правовыми актами, нормах качества электрической энергии, а также методах и алгоритмах измерений параметров напряжения, которые используются в качестве ПКЭ;

3) при контроле качества электрической энергии наряду с параметрами напряжений должны измеряться параметры других электроэнергетических величин, позволяющих осуществлять анализ качества электрической энергии (параметров силы тока, углов фазовых сдвигов между напряжениями и токами, мощности) с целью определения причин ухудшения качества электроэнергии и источника (стороны) искажения ПКЭ;

4) основным видом контроля качества электрической энергии в системе должен быть непрерывный контроль (мониторинг), который позволяет получить достоверную и наиболее полную информацию о качестве электрической энергии;

5) периодический контроль и анализ качества электрической энергии должен применяться в качестве дополнительного вида испытаний электрической энергии для решения научно-технических задач, возникающих при осуществлении транспорта электрической энергии;

6) система должна создаваться с учетом имеющихся организационно-технических решений в области контроля качества электрической энергии на объектах электроэнергетики;

7) система должна предусматривать возможность расширения как по количеству контролируемых ПКЭ, так и по количеству точек контроля;

8) создание и развитие системы должно носить последовательный (от контроля качества электрической энергии на соответствие обязательным требованиям, до измерения всех параметров электрических величин, необходимых для эффективного управления качеством электрической энергии) и постепенный (от опытных проектов, доглобальной сети измерительных систем, установленных на всех электрических подстанциях, связанных с

7.2 Требования к методикам (методам) измерений

Целесообразно использовать счетчики электрической энергии с одинаковыми методиками (методами) измерений (алгоритмами расчета полной, активной и реактивной мощности (энергии)), предпочтительно одной модели или с аналогичными метрологическими характеристиками в одной точке или группе точек поставки.

Подтверждение соответствия методик (методов) измерений количества и показателей качества электрической энергии обязательным метрологическим требованиям к измерениям осуществляется в процессе утверждения типов средств измерений количества и показателей качества электрической энергии, в том числе информационных измерительных систем, в соответствии с национальным законодательством об обеспечении единства измерений государств-членов Союза. В остальных случаях подтверждение соответствия методик (методов) измерений обязательным метрологическим требованиям к измерениям осуществляется путем аттестации методик (методов) измерений в соответствии с национальным законодательством об обеспечении единства измерений государств-членов Союза.

Для выполнения измерений качества электрической энергии с требуемой точностью должна быть разработана методика (метод) измерений качества электрической энергии. Данная методика(метод) измерений должна предусматривать проведение следующих видов измерений качества электрической энергии:

- непрерывные (технологические) измерения качества электрической энергии (мониторинг);
- периодические измерения качества электрической энергии (периодический контроль);
- внеочередные измерения качества электрической энергии при

рассмотрении претензий к качеству электрической энергии (внеочередной контроль).

Основные положения по организации и проведению измерений качества электрической энергии, изложенные в методике (методе) измерений, должны соответствовать требованиям ГОСТ 33073-2014.

Интервалы времени измерений ПКЭ:

Основной интервал времени измерений ПКЭ

Длительность основного интервала времени измерений ПКЭ должна быть равна длительности 10 периодов сигналов основной частоты (0,2 с при частоте 50 Гц). Начало данного интервала должно синхронизироваться с началом 1-минутного или 10-минутного календарного интервала времени.

Измерения на основных интервалах времени измерений ПКЭ 10 периодов должны синхронизироваться с текущим временем при каждой 10-минутной отметке текущего времени внутренних часов СИ ПКЭ.

На основном интервале времени измерений ПКЭ определяются следующие ПКЭ:

- коэффициент несимметрии напряжений по обратной последовательности;
- коэффициент несимметрии напряжений по нулевой последовательности;
- коэффициент искажения синусоидальности напряжения (суммарный коэффициент гармонических составляющих);
- коэффициент n-ой гармонической составляющей напряжения.

На основном интервале времени измерений ПКЭ определяются повышенные и пониженные напряжения, используемые для расчета положительного и отрицательного отклонения напряжения соответственно. Также могут измеряться дополнительные параметры напряжения, параметры тока, параметры углов фазовых сдвигов и параметры мощности.

Не допускаются перекрытия между основными интервалами времени измерений ПКЭ, кроме случаев, возникающих при синхронизации основного

интервала времени СИ ПКЭ с началом 1- или 10-минутного календарного интервала времени. В этом случае начало основного перекрывающего интервала времени измерений ПКЭ определяется в соответствии с ГОСТ 30804.4.30-2013.

Пропуски между основными интервалами времени измерений ПКЭ для СИ ПКЭ класса «А» не допускаются.

Основной интервал времени измерений ПКЭ используется для получения объединенных (усредненных) результатов измерений за интервалы времени измерений ПКЭ.

Для измерений частоты (отклонений частоты) должен быть использован специальный интервал времени, равный 10 с. Данный интервал времени должен начинаться при значении секунд, кратных 10 (00; 10; 20; 30; 40; 50). Результаты измерений, полученные на этих интервалах времени, должны использоваться для архивирования и статистической обработки результатов измерений.

Интервалы времени, используемые для получения объединенных результатов измерений.

Для получения объединенных результатов измерений должны использоваться следующие интервалы времени:

- 150 периодов ($150T$) сигналов основной частоты (3 с при частоте 50 Гц);
- 60 с;
- 10 минут;
- 2 часа.

При получении объединенных результатов измерений не допускается перекрытий и разрывов между основными интервалами времени измерений, кроме случаев, возникающих при синхронизации основных интервалов времени СИ ПКЭ с началом 1- или 10 - минутного календарного интервала времени. В этих случаях начало основного перекрывающего интервала времени измерений определяется в соответствии с ГОСТ 30804.4.30-2013.

В СИ ПКЭ должны использоваться один или несколько указанных

интервалов времени.

Интервалы времени 30 и 60 минут, широко используемые в коммерческом учете, могут быть установлены как дополнительные интервалы обработки измерительной информации.

Интервал объединения 150T

Начало данного интервала должно синхронизироваться с началом 1- или 10 - минутного календарного интервала времени в соответствии с алгоритмом, описанным в ГОСТ 30804.4.30-2013. За значение ПКЭ на данном интервале времени измерений должно приниматься значение, равное квадратному корню из среднеарифметического значения квадратов результатов измерений, полученных на основных интервалах времени измерений ПКЭ (10T).

Результаты измерений, объединенные на этих интервалах времени, могут использоваться для архивирования, статистической обработки результатов измерений и отображения на табло прибора.

Интервал объединения 1 минута

Данный интервал времени должен начинаться в момент равенства нулю секунд таймера прибора. За значение ПКЭ на данном интервале времени измерений ПКЭ должно приниматься значение, равное квадратному корню из средне - арифметического значения квадратов результатов измерений, полученных на основных интервалах времени измерений ПКЭ (10T).

Если для синхронизации начала основного интервала времени измерения используется интервал 10 минут, то за объединенное на интервале 1 минута значение ПКЭ должно приниматься значение, равное квадратному корню из среднего арифметического значения квадратов результатов измерений, полученных за основные интервалы времени (10T), которые завершились в данную минуту.

Результаты измерений, объединенные на этих интервалах времени, могут использоваться для архивирования и статистической обработки результатов измерений.

Интервал объединения 10 минут

Данный интервал времени должен начинаться при выполнении двух условий: значения секунд таймера прибора равны нулю, значения минут кратны 10 (00; 10; 20; 30; 40; 50). За значение ПКЭ на данном объединенном интервале времени должно приниматься значение, равное квадратному корню из среднего арифметического значения квадратов результатов измерений, полученных на основных интервалах времени измерений ПКЭ (10T).

Результаты измерений, объединенные на этих интервалах времени, могут использоваться для объединения результатов измерений (на интервале времени, равном 2 часам), архивирования и статистической обработки результатов измерений.

Интервал объединения 2 часа

Данный интервал времени должен начинаться при выполнении трех условий: значения секунд текущего времени таймера прибора равны нулю, значения минут равны нулю, значения часов кратны двум (0; 2; 4; 6; 8; 10; 12; 14; 16; 18; 20; 22). За значение ПКЭ на данном объединенном интервале времени должно приниматься значение, равное квадратному корню из среднего арифметического значения квадратов результатов измерений, полученных на 10 - минутных интервалах объединения.

Результаты измерений, объединенные на этих интервалах времени, могут использоваться для архивирования и статистической обработки результатов измерений.

Интервал времени измерения кратковременной дозы фликера должен быть равен 10 мин и начинаться при выполнении двух условий: значения секунд таймера прибора равны нулю, значения минут - кратны 10 (00; 10; 20; 30; 40; 50). Значение кратковременной дозы фликера определяется в соответствии с ГОСТ IEC 6100-4-15-2014.

Интервал измерения длительной дозы фликера должен быть равен 2 ч и начинаться при выполнении трех условий: значения секунд таймера прибора

равны нулю, значения минут – равны нулю, значения часов - кратны двум (0; 2; 4; 6; 8; 10; 12; 14; 16; 18; 20; 22). Результат измерения длительной дозы фликера является объединением результатов измерений значений кратковременных доз (P_{sti}) фликера в соответствии с формулой

$$P_{lt} = \sqrt[3]{\sum_{i=1}^{12} \frac{P_{sti}^3}{12}}. \quad (1)$$

Требования к измерению параметров, характеризующих продолжительные изменения характеристик напряжения (ПКЭ) и параметров тока

Описанные методы измерений относятся к определению значений параметров на основных интервалах времени измерений ПКЭ, если не указано иное.

Отклонение частоты

Значение частоты измеряется на каждом интервале времени 10 с. Интервалы времени измерений 10 с не должны перекрываться. Так как число периодов может быть не целым, отдельные периоды, которые перекрывают 10-ти секундный интервал, не учитывают. Каждый 10-ти секундный интервал должен начинаться на абсолютной 10-ти секундной отметке текущего времени.

Определить отклонение частоты Δf на интервале времени измерения по формуле

$$\Delta f = f - f_{ном} \quad (2)$$

где f – значение частоты, Гц

$f_{ном}$ – номинальное значение частоты, Гц.

Отрицательное и положительное отклонения напряжения

Для определения отрицательного и положительного отклонений напряжения на объединенном интервале необходимо выполнить следующие операции.

Измерить среднеквадратическое значение напряжения на каждом i -ом основном измерительном интервале времени ($10 \cdot T$), входящем в объединенный интервал времени $U_{10T,i}$.

Определить пониженное $U_{10T(-),i}$ и повышенное $U_{10T(+),i}$ значения напряжения на каждом i -ом основном измерительном интервале времени, входящем в объединенный интервал времени.

Определить пониженное и повышенное значения напряжения на объединенном интервале.

Пониженное значение напряжения на объединенном интервале $U_{m(-)}$ вычисляется по формуле

$$U_{m(-)} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^k U_{10T(-),i}^2}{k}}, \quad (3)$$

где k – количество основных измерительных интервалов времени в объединенном интервале.

Повышенное значение напряжения на объединенном интервале $U_{m(+)}$ вычисляется по формуле

$$U_{m(+)} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^k U_{10T(+),i}^2}{k}}, \quad (4)$$

Определить отрицательное отклонение напряжения $\delta U_{(-)}$, %, по формуле

$$\delta U_{(-)} = [(U_{ном} - U_{m(-)})/U_{ном}] \cdot 100. \quad (5)$$

Определить положительное отклонение напряжения $\delta_{(+)}$, %, по формуле

$$\delta U_{(+)} = [(U_{m(+)} - U_{ном})/U_{ном}] \cdot 100. \quad (6)$$

где $U_{ном}$ – номинальное значение напряжения, В.

Коэффициент несимметрии напряжений по обратной последовательности

Определить коэффициент несимметрии напряжений по обратной последовательности по формуле

$$K_{2U} = (U_{2(mф)}/U_{1(mф)}) \cdot 100, \quad (7)$$

где $U_{1(mф)}$ – среднеквадратическое значение междуфазных напряжений прямой последовательности, В;

$U_{2(mф)}$ – среднеквадратическое значение междуфазных напряжений обратной последовательности, В.

При расчете коэффициента несимметрии напряжений по обратной последовательности в четырехпроводных электрических сетях допускается использовать значения симметричных составляющих фазных напряжений $U_{1(\phi)}$ и $U_{2(\phi)}$. Значения симметричных составляющих междуфазных и фазных напряжений связаны следующими соотношениями

$$U_{1(m\phi)} = \sqrt{3} \cdot U_{1(\phi)}, \quad (8)$$

$$U_{2(m\phi)} = \sqrt{3} \cdot U_{2(\phi)}. \quad (9)$$

Определить коэффициент несимметрии напряжений по нулевой последовательности для четырехпроводных электрических сетей по формуле

$$K_{0U} = (U_{0(\phi)} / U_{1(\phi)}) \cdot 100, \quad (10)$$

где $U_{1(\phi)}$ – среднеквадратическое значение фазных напряжений прямой последовательности, В,

$U_{0(\phi)}$ – среднеквадратическое значение фазных напряжений нулевой последовательности, В.

Для расчета коэффициента несимметрии напряжений по нулевой последовательности можно использовать следующую эквивалентную формулу

$$K_{0U} = (U_{0(\phi)} \cdot \sqrt{3} / U_{1(m\phi)}) \cdot 100. \quad (11)$$

Определить коэффициент n -ой гармонической составляющей напряжения по формуле

$$K_{U(n)} = (U_{(n)} / U_{(1)}) \cdot 100, \quad (12)$$

где $U_{(n)}$ – среднеквадратическое значение напряжения n -ой гармонической подгруппы, В.

Суммарный коэффициент гармонических составляющих напряжения и коэффициенты n -ой гармонической составляющих напряжения (до 40-го порядка)

Определить суммарный коэффициент гармонических составляющих напряжения по формуле

$$K_U = \sqrt{\sum_{n=2}^{40} \left(\frac{U_{(n)}}{U_{(1)}} \right)^2}. \quad (13)$$

Определить коэффициент n -ой гармонической составляющей напряжения (n изменяется от 1 до 40) по формуле

$$K_{U(n)} = (U_{(n)}/U_{(1)}) \cdot 100. \quad (14)$$

Определение начала и окончания провалов напряжений, прерываний напряжений и временных перенапряжений

Провал напряжения

Началом провала фазного (междуфазного) напряжения должен считаться момент времени, когда среднеквадратическое значение напряжения $U_{rms(1/2)}$ ($U_{rms(1)}$) станет меньше порогового значения провала напряжения, а окончанием – момент времени, когда указанное среднеквадратическое значение напряжения превысит пороговое значение провала напряжения плюс 2 % от $U_{ном}$.

Началом провала трехфазной системы напряжений при трехфазной четырехпроводной схеме должен считаться момент времени, когда среднеквадратическое значение хотя бы одного фазного напряжения $U_{rms(1/2)}$ ($U_{rms(1)}$) станет меньше порогового значения провала напряжения, а окончанием – момент времени, когда указанные среднеквадратические значения всех фазных напряжений превысят пороговое значение провала напряжения плюс 2 % от $U_{ном}$.

Началом провала трехфазной системы напряжений при трехфазной трехпроводной схеме должен считаться момент времени, когда среднеквадратическое значение хотя бы одного междуфазного напряжения $U_{rms(1/2)}$ ($U_{rms(1)}$) станет меньше порогового значения провала напряжения, а окончанием – момент времени, когда указанные среднеквадратические значения всех междуфазных напряжений превысят пороговое значение провала напряжения плюс 2 % от $U_{ном}$.

Перенапряжение

Началом перенапряжения в одной фазе должен считаться момент времени, когда среднеквадратическое значение напряжения $U_{rms(1/2)}$ ($U_{rms(1)}$) станет больше порогового значения перенапряжения, а окончанием – момент

времени, когда указанное среднеквадратическое значение напряжения станет меньше порогового значения перенапряжения минус 2 % от $U_{ном}$.

Началом перенапряжения трехфазной системы напряжений при четырехпроводной схеме должен считаться момент, когда среднеквадратическое значение хотя бы одного фазного напряжения $U_{rms(1/2)}$ ($U_{rms(1)}$) станет больше порогового значения перенапряжения, а окончанием – момент времени, когда указанные среднеквадратические значения всех фазных напряжений станут меньше порогового значения перенапряжения минус 2 % от $U_{ном}$.

Началом перенапряжения трехфазной системы напряжений при трехпроводной схеме должен считаться момент времени, когда среднеквадратическое значение хотя бы одного междуфазного напряжения $U_{rms(1/2)}$ ($U_{rms(1)}$) становится меньше порогового значения перенапряжения, а окончанием – момент времени, когда указанные среднеквадратические значения всех междуфазных напряжений станут меньше порогового значения перенапряжения плюс 2 % от $U_{ном}$.

Прерывание напряжения

Началом прерывания фазного напряжения должен считаться момент времени, когда среднеквадратическое значение фазного напряжения $U_{rms(1/2)}$ ($U_{rms(1)}$) станет меньше порогового значения прерывания напряжения, а окончанием – момент времени, когда указанное среднеквадратическое значение напряжения превысит пороговое значение провала напряжения плюс 2 % от $U_{ном}$.

Началом прерывания трехфазной системы напряжений при четырехпроводной схеме должен считаться момент времени, когда среднеквадратическое значение хотя бы одного фазного напряжения $U_{rms(1/2)}$ ($U_{rms(1)}$) станет меньше порогового значения прерывания напряжения, а окончанием – момент времени, когда указанные среднеквадратические значения всех фазных напряжений превысят пороговое значение прерывания напряжения плюс 2 % от $U_{ном}$.

Началом прерывания трехфазной системы напряжений при трехпроводной схеме должен считаться момент, когда среднеквадратическое значение хотя бы одного междуфазного напряжения $U_{rms(1/2)}$ ($U_{rms(1)}$) станет меньше порогового значения прерывания напряжения, а окончанием – момент времени, когда указанные среднеквадратические значения всех междуфазных напряжений превысят пороговое значение прерывания напряжения плюс 2 % от $U_{ном}$.

Глубина провала напряжения рассчитывается по формуле

$$\delta U_{np} = ((U_{ном} - U_{np}) / U_{ном}) \cdot 100, \quad (15)$$

где U_{np} – остаточное напряжение провала, равное наименьшему среднеквадратическому значению напряжения, определяемому через каждую половину периода сигнала основной частоты по формуле

$$U_{np} = \min (U_{rms(1/2)}) \text{ или } U_{np} = \min (U_{rms(1)}). \quad (16)$$

Коэффициент временного перенапряжения рассчитывается по формуле

$$K_{перU} = U_{пер} / U_{ном}, \quad (17)$$

где $U_{пер}$ – максимальное значение напряжения при перенапряжении, равное наибольшему среднеквадратическому значению напряжения, определяемому через каждую половину периода сигнала основной частоты по формуле

$$U_{пер} = \max (U_{rms(1/2)}) \quad (18)$$

или

$$U_{пер} = \max (U_{rms(1)}). \quad (19)$$

Концепция маркирования результатов измерений

Если во время основного интервала измерения (10Т) были зафиксированы провалы напряжения, перенапряжения или прерывания напряжения, то результаты измерений ПКЭ, относящихся к частоте, значению напряжения, дозе фликера, несимметрии напряжений, гармоникам маркируются. Объединенный результат измерения, включающий маркированный результат измерения, также должен быть маркирован.

Маркированию подлежат результаты измерений следующих ПКЭ:

- положительное отклонение напряжения;
- отрицательное отклонение напряжения;
- отклонение частоты;
- коэффициент несимметрии напряжений по обратной последовательности;
- коэффициент несимметрии напряжений по нулевой последовательности;
- суммарный коэффициент гармонических составляющих (коэффициент искажения синусоидальности напряжения);
- коэффициент n-ой гармонической составляющей напряжения;
- кратковременная доза фликера;
- длительная доза фликера.

Маркированные результаты измерений могут использоваться или не использоваться при статистической обработке результатов измерений.

При проведении измерений (мониторинга) качества электрической энергии применяют измерительные трансформаторы напряжения. Метрологические характеристики измерительных трансформаторов напряжения должны соответствовать требованиям ГОСТ 1983-2015, класс точности 0.5. При этом мощность нагрузки вторичных цепей измерительных трансформаторов напряжения с учетом входных сопротивлений используемых средств измерения должна находиться согласно требований ГОСТ 1983-2015 в допускаемых пределах от 25 % до 100 % по отношению к номинальной мощности нагрузки, установленной для класса точности данного измерительного трансформатора напряжения при коэффициенте мощности активно-индуктивной нагрузки 0.8. Измерительный трансформатор напряжения должен иметь свидетельство/сертификат об утверждении типа и свидетельство/сертификат о поверке.

Определение точек измерения (мониторинга) качества электрической энергии

Точки измерения (мониторинга) могут определяться при необходимости в каждой точке или группе точек поставки на любом конце МГЛЭП или на обоих, если соответствующие точки или группа точек поставки обладают необходимыми измерительными трансформаторами напряжения и/или измерительными трансформаторами тока. Так же точки измерения (мониторинга) могут определяться договорными отношениями между субъектами ОЭР Союза.

Продолжительность и периодичность измерения (мониторинга) качества электрической энергии

На всех МГЛЭП должны выполняться постоянные или периодические измерения (мониторинг) качества электрической энергии по согласованию сторон.

При наличии разногласий сторон по оценке качества электрической энергии или подозрений на неудовлетворительное качество электрической энергии по согласованию сторон выполняются внеочередные измерения (мониторинг) показателей качества электрической энергии.

Предпочтительна организация постоянного непрерывного контроля качества электрической энергии с установкой стационарных приборов измерения параметров качества электрической энергии, определяемых договорными отношениями между субъектами ОЭР Союза.

При проведении периодического измерения (мониторинга) качества электрической энергии общая продолжительность непрерывных измерений показателей качества электрической энергии (за исключением провалов напряжения, прерывания напряжения и перенапряжений) должна быть не менее 7 суток.

Допускается уменьшение общей продолжительности измерения (мониторинга) качества электрической энергии, но длительность измерения

(мониторинга) не должна быть менее 2 суток. При этом продолжительность непрерывных измерений каждого показателя качества электрической энергии, определяемых договорными отношениями между субъектами ОЭР Союза, (за исключением длительности провала $\Delta t_{\text{п}}$) должна быть не менее 24 ч.

Интервал между периодическими измерениями (мониторингом) значений показателей качества электрической энергии не должен составлять более одного года.

В целях унификации измерения (мониторинга) предлагается использовать следующие интервалы усреднения (объединения) результатов измерения:

- а) для положительного/отрицательного отклонения напряжения равные 1 мин;
- б) для длительной дозы фликера - 2 часа;
- в) для отклонений частоты - объединение результатов измерений не применяют;
- г) для остальных ПКЭ – 10 минут.

Кроме того, рекомендуется обеспечить интервал усреднения результатов измерения параметров качества электрической энергии, совпадающий с интервалом измерения (учета) электрической энергии.

7.3 Требования к методам испытаний средств измерений количества и качества электрической энергии в том числе информационных измерительных систем, и испытательным лабораториям

Испытания с целью утверждения типа средств измерений количества и качества электрической энергии, в том числе информационных измерительных систем, осуществляют юридические лица, уполномоченные в соответствии с национальным законодательством государств-членов Союза.

Испытания могут осуществляться, в том числе с использованием передвижных лабораторий.

В редакции ВНИИМС, РФ, (предложено поддержать Департаментом ТРиА) – к обсуждению сторонами целесообразности включения требований к передвижным лабораториям.

При осуществлении испытаний с целью утверждения типа средств измерений количества и качества электрической энергии, в том числе информационных измерительных систем, должны применяться гармонизированные межгосударственные стандарты:

- для счетчиков электрической энергии ГОСТ 31818.11-2012, ГОСТ 31819.22-2012, ГОСТ 31819.23-2012;
- для ТН ГОСТ 7746-2015;
- для ТТ ГОСТ 1983-2015;
- для СИ ПКЭ ГОСТ 30804.4.30 -2013, ГОСТ 30804.4.7-2013, ГОСТ IEC 61000-4-15-2014.

7.4 Структурирование системы измерения количества и показателей качества электрической энергии применительно к МГЛЭП в рамках ОЭР Союза

Разрабатываемая система измерения количества и показателей качества электрической энергии (далее – система) предназначена для:

- непрерывного автоматизированного измерения (учета) количества и контроля (мониторинга) показателей качества электрической энергии применительно к МГЛЭП на соответствие требованиям и рекомендациям национальных нормативных документов и документов, утвержденных в рамках Союза;
- получения измерительной информации, необходимой для учета количества и контроля (мониторинга) качества электрической энергии, передаваемой по МГЛЭП и разработки (при необходимости) организационно-технических мероприятий, направленных на обеспечение необходимого объема и качества передаваемой по МГЛЭП электрической энергии;

– получения измерительной информации, необходимой для взаимодействия между субъектами ОЭР Союза при урегулировании вопросов передаваемого по МГЛЭП объема и качества электрической энергии.

Цели создания системы:

- создание базы данных по учету количества и контролю показателей качества электрической энергии при осуществлении торговли электрической энергией на ОЭР Союза (осуществление коммерческих расчетов за электрическую энергию);
- оперативное определение баланса электрической энергии по каждому субъекту ОЭР Союза и его структурам с контролем достоверности данных учета;
- оперативное определение потерь при учете электрической энергии и контроль показателей качества электрической энергии;
- контроль технического состояния и соответствие требованиям нормативно – технических документов всех средств учета электрической энергии и СИ ПКЭ.

Задачи системы:

- измерение, сбор, обработка, накопление, отображение, документирование и распределение достоверной, защищенной и узаконенной информации о произведенной, переданной, распределенной и отпущенной электрической энергии;
- контроль показателей качества электрической энергии;
- ведение архивов измеренных значений объема произведенной, переданной, распределенной и отпущенной электрической энергии и показателей качества электрической энергии (с заданной дискретности);
- обработка данных и формирование отчетов;
- решение комплекса задач, связанных с оперативным управлением режимным взаимодействием, текущим и среднесрочным прогнозом нагрузок;

- предоставление информации по учету количества и контролю показателей качества электрической энергии уполномоченным органам и ключевым субъектам ОЭР Союза (заинтересованным пользователям);

- контроль и диагностика технического состояния подсистем учета количества и контроля показателей качества электрической энергии.

- непрерывного автоматизированного измерения количества и показателей качества электрической энергии, а так же контроля параметров качества электрической энергии на соответствие нормам качества электрической энергии, установленных в

Система представляет собой АИИС с централизованным управлением и распределенной функцией измерения, состоящую из следующих уровней:

- на первом уровне - средства измерений количества электроэнергии (измерительные трансформаторы тока и напряжения – ТТ и ТН, счетчики электрической энергии с цифровыми интерфейсами) и средства измерений показателей качества электроэнергии (далее – СИ ПКЭ). На данном уровне автоматически осуществляется измерение (учет) электрической энергии (мощности) в контролируемых присоединениях, измерение (контроль) качества электрической энергии и гарантированное хранение этой информации в элементах уровня;

- на втором уровне - устройства сбора и передачи данных (далее - УСПД). На данном уровне осуществляется сбор, группирование и гарантированное хранение собираемых данных, а также формирование учетной информации для передачи на вышестоящие уровни;

- на третьем уровне - сервера сбора, обработки, хранения и предоставления всех видов учетной информации, автоматизированными рабочими местами пользователей - АРМами.

Все уровни связаны между собой линиями связи: средствами телекоммуникации между объектами системы и центрами сбора и обработки информации системы. Верхние уровни системы по запросу с соответствующим

правом доступа к базе данных осуществляют получение информации к результатам измерения количества и показателей качества электрической энергии в конкретной точке или группе точек поставки.

Для синхронизации компонентов системы со шкалой времени (с использованием соответствующих эталонов единиц величин) должна использоваться система обеспечения единого времени, формируемая на всех уровнях системы. Единое время должно обеспечиваться от глобальных навигационных спутниковых систем GPS, ГЛОНАСС. Пределы допускаемого отклонения времени на всех уровнях системы не более ± 5 с в сутки. При этом в журнале событий должно быть зафиксировано время корректировки на каждом из уровней системы и величины, на которую выполнена указанная корректировка.

Электропитание оборудования, входящего в систему, должно осуществляться от источников бесперебойного питания. Для автоматического переключения питающего напряжения на резервный ввод должны применяться устройства автоматического ввода резерва.

Основное оборудование системы должно монтироваться в электротехнических шкафах с системой климатизации, включающей в себя средства охлаждения шкафов (вентиляторы) с системой терморегулирования.

Для оповещения персонала в случае возникновения нештатных ситуаций должна использоваться звуковая и световая сигнализация.

При создании системы устанавливаются следующие рекомендации:

- использование серийно выпускаемых отечественных и зарубежных технических и программных средств;
- в отношении средств измерений количества электрической энергии и СИ ПКЭ, в отношении которых осуществлено утверждение типа средств измерений, прошли соответствующую поверку;
- унификация аппаратных и программных средств;
- использование серийных интерфейсов и открытых протоколов;

- использование цифровых методов обработки;
- возможность наращивания системы по количеству точек и объектов учета и по функциям, возможность развития и совершенствования системы в процессе ее жизненного цикла.

Требования к метрологическому обеспечению

Метрологическое обеспечение системы должно осуществляться в соответствии с национальным законодательством, а также нормативными, техническими и методическими документами в области обеспечения единства измерений государств-членов Союза.

Метрологическое обеспечение системы должно осуществляться на всех этапах жизненного цикла и включать в себя:

а) на этапе проектирования:

- 1) нормирование, расчет (определение) основных метрологических характеристик системы;
- 2) разработка проекта методики измерений количества и качества электрической энергии;
- 3) разработка проектов документов, устанавливающих методы и порядок проведения испытаний с целью утверждения типа и поверки.

б) на этапе ввода в эксплуатацию:

- 1) согласование и утверждение документов, устанавливающих методы и порядок проведения испытаний с целью утверждения типа и поверки системы;
- 2) проведение испытаний с целью утверждения типа и поверки системы и (или) ее компонентов в соответствии с законодательством об обеспечении единства измерений государств-членов Союза;
- 3) аттестация методики (методов) измерений количества и качества электрической энергии;

в) на этапе эксплуатации:

1) проведение испытаний с целью утверждения типа и поверки системы и (или) ее компонентов в соответствии с законодательством об обеспечении единства измерений государств-членов Союза;

2) метрологический надзор/контроль за состоянием и применением системы и (или) ее компонентов, применением методик измерений количества и качества электрической энергии.

Методики испытаний с целью утверждения типа и поверки, методики (методы) измерений должны быть общими для субъектов ОЭР Союза.

Метрологическое обеспечение на этапе проектирования

а) нормирование, расчет (определение) метрологических характеристик системы:

1) метрологические характеристики системы должны устанавливаться для каждого измеряемого параметра;

2) в техническом задании на разработку (проектирование) системы должны быть установлены метрологические характеристики системы;

3) установленные значения показателей точности системы должны соответствовать требованиям к точности измерений количества и качества электрической энергии на МГЛЭП, установленным в соответствующих нормативно-технических документах государств-членов Союза;

4) метрологические характеристики, нормированные изготовителем системы, должны обеспечивать:

– расчет характеристик точности измерений в рабочих условиях применения;

– контроль при испытаниях с целью утверждения типа системы на соответствие нормированным метрологическим характеристикам;

5) метрологические характеристики каждого канала системы могут быть нормированы в нормальных условиях применения и в рабочих условиях применения при таких значениях влияющих величин, когда метрологические характеристики измерительного канала принимают по модулю наибольшее

значение. Рекомендуется также нормировать метрологические характеристики измерительного канала для сочетаний влияющих величин;

б) установленные значения метрологических характеристик для каждого измерительного канала системы должны быть подтверждены расчетом на основе метрологических характеристик всех входящих в измерительный канал компонентов, с учетом влияния программного обеспечения;

7) методика расчета с примером расчета метрологических характеристик измерительных каналов системы должна быть приведена в эксплуатационной документации на систему.

б) метрологическая экспертиза технической документации: Метрологическую экспертизу технической документации на систему, проводят в соответствии с национальным законодательством, а также нормативными, техническими и методическими документами государств-членов Союза.

в) разработка проекта методики (метода) измерений количества и качества электрической энергии:

1) измерения количества и качества электрической энергии с помощью системы должны выполняться с применением методики (метода) измерений.

Разработку методики измерений необходимо осуществлять в соответствии с национальным законодательством, а также нормативными, техническими и методическими документами государств-членов Союза.

2) в документе на методику (метод) измерений количества и качества электрической энергии должна содержаться следующая информация:

- вид измерений качества электрической энергии;
- перечень точек измерений количества и качества электрической энергии с указанием мест установки и характеристик измерительных компонентов;
- перечень измеряемых параметров электроэнергетических величин и перечень ПКЭ в соответствие с утвержденными документами;

- требования к измерениям;
- требования к показателям точности измерений;
- методика математической обработки результатов измерений;
- формы представления результатов измерений качества электрической энергии;
- продолжительность измерений ПКЭ.

Метрологическое обеспечение на этапе ввода в эксплуатацию:

1) системы подлежат испытаниям с целью утверждения типа и поверке в соответствии с национальным законодательством об обеспечении единства измерений, а также нормативными, техническими и методическими документами в области обеспечения единства измерений государств-членов Союза.

В составе измерительных каналов системы должны применяться средства измерений утвержденных типов.

2) методики измерений количества и качества 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-членов Союза;

3) для измерительных каналов системы должны быть проведены следующие виды работ:

- определение мощности нагрузки трансформаторов напряжения, фактическое значение которого должно соответствовать требованиям ГОСТ 1983-2015;
- определение вторичной нагрузки трансформаторов тока, фактическое значение которого должно соответствовать требованиям ГОСТ 7746-2015;

– определение потери напряжения на линиях связи между трансформаторами напряжения и СИ ПКЭ, фактическое значение которого должно быть не более 0,25 % номинального вторичного напряжения.

Измерения при проведении указанных выше работ должны выполняться по аттестованным методикам (методам) измерений.

Метрологическое обеспечение на этапе эксплуатации:

Организация, применяющая систему, обязана своевременно представлять компоненты системы на периодическую (последующую) поверку через определенные интервалы времени, установленные при утверждении типа СИ.

Организации, осуществляющие поверку компонентов системы, определяются в соответствии с национальным законодательством об обеспечении единства измерений государств-членов Союза.

Порядок представления компонентов системы на поверку и порядок ее проведения должны соответствовать порядку, установленному в соответствии с национальным законодательством об обеспечении единства измерений государств-членов Союза.

Поверка компонентов системы должна проводиться в соответствии с документом (методикой поверки), утвержденным по результатам испытаний в целях утверждения типа СИ и указанным в свидетельстве/сертификате утверждения типа.

7.5 Меры и методы контроля за результатами измерений в точке или группе точек поставки на МГЛЭП

Организация, порядок проведения и содержание работ, проводимых при контроле за результатами измерений количества и качества электрической энергии, осуществляемом метрологической службой организации, применяющей систему, и уполномоченными субъектами государств-членов Союза, должны определяться в соответствии с национальным законодательством об обеспечении единства измерений, а также нормативно-

методическими документами в области обеспечения единства измерений государств-членов Союза.

7.6 Процедуры и правила обеспечения метрологической прослеживаемости

Процедуры и правила обеспечения метрологической прослеживаемости определяются в соответствии с национальным законодательством об обеспечении единства измерений, а также нормативно-методическими документами в области обеспечения единства измерений государств-членов Союза.

Метрологическая прослеживаемость результатов измерений количества и качества электрической энергии до единиц величин Международной системы единиц (СИ), в первую очередь, воспроизводимых национальными эталонами единицы величины или эталонами единицы величины третьих государств, может быть обеспечена путем передачи в процессе поверки и (или) калибровки размера единицы величины от национального эталона единицы величины или эталона единицы величины третьих государств средству измерений количества и качества электрической энергии согласно соответствующей схеме передачи размера единицы величины (поверочной схеме, при ее наличии), установленной законодательством в области обеспечения единства измерений государств-членов Союза.

Подтверждение метрологической прослеживаемости результатов измерений количества и качества электрической энергии до единиц величин Международной системы единиц (СИ) может осуществляться:

- указанием в свидетельствах/сертификатах о поверке информации о реализованной метрологической прослеживаемости;
- иными способами, принимаемыми в рамках деятельности международных и региональных организаций по метрологии, в которых участвуют государства-члены Союза.

7.7 Меры по контролю за обеспечением метрологической прослеживаемости

Организация, порядок проведения и содержание работ, проводимых при контроле за обеспечением метрологической прослеживаемости, осуществляемом метрологической службой организации, применяющей средства измерений количества и качества электрической энергии в том числе информационные измерительные системы, и уполномоченными субъектами государств-членов Союза, должны определяться в соответствии с национальным законодательством об обеспечении единства измерений, а также нормативно-методическими документами в области обеспечения единства измерений государств-членов Союза.

7.8 Требования к организации и обеспечению информационного обмена

Порядок организации обмена данными межгосударственных перетоков между хозяйствующими субъектами государств-членов Союза установлен разделом 7 приложения N 21 к Договору о Евразийском экономическом союзе (Протоколом об общем электроэнергетическом рынке Евразийского экономического союза).

Обмен данными осуществляется с использованием следующих технических средств:

- а) электронной почты (корпоративным сетям Intranet и сетям Internet общего пользования);
- б) выделенных и коммутируемых каналов передачи данных тональной частоты;
- в) цифровых высокоскоростных каналов передачи данных, включая волоконно-оптические и радиорелейные каналы связи;
- г) каналов передачи информации операторов мобильной связи (GSM, CDMA и т.п.);

- д) сети передачи данных, построенные по технологиям Frame Relay и MPLS (Multi-Protocol Label Switching);
- е) телефонной связи;
- ж) факсимильной связи.

Выбор каналов связи, протоколов и регламента обмена данными определяется возможностями АИИС и указывается в двухсторонних Соглашениях об обмене данными (далее – Соглашение) по определенной точке или группе точек поставки межгосударственной линии государств-членов Союза.

Для обеспечения обмена данными в Соглашении указывают:

- номенклатуру и форматы передаваемых данных;
- порядок, регламент и протокол обмена данными;
- информационную сеть (типы, технические характеристики каналов связи и др.) для обмена данными.

Согласование рекомендуется выполнять на стадии проектирования АИИС.

Обмен данными рекомендуется выполнять с использованием протоколов, соответствующих международным стандартам.

В Соглашении указываются все необходимые технические и организационные требования, необходимые для организации обмена данными, в том числе:

- а) каналы связи, применяемые для обмена данными;
- б) определяются уровни АИИС, с которыми будет выполняться обмен данными;
- в) протокол или протоколы, применяемые для обмена данными;
- г) перечень данных АИИС, которые подлежат обмену, их кодировка, размерность, интеграционный период и другие характеристики;
- д) указывается нормативно-справочная информация, необходимая для обмена данными между АИИС;

- е) временные периоды обмена данными;
- ж) время начала и конца процедуры обмена данными;
- з) необходимость выполнения шифрования данных и алгоритм их шифрования, а также порядок обмена ключами для дешифровки данных;
- и) порядок обмена данными в выходные и праздничные дни;
- к) применяемые принципы верификации данных АИИС;
- л) действия при возникновении сбоев и аварийных ситуаций в работе АИИС.

С учетом технических характеристик АИИС и используемых ими каналов связи для обмена данными могут быть выбраны следующие временные периоды:

- а) обмен данными выполняется по завершении каждого интеграционного периода (каждые 3, 5, 10, 15, 30 или 60 минут);
- б) обмен данными выполняется несколько раз в сутки (2 – 12 раз в сутки);
- в) обмен данными выполняется 1 раз в сутки.

Перечень данных АИИС, подлежащих обмену, определяются Соглашениями и содержат в том числе:

- а) усредненные значения мощности (энергии) за установленный в АИИС период интеграции по каждому расчетному и дублирующему счетчикам электрической энергии (обязательный параметр для обмена данными);
- б) показания счетчиков электрической энергии на конец суток и на конец расчетного периода на 24:00 по средневропейскому времени (обязательный параметр для обмена данными);
- в) результаты периодического измерения (мониторинга) качества электрической энергии (обязательный параметр для обмена данными);
- г) журнал событий с фиксацией времени начала и окончания каждого события (рекомендуемый параметр для обмена данными);

д) показания основного и дублирующего счетчиков электрической энергии на конец установленного в АИИС периода интеграции (рекомендуемый параметр для обмена данными);

е) другие параметры (мгновенная мощность, напряжение и сила тока по каждой фазе, векторная диаграмма и т.п.), формируемые средствами измерений количества и качества электрической энергии, в том числе информационной измерительной системой, установленными на МГЛЭП (рекомендуемый параметр для обмена данными).

Информационная база данных АИИС должна быть рассчитана на хранение данных результатов измерения количества и показателей качества электрической энергии, а также необходимой диагностической информации в течение не менее 3-х лет.

БИБЛИОГРАФИЯ

ГОСТ 721-77 «Системы электроснабжения, сети, источники, преобразователи и приемники электрической энергии. Номинальные напряжения свыше 1000 В»

ГОСТ 7746 - 2015 «Трансформаторы тока. Общие технические условия».

ГОСТ 1983 - 2015 «Трансформаторы напряжения. Общие технические условия».

ГОСТ 20322-2-14 «Напряжения стандартные».

ГОСТ 30804.4.30 - 2013 «Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Методы измерений показателей качества электрической энергии».

ГОСТ 30804.4.7 - 2013 «Совместимость технических средств электромагнитная. Общее руководство по средствам измерений и измерениям гармоник и интергармоник для систем электроснабжения и подключаемых к ним технических средств».

ГОСТ 31818.11 - 2012 «Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Общие требования. Испытания и условия испытаний. Часть 11. Счетчики электрической энергии».

ГОСТ 31819.22 - 2012 «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 «Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Статические счетчики реактивной энергии».

ГОСТ 32144 - 2013 «Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения».

ГОСТ 33073 - 2014 «Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Контроль и мониторинг качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения».

ГОСТ 34184-2017 «Электроэнергетические системы. Оперативно-диспетчерское управление. Регулирование частоты и потоков активной мощности в энергообъединении».

РМГ 29-2013 «Метрология. Основные термины и определения»

ГОСТ IEC 61000 – 4 – 15 - 2014 «Совместимость технических средств электромагнитная. Часть 4. Методики испытаний и измерений. Раздел 15. Фликерметр. Функциональные и конструктивные требования».