



# Исполнительный комитет Электроэнергетического Совета СНГ



## Протокол 45-го заседания Электроэнергетического Совета СНГ

25 апреля 2014 года,  
г. Баку

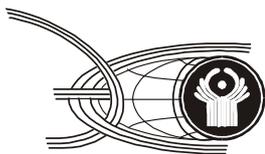












# ПРОТОКОЛ

## заседания Электроэнергетического Совета Содружества Независимых Государств

25 апреля 2014 года

г. Баку

### № 45

---

В работе 45-го заседания Электроэнергетического Совета Содружества Независимых Государств приняли участие:

делегации органов управления электроэнергетикой и электроэнергетических компаний Азербайджанской Республики, Республики Беларусь, Республики Казахстан, Кыргызской Республики, Республики Молдова, Российской Федерации, Республики Таджикистан, Туркменистана и Республики Узбекистан\*;

представители Наблюдателей при Электроэнергетическом Совете СНГ: НП "Совет рынка", АО "Самрук-Энерго", ООО "Сименс", Ассоциации "Гидропроект" и Компании "Таванир";

приглашенные представители Исполнительного комитета СНГ; Евразийской Экономической Комиссии; Европейской Экономической Комиссии ООН, Энергетической Хартии, Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору (Ростехнадзор) Российской Федерации; ОАО "Концерн "Росэнергоатом", КДЦ "Энергия"; МОП "Электропрофсоюз"; ОАО "Энергетический институт им. Г.М. Кржижановского"; Института энергетических исследований РАН, Национального союза энергосбережения, Журнала "Электроэнергия. Передача и распределение".

Список участников заседания представлен в **Приложении 1**.

Заседание открыл и выступил с вступительным словом Президент Электроэнергетического Совета СНГ, Министр энергетики Российской Федерации Новак Александр Валентинович.

С приветственным словом к участникам заседания обратились Министр энергетики Азербайджанской Республики Алиев Натиг Агаами оглы и Заместитель

---

\* Туркменистан не участвовал в решениях по пп. 2, 3, 4.1, 4.2, 4.3, 8, 9.3, 9.4, 10.2, 11, 12.1, 12.3, 12.5 и 13 Повестки дня заседания.

Полномочный представитель Республики Узбекистан не участвовал в подписании принимаемых решений.



Исполнительного секретаря Европейской Экономической Комиссии ООН Андрей Васильев.

Руководители делегаций государств-участников заседания утвердили следующую Повестку дня 45-го заседания Электроэнергетического Совета СНГ:

1. Об итогах работы энергосистем государств Содружества в осенне-зимний период 2013-2014 гг.

2. О проекте Перечня и принципов оказания системных (вспомогательных) услуг в рамках синхронной зоны ЕЭС/ОЭС.

3. О проекте Порядка определения величин отклонений от согласованных значений межгосударственных перетоков электрической энергии.

4. О документах Рабочей группы по метрологическому обеспечению электроэнергетической отрасли СНГ.

4.1. О проекте Концепции создания системы контроля показателей качества электрической энергии применительно к межгосударственным линиям электропередачи.

4.2. О проекте Стандарта "Электрическая энергия. Нормы качества электрической энергии применительно к межгосударственным линиям электропередачи".

4.3. О проекте Технических требований к регистраторам показателей качества электрической энергии применительно к межгосударственным линиям электропередачи.

5. Об утверждении Председателя Комиссии по координации сотрудничества государственных органов энергетического надзора государств-участников СНГ.

6. О проекте Методических указаний по проверке технического состояния и организации эксплуатации линий электропередачи, распределительных (переключательных) пунктов и трансформаторных подстанций.

7. О деятельности Рабочей группы по вопросам работы с персоналом и подготовки кадров в электроэнергетике СНГ.

8. О проекте Соглашения о сотрудничестве между Электроэнергетическим Советом СНГ и Межгосударственным советом по стандартизации, метрологии и сертификации.

9. О документах Рабочей группы ЭЭС СНГ по охране окружающей среды и Секции по энергоэффективности и возобновляемой энергетике.

9.1. О реорганизации Секции по энергоэффективности и возобновляемой энергетике в Рабочую группу по энергоэффективности и возобновляемой энергетике и об утверждении ее руководителя.

9.2. Об опыте работы в области энергоэффективности и энергосбережения на электроэнергетических предприятиях государств-участников СНГ.

9.3. О проекте Сводного отчета о мониторинге "Дорожной карты по ключевым экологическим вопросам объединения электроэнергетических рынков ЕС и СНГ" за 2011-2012 гг. (в части СНГ).



9.4. О проекте Соглашения о сотрудничестве между Электроэнергетическим Советом СНГ и Межгосударственным экологическим советом государств-участников СНГ.

10. О международном сотрудничестве Электроэнергетического Совета СНГ.

10.1. О мероприятиях Энергетической Хартии по организации международного энергетического сотрудничества в регионе Центральной и Южной Азии.

10.2. О проекте Меморандума о взаимопонимании между Электроэнергетическим Советом Содружества Независимых Государств и Европейской экономической комиссией Организации Объединенных Наций.

11. О процедурах технологического присоединения предприятий малого и среднего бизнеса к электрическим сетям в государствах-участниках СНГ.

12. Разное:

12.1. О ходе рассмотрения уставными и исполнительными органами Содружества Независимых Государств проектов документов, внесенных Электроэнергетическим Советом СНГ.

12.2. О Международных соревнованиях персонала электроэнергетической отрасли государств-участников СНГ.

12.2.1. О ходе подготовки к Международным соревнованиям бригад по ремонту и обслуживанию распределительных сетей 0,4-10 кВ.

12.2.2. О ходе подготовки к Международным соревнованиям оперативного персонала ТЭС.

12.3. О проектах Дополнений в Положение о почетном звании "Заслуженный энергетик СНГ" и в Положение о Почетной грамоте Электроэнергетического Совета СНГ.

12.4. Об Отчете Электроэнергетического Совета СНГ за 2013 год.

12.5. О создании Национальных комитетов Мирового энергетического Совета.

13. О проектах Плана мероприятий Электроэнергетического Совета СНГ и Сметы доходов и расходов на финансирование деятельности Электроэнергетического Совета СНГ и его Исполнительного комитета на 2015 год.

14. Об избрании Вице-президента Электроэнергетического Совета СНГ.

15. О дате и месте проведения очередного 46-го заседания Электроэнергетического Совета СНГ.

---

## **1. Об итогах работы энергосистем государств Содружества в осенне-зимний период 2013-2014 гг.**

---

*(Новак А.В., Пирвердиев Э.С., Ковалев Д.В., Мишук Е.С., Джаксалиев Б.М., Мамыров Р.С., Копач Т., Кравченко В.М., Рахимов Р.С., Реджепов Д.П., Шамсиев Х.А.)*

Заслушав и обсудив информацию руководителей органов управления электроэнергетикой государств-участников СНГ об итогах работы в осенне-зимний период 2013-2014 гг.,



## Электроэнергетический Совет Содружества Независимых Государств

### решил\*:

1. Принять к сведению информацию об итогах работы энергосистем государств Содружества в осенне-зимний период 2013-2014 гг.

2. Рекомендовать органам управления электроэнергетикой государств Центральной Азии и Республики Казахстан принять действенные меры по обеспечению согласованных режимов работы и повышению оперативной дисциплины энергосистем.

*\*Считать целесообразным рассмотреть на очередном заседании ЭЭС СНГ:*

*информацию об опыте снижения удельных расходов топлива на выработку электрической и тепловой энергии на тепловых электростанциях Республики Беларусь (предложение Новака А.В.);*

*вопрос о мерах по урегулированию внеплановых отклонений от согласованных значений перетоков электрической энергии между энергосистемами России и Казахстана с участием представителей ГАК "Узбекэнерго" (предложение Джаксалиева Б.М.).*

## **2. О проекте Перечня и принципов оказания системных (вспомогательных) услуг в рамках синхронной зоны ЕЭС/ОЭС**

*(Новак А.В., Кузько И.А., Мишук Е.С., Алиев Н.А.)*

## Электроэнергетический Совет Содружества Независимых Государств

### решил\*:

1. Принять к сведению информацию Председателя Координационного совета по выполнению Стратегии взаимодействия и сотрудничества государств-участников СНГ в области электроэнергетики о ходе разработки и согласования проекта Перечня и принципов оказания системных (вспомогательных) услуг в рамках синхронной зоны ЕЭС/ОЭС.

2. Поручить Координационному совету по выполнению Стратегии взаимодействия и сотрудничества государств-участников СНГ в области электроэнергетики доработать указанный проект и внести на рассмотрение Электроэнергетического Совета СНГ.

*\*Республика Молдова не участвует в настоящем Решении.*

## **3. О проекте Порядка определения величин отклонений от согласованных значений межгосударственных перетоков электрической энергии**

*(Новак А.В., Кузько И.А., Сниккарс П.Н., Ковалев Д.В., Аюев Б.И., Мишук Е.С., Куаньшибаев А.Д., Джаксалиев Б.М.)*

## Электроэнергетический Совет Содружества Независимых Государств

### решил\*:



1. Принять за основу проект Порядка определения величин отклонений от согласованных значений межгосударственных перетоков электрической энергии (**Приложение 2**).

2. Поручить Рабочей группе "Формирование общего электроэнергетического рынка стран СНГ" доработать проект Порядка определения величин отклонений от согласованных значений межгосударственных перетоков электрической энергии, а также разработать проект Порядка урегулирования отклонений от согласованных значений межгосударственных перетоков электрической энергии.

*\*Республика Молдова не участвует в настоящем Решении.*

*Особое мнение Российской Федерации:*

*Пункт 2 Решения изложить в следующей редакции:*

*Поручить Рабочей группе "Формирование общего электроэнергетического рынка стран СНГ" продолжить работу над проектом Порядка определения величин отклонений от согласованных значений межгосударственных перетоков электрической энергии, в том числе дополнив его алгоритмом распределения объемов отклонений межгосударственных перетоков электроэнергии между энергосистемами, а также разработать проект Порядка урегулирования отклонений от согласованных значений межгосударственных перетоков электрической энергии (предложение Сниккарса П.Н.).*

#### **4. О документах Рабочей группы по метрологическому обеспечению электроэнергетической отрасли СНГ**

##### **4.1. О проекте Концепции создания системы контроля показателей качества электрической энергии применительно к межгосударственным линиям электропередачи**

---

*(Новак А.В., Мишук Е.С., Алиев Н.А.)*

Электроэнергетический Совет Содружества Независимых Государств

**решил:**

1. Утвердить Концепцию создания системы контроля показателей качества электрической энергии применительно к межгосударственным линиям электропередачи (**Приложение 3**).

2. Рекомендовать органам управления электроэнергетикой государств-участников СНГ применять Концепцию при разработке соответствующих национальных документов.

3. Рекомендовать Рабочей группе по метрологическому обеспечению электроэнергетической отрасли СНГ осуществлять мониторинг применения Концепции в государствах-участниках СНГ.



#### **4.2. О проекте Стандарта "Электрическая энергия. Нормы качества электрической энергии применительно к межгосударственным линиям электропередачи"**

---

*(Новак А.В., Мишук Е.С., Сниккарс П.Н., Куаньибаев А.Д., Желяпов И.С., Аюев Б.И., Кузько И.А., Ковалев Д.В., Алиев Н.А.)*

Электроэнергетический Совет Содружества Независимых Государств

**решил:**

1. Принять к сведению проект Стандарта «Электрическая энергия. Нормы качества электрической энергии применительно к межгосударственным линиям электропередачи».

2. Поручить Рабочей группе по метрологическому обеспечению электроэнергетической отрасли СНГ доработать проект Стандарта с учетом замечаний и предложений государств – участников СНГ.

#### **4.3. О проекте Технических требований к регистраторам показателей качества электрической энергии применительно к межгосударственным линиям электропередачи**

---

*(Новак А.В., Мишук Е.С., Джаксалиев Б.М., Сниккарс П.Н., Алиев Н.А.)*

Электроэнергетический Совет Содружества Независимых Государств

**решил:**

1. Утвердить Технические требования к регистраторам показателей качества электроэнергии применительно к межгосударственным линиям электропередачи **(Приложение 4)**.

2. Рекомендовать органам управления электроэнергетикой государств-участников СНГ применять Технические требования при разработке соответствующих национальных документов.

3. Рекомендовать Рабочей группе по метрологическому обеспечению электроэнергетической отрасли СНГ осуществлять мониторинг применения Технических требований в государствах-участниках СНГ.

#### **5. Об утверждении Председателя Комиссии по координации сотрудничества государственных органов энергетического надзора государств-участников СНГ**

---

*(Новак А.В., Мишук Е.С., Джаксалиев Б.М., Алиев Н.А.)*

Электроэнергетический Совет Содружества Независимых Государств

**решил:**

Утвердить Председателем Комиссии по координации сотрудничества государственных органов энергетического надзора государств - участников СНГ Щурского Олега Михайловича, заместителя начальника Управления государственного энергетического надзора Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору (Ростехнадзор), освободив Гордиенко Валерия Михайловича в связи с переходом на другую работу.



## **6. О проекте Методических указаний по проверке технического состояния и организации эксплуатации линий электропередачи, распределительных (переключательных) пунктов и трансформаторных подстанций**

---

*(Новак А.В., Шурский О.М., Алиев Н.А.)*

Электроэнергетический Совет Содружества Независимых Государств

**решил:**

1. Утвердить Методические указания по проверке технического состояния и организации эксплуатации линий электропередачи, распределительных (переключательных) пунктов и трансформаторных подстанций (**Приложение 5**).

2. Рекомендовать органам управления электроэнергетикой и государственным органам энергетического надзора государств-участников СНГ руководствоваться данными Методическими указаниями при разработке соответствующих национальных документов.

## **7. О деятельности Рабочей группы по вопросам работы с персоналом и подготовки кадров в электроэнергетике СНГ**

---

*(Новак А.В., Мишук Е.С., Сниккарс П.Н.)*

Электроэнергетический Совет Содружества Независимых Государств

**решил\*:**

1. Принять к сведению информацию о деятельности Рабочей группы по вопросам работы с персоналом и подготовки кадров в электроэнергетике СНГ.

2. Одобрить практику организации и проведения Международных семинаров и конференций по тематике, предварительно согласованной с органами управления электроэнергетикой государств - участников СНГ.

3. Утвердить План работы Рабочей группы по вопросам работы с персоналом и подготовки кадров в электроэнергетике СНГ на 2014-2015 гг. (**Приложение 6**).

*\*Азербайджанская Республика резервирует позицию по пунктам 1, 2 и не участвует в пункте 3 настоящего Решения.*

## **8. О проекте Соглашения о сотрудничестве между Электроэнергетическим Советом СНГ и Межгосударственным советом по стандартизации, метрологии и сертификации**

---

*(Новак А.В., Мишук Е.С.)*

Электроэнергетический Совет Содружества Независимых Государств

**решил:**

1. Одобрить проект Соглашения о сотрудничестве между Электроэнергетическим Советом Содружества Независимых Государств и Межгосударственным советом по стандартизации, метрологии и сертификации (**Приложение 7**).



2. Поручить Президенту Электроэнергетического Совета СНГ Новаку А.В. по согласованию с Межгосударственным советом по стандартизации, метрологии и сертификации подписать Соглашение от имени Электроэнергетического Совета СНГ.

3. Исполнительному комитету организовать процедуру подписания Соглашения руководителями Электроэнергетического Совета СНГ и Межгосударственного совета по стандартизации, метрологии и сертификации.

## **9. О документах Рабочей группы ЭЭС СНГ по охране окружающей среды и Секции по энергоэффективности и возобновляемой энергетике**

### **9.1. О реорганизации Секции по энергоэффективности и возобновляемой энергетике в Рабочую группу по энергоэффективности и возобновляемой энергетике и об утверждении ее руководителя**

*(Новак А.В., Мишук Е.С.)*

Электроэнергетический Совет Содружества Независимых Государств

**решил:**

1. Принять к сведению информацию Исполнительного комитета о реорганизации Секции по энергоэффективности и возобновляемой энергетике в Рабочую группу по энергоэффективности и возобновляемой энергетике.

2. Реорганизовать Секцию по энергоэффективности и возобновляемой энергетике в Рабочую группу по энергоэффективности и возобновляемой энергетике.

3. Утвердить руководителем Рабочей группы по энергоэффективности и возобновляемой энергетике Лихачева Владимира Львовича, заместителя директора Института энергетических исследований РАН.

4. Поручить руководителю Рабочей группы по энергоэффективности и возобновляемой энергетике совместно с Исполнительным комитетом ЭЭС СНГ подготовить проект плана работы Рабочей группы и представить его на рассмотрение очередного заседания ЭЭС СНГ.

### **9.2. Об обмене опытом в области энергоэффективности и энергосбережения на электроэнергетических предприятиях государств - участников СНГ**

*(Новак А.В., Мишук Е.С., Лихачев В.Л., Сивак А.В., Джаксалиев Б.М., Мельников Д.А., Куанышбаев А.Д.)*

Электроэнергетический Совет Содружества Независимых Государств

**решил:**

1. Принять к сведению информацию органов управления электроэнергетикой и национальных электроэнергетических компаний государств-участников СНГ о проводимой работе в области повышения энергоэффективности и энергосбережения на электроэнергетических предприятиях государств - участников СНГ.

2. Продолжить практику обмена опытом в области повышения энергоэффективности и энергосбережения на электроэнергетических предприятиях государств Содружества в формате заседаний Электроэнергетического Совета СНГ.



3. Принять за основу макет «Информации об обмене опытом в области энергоэффективности и энергосбережения на электроэнергетических предприятиях государств-участников СНГ» (**Приложение 8**).

4. Просить органы управления электроэнергетикой и национальные электроэнергетические компании государств - участников СНГ представить информацию об имеющемся опыте в области повышения энергоэффективности и энергосбережения на электроэнергетических предприятиях в соответствии с указанным макетом.

5. Исполнительному комитету ЭЭС СНГ:

обобщить полученную информацию об обмене опытом в области энергоэффективности и энергосбережения на электроэнергетических предприятиях государств - участников СНГ и представить на заседании Электроэнергетического Совета СНГ,

доработать, при необходимости, макет «Информации об обмене опытом в области энергоэффективности и энергосбережения на электроэнергетических предприятиях государств - участников СНГ».

### **9.3. О проекте Сводного отчета о мониторинге "Дорожной карты по ключевым экологическим вопросам объединения электроэнергетических рынков ЕС и СНГ" за 2011-2012 гг. (в части СНГ)**

---

*(Новак А.В., Сапаров М.И., Мишуков Е.С.)*

Электроэнергетический Совет Содружества Независимых Государств

**решил:**

1. Принять к сведению информацию Руководителя рабочей группы по охране окружающей среды ЭЭС СНГ о подготовке Сводного отчета о мониторинге "Дорожной карты по ключевым экологическим вопросам объединения электроэнергетических рынков ЕС и СНГ" за 2011-2012 гг. (в части СНГ).

2. Принять за основу проект Сводного отчета о мониторинге "Дорожной карты по ключевым экологическим вопросам объединения электроэнергетических рынков ЕС и СНГ" за 2011-2012 гг. (в части СНГ).

3. Просить органы управления электроэнергетикой государств - участников СНГ в течение 2-х месяцев представить недостающие статистические данные и другую информацию для внесения в Сводный отчет.

4. Поручить Рабочей группе ЭЭС СНГ по охране окружающей среды и Рабочей группе по энергоэффективности и возобновляемой энергетике совместно с Исполнительным комитетом доработать проект Сводного отчета на основе полученных данных.

5. Исполнительному комитету организовать заочное голосование членов ЭЭС СНГ по проекту Сводного отчета и его утверждение.

6. Поручить Рабочей группе ЭЭС СНГ по охране окружающей среды и Рабочей группе по энергоэффективности и возобновляемой энергетике совместно с Исполнительным комитетом подготовить предложения по информационно-



статистическому наполнению и возможной актуализации структуры Сводного отчета на основе анализа данных, полученных от органов управления электроэнергетикой государств - участников СНГ.

#### **9.4. О проекте Соглашения о сотрудничестве между Электроэнергетическим Советом СНГ и Межгосударственным экологическим советом государств-участников СНГ**

*(Новак А.В., Мишук Е.С.)*

Электроэнергетический Совет Содружества Независимых Государств

**решил:**

1. Принять к сведению информацию Исполнительного комитета о сотрудничестве Электроэнергетического Совета СНГ с Межгосударственным экологическим советом государств – участников СНГ.

2. Одобрить проект Соглашения о сотрудничестве между Электроэнергетическим Советом СНГ и Межгосударственным экологическим советом государств-участников СНГ (**Приложение 9**), разработанный Исполнительным комитетом ЭЭС СНГ и согласованный с Секретариатом Межгосударственного экологического совета государств – участников СНГ.

3. Исполнительному комитету ЭЭС СНГ продолжить согласование проекта Соглашения с Межгосударственным экологическим советом государств-участников СНГ и доложить о результатах на очередном заседании Электроэнергетического Совета СНГ.

#### **10. О международном сотрудничестве Электроэнергетического Совета СНГ**

##### **10.1. О мероприятиях Энергетической Хартии по организации международного энергетического сотрудничества в регионе Центральной и Южной Азии**

*(Новак А.В., Мишук Е.С., Дефилла С.)*

Электроэнергетический Совет Содружества Независимых Государств

**решил\*:**

1. Принять к сведению информацию Исполнительного комитета ЭЭС СНГ и Секретариата Энергетической Хартии о деятельности в рамках процесса Энергетической Хартии в регионах Центральной и Южной Азии.

2. Продолжить сотрудничество Электроэнергетического Совета СНГ с Энергетической Хартией по вопросам межгосударственного и регионального сотрудничества в сфере электроэнергетики.

3. Исполнительному комитету ЭЭС СНГ направить для ознакомления в органы управления электроэнергетикой государств – участников СНГ материалы 9-го заседания Целевой группы Энергетической Хартии по региональному сотрудничеству в Центральной и Южной Азии.

*\*Азербайджанская Республика и Республика Молдова не участвуют в настоящем Решении.*



## **10.2. О проекте Меморандума о взаимопонимании между Электроэнергетическим Советом Содружества Независимых Государств и Европейской экономической комиссией Организации Объединенных Наций**

---

*(Новак А.В., Мишук Е.С., Васильев А., Фостер С.)*

Электроэнергетический Совет Содружества Независимых Государств

**решил\*:**

1. Принять к сведению информацию Исполнительного комитета о сотрудничестве Электроэнергетического Совета СНГ с Европейской Экономической Комиссией ООН.

2. Одобрить подготовленный Секретариатом ЕЭК ООН и Исполнительным комитетом ЭЭС СНГ проект Меморандума о взаимопонимании между Электроэнергетическим Советом Содружества Независимых Государств и Европейской Экономической Комиссией Организации Объединенных Наций **(Приложение 10)**.

3. Поручить Президенту Электроэнергетического Совета СНГ Новаку А.В. подписать Меморандум от имени Электроэнергетического Совета СНГ.

*\* Разместить на сайте Электроэнергетического Совета СНГ презентацию Европейской Экономической Комиссии ООН "Повышение синергетического эффекта национальных программ государств-участников СНГ по энергоэффективности и энергосбережению для повышения их энергетической безопасности" на русском языке (предложение Мишука Е.С.)..*

## **11. О процедурах технологического присоединения предприятий малого и среднего бизнеса к электрическим сетям в государствах-участниках СНГ**

---

*(Новак А.В., Кравченко В.М., Джаксалиев Б.М., Сивак А.В.)*

Электроэнергетический Совет Содружества Независимых Государств

**решил:**

1. Принять к сведению информацию о процедурах технологического присоединения предприятий малого и среднего бизнеса к электрическим сетям, представленную органами управления электроэнергетикой государств-участников СНГ.

2. Поручить Исполнительному комитету и Координационному совету по выполнению Стратегии взаимодействия и сотрудничества государств – участников СНГ в области электроэнергетики обобщить опыт государств Содружества и подготовить обзор по упрощению процедур технологического присоединения к электрическим сетям энергосистем предприятий малого и среднего бизнеса.



## 12. Разное

### 12.1. О ходе рассмотрения уставными и исполнительными органами Содружества Независимых Государств проектов документов, внесенных Электроэнергетическим Советом СНГ

---

(Мишук Е.С.)

Электроэнергетический Совет Содружества Независимых Государств

**решил\*:**

1. Принять к сведению информацию Исполнительного комитета ЭЭС СНГ о ходе рассмотрения уставными и исполнительными органами Содружества Независимых Государств проектов:

Соглашения об обмене информацией в случаях аварий и других чрезвычайных ситуаций на электроэнергетических объектах государств - участников СНГ,

Соглашения о сотрудничестве в области профессиональной подготовки, повышения квалификации и переподготовки персонала электроэнергетической отрасли государств - участников СНГ.

2. Поручить Исполнительному комитету продолжить работу по обеспечению дальнейшего рассмотрения уставными и исполнительными органами Содружества Независимых Государств проектов соглашений в соответствии с решениями рабочих групп государств - участников СНГ по согласованию данных документов.

*\* Азербайджанская Республика не участвует в настоящем Решении.*

### 12.2. О Международных соревнованиях персонала электроэнергетической отрасли государств-участников СНГ

#### 12.2.1. О ходе подготовки к Международным соревнованиям бригад по ремонту и обслуживанию распределительных сетей 0,4-10 кВ

---

(Мишук Е.С.)

Электроэнергетический Совет Содружества Независимых Государств

**решил\*:**

1. Принять к сведению информацию Исполнительного комитета о ходе подготовки к XI Международным соревнованиям профессионального мастерства персонала электроэнергетической отрасли государств - участников СНГ - Международным соревнованиям бригад по ремонту и обслуживанию распределительных сетей 0,4-10 кВ.

2. Считать целесообразным проведение в рамках Международных соревнований Международного научно-практического семинара по теме: «Технологии выполнения работ под напряжением в действующих электроустановках» и выставки по тематике Международных соревнований.

*\* Азербайджанская Республика резервирует позицию по настоящему Решению.*



### **12.2.2. О ходе подготовки к Международным соревнованиям оперативного персонала ТЭС**

*(Мишук Е.С.)*

Электроэнергетический Совет Содружества Независимых Государств

**решил\*:**

1. Принять к сведению информацию Исполнительного комитета о ходе подготовки к Международным соревнованиям оперативного персонала ТЭС (тепловых электрических станций).

2. Считать целесообразным проведение в рамках Международных соревнований оперативного персонала ТЭС конференции по передовым методам и технологиям подготовки персонала.

*\*Азербайджанская Республика резервирует позицию по настоящему Решению.*

### **12.3. О проектах Дополнений в Положение о почетном звании "Заслуженный энергетик СНГ" и в Положение о Почетной грамоте Электроэнергетического Совета СНГ**

*(Мишук Е.С., Джаксалиев Б.М.)*

Электроэнергетический Совет Содружества Независимых Государств

**решил:**

1. Утвердить Дополнение в Положение о почетном звании «Заслуженный энергетик СНГ» (**Приложение 11**).

2. Утвердить Дополнение в Положение о Почетной грамоте Электроэнергетического Совета СНГ (**Приложение 12**).

### **12.4. Об Отчете Электроэнергетического Совета СНГ за 2013 год**

*(Мишук Е.С.)*

Электроэнергетический Совет Содружества Независимых Государств

**решил:**

1. Принять к сведению Отчет Электроэнергетического Совета СНГ за 2013 год, подготовленный Исполнительным комитетом ЭЭС СНГ.

2. Признать работу Исполнительного комитета ЭЭС СНГ за 2013 год удовлетворительной.

### **12.5. О создании Национальных комитетов Мирового энергетического Совета**

*(Мишук Е.С., Бердников Р.Н.)*

Электроэнергетический Совет Содружества Независимых Государств

**решил\*:**

1. Принять к сведению информацию Первого заместителя Генерального директора ОАО «Россети» Бердникова Р.Н. о состоянии дел по вопросу создания Национальных комитетов МИРЭС в государствах-участниках СНГ.



2. Предложить органам управления электроэнергетикой государств, не создавших Национальные комитеты МИРЭС, рассмотреть возможность их создания и проинформировать Исполнительный комитет ЭЭС СНГ о результатах.

3. Поручить Исполнительному комитету ЭЭС СНГ представить на рассмотрение 46-го заседания Электроэнергетического Совета СНГ сводную информацию о создании Национальных комитетов МИРЭС на основе данных органов управления электроэнергетикой государств Содружества.

*\*Азербайджанская Республика резервирует позицию по настоящему Решению.*

### **13. О проектах Плана мероприятий Электроэнергетического Совета СНГ и Сметы доходов и расходов на финансирование деятельности Электроэнергетического Совета СНГ и его Исполнительного комитета на 2015 год**

---

*(Мишук Е.С., Куанышбаев А.Д.)*

Электроэнергетический Совет Содружества Независимых Государств

**решил:**

1. Утвердить План мероприятий Электроэнергетического Совета СНГ на 2015 год (**Приложение 13**).

2. Поручить Исполнительному комитету ЭЭС СНГ организовать работу по его выполнению.

3. Принять к сведению информацию Исполнительного комитета о состоянии финансирования деятельности Электроэнергетического Совета СНГ.

4. Предложить руководителям органов управления электроэнергетикой государств Содружества, не принявших участие в текущем финансировании Электроэнергетического Совета СНГ, перечислить в месячный срок в полном объеме текущие долевыми взносы за 2013-2014 годы в бюджет Электроэнергетического Совета СНГ.

5. Утвердить Смету доходов и расходов на финансирование деятельности Электроэнергетического Совета СНГ и его Исполнительного комитета на 2015 год в сумме **58500,00** (*Пятьдесят восемь пятьсот*) тыс. российских рублей.

### **14. Об избрании Вице-президента Электроэнергетического Совета СНГ**

---

*(Мишук Е.С., Джаксалиев Б.М., Реджепов Д.П.)*

Электроэнергетический Совет Содружества Независимых Государств

**решил:**

1. Досрочно прекратить полномочия Вице-президента Электроэнергетического Совета СНГ Гул Шерали.

2. Избрать Вице-президентом Электроэнергетического Совета СНГ Усмонзода Усмонали Юнусали.



## 15. О дате и месте проведения очередного 46-го заседания Электроэнергетического Совета СНГ

*(Мишук Е.С.)*

Электроэнергетический Совет Содружества Независимых Государств

**решил:**

1. Принять предложение Российской Федерации о проведении 46-го заседания Электроэнергетического Совета СНГ в г. Сочи 24 октября 2014 года.

2. Просить руководителей органов управления электроэнергетикой государств Содружества до 1 августа 2014 года направить в Исполнительный комитет для формирования проекта Повестки дня перечень вопросов, требующих рассмотрения и принятия решений на очередном заседании Совета.

3. Поручить Исполнительному комитету на основе решений 45-го заседания Электроэнергетического Совета СНГ, поручений Совета глав государств и Совета глав правительств СНГ, а также предложений, поступивших из государств Содружества, сформировать проект Повестки дня, согласовать его в рабочем порядке с членами Совета и организовать подготовку материалов к заседанию.

**Президент  
Электроэнергетического Совета СНГ**

**Новак А.В.**

**Председатель  
Исполнительного комитета ЭЭС СНГ**

**Мишук Е.С.**



**Приложения N 1-14  
к Протоколу №45 заседания  
Электроэнергетического Совета  
Содружества Независимых Государств  
от 25 апреля 2014 года**



**Список участников  
45-го заседания Электроэнергетического Совета СНГ**

**Азербайджанская Республика**

1. **АЛИЕВ** - Министр энергетики  
Натиг Агаами оглы
2. **ПИРВЕРДИЕВ** - Президент ОАО "Азербайджанская энергетическая компания"  
Этибар Синабеддинович
3. **АББАСОВ** - Заместитель министра энергетики  
Натик
4. **БАДАЛОВ** - Председатель Государственного агентства по альтернативным и возобновляемым источникам энергии  
Аким
5. **РЗАЕВ** - Председатель АО "Бакыэлектрикшебеке"  
Баба
6. **ГАШИМОВ** - Советник Президента ОАО "Азербайджанская энергетическая компания"  
Ариф
7. **АГАСИЕВ** - Начальник Центрального Диспетчерского Управления ОАО "Азербайджанская энергетическая компания"  
Ильхам Алибаба оглы
8. **ГУССЕЙНОВ** - Руководитель аппарата Министерства энергетики  
Ифтихар
9. **МАСИМОВА** - Заведующая Отделом энергетической эффективности Министерства энергетики  
Халида
10. **РАГИМОВА** - Главный специалист Отдела энергетической эффективности Министерства энергетики  
Камиля
11. **АБДУЛЛАЕВ** - Заместитель директора Энергонадзора  
Рафик
12. **РЗАЕВ** - Заместитель заведующего Отделом электроэнергетики Министерства энергетики  
Асаф
13. **ДЖАФАРОВ** - Главный энергетик Государственного агентства по альтернативным и возобновляемым источникам энергии  
Таир

**Республика Беларусь**

14. **ПОТУПЧИК** - Министр энергетики  
Владимир Николаевич

15. **СИВАК**  
Александр Владимирович - Первый заместитель генерального директора – главный инженер ГПО "Белэнерго"
16. **КОВАЛЕВ**  
Денис Васильевич - И.о. Генерального директора РУП "ОДУ"

### Республика Казахстан

17. **ДЖАКСАЛИЕВ**  
Бахытжан Мухамбеткалиевич - Вице-министр индустрии и новых технологий
18. **КУАНЫШБАЕВ**  
Аскербек Досаевич - Управляющий директор по развитию НЭС и системным услугам АО "KEGOC"

### Кыргызская Республика

19. **МАМЫРОВ**  
Раимбек Сатыкулович - Заместитель министра энергетики и промышленности
20. **ЖАНЫБЕКОВ**  
Бапа Раевич - Начальник КДЦ ОАО "НЭС Кыргызстана"
21. **НАЖИМИДИНОВ**  
Кутбидин Нийматтилаевич - Начальник отдела экспорта ОАО "Электрические станции"

### Республика Молдова

22. **КОПАЧ**  
Тудор - Заместитель министра экономики
23. **ДИМОВ**  
Геннадий Борисович - Генеральный директор ГП "Молдэлектрика"

### Российская Федерация

24. **НОВАК**  
Александр Валентинович - Президент Электроэнергетического Совета СНГ, Министр энергетики
25. **КРАВЧЕНКО**  
Вячеслав Михайлович - Заместитель министра энергетики
26. **СНИККАРС**  
Павел Николаевич - Директор Департамента развития электроэнергетики Министерства энергетики
27. **КОСОЛАПОВ**  
Иван Сергеевич - Помощник Министра энергетики

28. **МАРШАВИН**  
Роман Анатольевич - Помощник Министра энергетики
29. **ГОЛАНТ**  
Ольга Борисовна - Советник Министра энергетики,  
Пресс-секретарь
30. **КИРЬЯКОВ**  
Алексей Николаевич - Начальник отдела стран СНГ Департамента  
международного сотрудничества  
Министерства энергетики
31. **ЦЕЦХЛАДЗЕ**  
Георгий Леванович - Заместитель начальника отдела  
протоколно-организационного обеспечения  
Департамента управления делами  
Министерства энергетики
32. **ТИХОНОВ**  
Анатолий Владимирович - Генеральный директор Федерального  
государственного бюджетного учреждения  
"Российское энергетическое агентство"  
(ФБГУ "РЭА") Министерства энергетики
33. **МЕЛЬНИКОВ**  
Дмитрий Александрович - Заместитель директора Департамента  
энергоэффективности и государственной  
информационной системы топливно-  
энергетического комплекса (ГИС ТЭК)  
Министерства энергетики
34. **АЮЕВ**  
Борис Ильич - Председатель Правления ОАО "СО ЕЭС",  
Председатель КОТК
35. **БЕРДНИКОВ**  
Роман Николаевич - Первый заместитель Генерального  
директора по технической политике  
ОАО "Российские сети"
36. **ДИМОВА**  
Нина Николаевна - Начальник Отдела международной  
деятельности Управления международной и  
конгрессно-выставочной деятельности  
Департамента технологического развития и  
инноваций ОАО "Российские сети"
37. **АЛЕКСЕЕВ**  
Артём Александрович - Начальник Управления международного  
сотрудничества Департамента по работе с  
производителями оборудования  
ОАО "Российские сети"
38. **КУЗЬКО**  
Игорь Анатольевич - Заместитель руководителя Департамента  
оперативно-технического сопровождения  
торговой деятельности Блока трейдинга  
ОАО "ИНТЕР РАО",  
Председатель Координационного совета по  
выполнению Стратегии взаимодействия и  
сотрудничества государств-участников СНГ  
в области электроэнергетики
39. **БЫСТРОВ**  
Максим Сергеевич - И.о. Председателя Правления  
НП "Совет рынка"

40. **МОЛЬСКИЙ**  
Алексей Валерьевич - Заместитель Председателя Правления  
ОАО "ФСК ЕЭС"
41. **КЛИНКОВ**  
Олег Юрьевич - Начальник Департамента технологического  
развития ОАО "ФСК ЕЭС"

**Республика Таджикистан**

42. **РАХИМОВ**  
Рустам Сарабекович - Начальник Отдела международных связей  
ОАХК "Барки Точик"

**Туркменистан**

43. **РЕДЖЕПОВ**  
Довранмаммед  
Пирмаммедович - Заместитель министра энергетики
44. **ДЖЕЛИЛОВ**  
Дорткули Кадырович - Начальник управления  
внешнеэкономических связей Министерства  
энергетики

**Республика Узбекистан**

45. **АМИНОВ**  
Джахангир - Советник Посольства Республики  
Узбекистан в Азербайджанской Республике

**Исполнительный комитет Электроэнергетического Совета СНГ**

46. **МИШУК**  
Евгений Семенович - Председатель
47. **ПОЛЛЫЕВА**  
Абадан Реджеповна - Заместитель Председателя

**Исполнительный комитет СНГ**

48. **КУЛИИ-ЗАДЕ**  
Алладин Мусейб-оглы - Заместитель Директора Департамента  
экономического сотрудничества

**АО "САМРУК - ЭНЕРГО"**

49. **ТЮТЕБАЕВ**  
Серик Суинбекович - Управляющий дивизионом "Генерация"

### ОАО "Концерн "Росэнергоатом"

50. **АРТЕМЬЕВ**  
Константин Петрович - Заместитель директора по сбыту –  
Директор Департамента энергосбыта  
и коммерческого диспетчирования

### РОСТЕХНАДЗОР

51. **ЩУРСКИЙ**  
Олег Михайлович - Заместитель начальника Управления  
Государственного энергетического надзора  
Ростехнадзора, представитель Российской  
Федерации в Комиссии по координации  
сотрудничества государственных органов  
энергетического надзора государств-  
участников СНГ

### Ассоциация "Гидропроект"

52. **КИСЕЛЁВ**  
Николай Павлович - Вице-президент по молодёжной политике

### ООО "Сименс"

53. **КУЗЬМИН**  
Сергей Евгеньевич - Директор Департамента "Передача энергии"

### МОП "Электропрофсоюз"

54. **БОНДАРЕВ**  
Василий Ильич - Председатель МОП "Электропрофсоюз"
55. **ИЛЬДАРОВ**  
Рафиг Али Багир оглы - Председатель Республиканского комитета  
Профсоюза работников электроэнергетики и  
электротехнической промышленности  
Азербайджанской Республики

### КДЦ "Энергия"

56. **ШАМСИЕВ**  
Хамидулла Аманович - Директор

## Журнал "Электроэнергия. Передача и распределение"

57. **ГУСЕВА**  
Екатерина Николаевна - Главный редактор,  
Помощник депутата Грачёва И.Д.,  
Председателя Комитета по энергетике  
Государственной Думы ФС РФ

### Европейская Экономическая Комиссия ООН

58. **ВАСИЛЬЕВ**  
Андрей - Заместитель Исполнительного Секретаря
59. **ФОСТЕР**  
Скотт - Директор Департамента устойчивой  
энергетики

### Евразийская Экономическая Комиссия

60. **РЫМАШЕВСКИЙ**  
Юрий Владимирович - Заместитель Директора Департамента  
энергетики
61. **ИВАНОВ**  
Олег Владимирович - Заместитель начальника Отдела  
электроэнергетической и атомной политики  
Департамента энергетики
62. **АГАМИРОВ**  
Рахман Натигович - Советник отдела планирования и  
координации Департамента протокола и  
организационного обеспечения

### Энергетическая Хартия

63. **ДЕФИЛЛА**  
Стейван - Директор по торговле и транзиту

### Исламская Республика Иран

64. **ХАЭРИ**  
Хомайун - Генеральный директор компании "Таванир"
65. **САДР**  
Вахид Гоухари - Советник Генерального директора,  
руководитель группы зарубежных  
исследований компании "Таванир"
66. **ДУЗБАХШИАН**  
Мохаммад Али - Директор Бюро исследований и  
планирования компании по управлению  
электросетями Ирана

## Национальный союз энергосбережения

67. **СУРА** - Председатель Правления  
Виталий Дмитриевич
68. **ЖУРАВЛЁВА** - Советник Президента  
Алла Васильевна

## ОАО "Энергетический институт им. Г.М. Кржижановского"

69. **САПАРОВ** - Заведующий лабораторией ОАО "ЭНИН",  
Михаил Исаевич Руководитель Рабочей группы ЭЭС СНГ  
по охране окружающей среды

## Институт энергетических исследований РАН

70. **ЛИХАЧЁВ** - Заместитель директора по научной работе  
Владимир Львович

## Секретариат 45-го заседания ЭЭС СНГ (Исполнительный комитет ЭЭС СНГ)

71. **ГЕРЦЕН** - Руководитель Секретариата,  
Артем Модестович Директор Департамента анализа  
работы энергосистем стран СНГ
72. **БЛИНОВА** - Помощник Председателя  
Людмила Ивановна
73. **ВАСИЛЬЕВА** - Директор Департамента финансов,  
Наталья Михайловна бухгалтерского учета и отчетности –  
Главный бухгалтер
74. **ВЛАДИМИРОВА** - Заместитель начальника Отдела  
Наталья Юрьевна информационного и программно-  
технического обеспечения
75. **ВОЛОССКИЙ** - Директор Департамента внешних связей  
Владимир Петрович
76. **ЖЕЛЯПОВ** - Директор Департамента перспективного  
Иван Степанович развития и инвестиционных программ
77. **МАЛАХА** - Начальник Отдела мониторинга состояния  
Василий Николаевич окружающей среды
78. **ПЕТРОВА** - Руководитель Службы правового  
Нина Алексеевна обеспечения

79. **ТИВОНЕНКО**  
Алексей Адамович
- Заместитель руководителя Информационно-аналитического центра энергосистем государств-участников СНГ- начальник отдела информационного и программно-технического обеспечения
80. **ТОЛСТОВА**  
Светлана Юрьевна
- Ведущий специалист Организационно-протокольного департамента

**ПРИНЯТ ЗА ОСНОВУ**

Решением Электроэнергетического Совета СНГ

Протокол № 45 от 25 апреля 2014 года

Проект

**ПОРЯДОК ОПРЕДЕЛЕНИЯ ВЕЛИЧИН ОТКЛОНЕНИЙ  
ОТ СОГЛАСОВАННЫХ ЗНАЧЕНИЙ МЕЖГОСУДАРСТВЕННЫХ ПЕРЕТОКОВ  
ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ**

**1. Общие положения**

Настоящий Порядок определения величин отклонений от согласованных значений межгосударственных перетоков электрической энергии (далее – Порядок) определяет механизмы расчета отклонений сальдо перетоков в сечениях экспорта-импорта, сформированных в соответствии с Порядком определения межгосударственных сечений/сечений экспорта-импорта для общего электроэнергетического рынка государств-участников СНГ, утвержденным решением 40-го заседания Электроэнергетического Совета СНГ от 21 октября 2011 г. (далее - Порядок определения сечений).

Согласно Порядку определения сечений под **межгосударственным сечением/сечением экспорта-импорта** понимается технологически обусловленная совокупность линий электропередачи всех классов напряжения между энергосистемами (частями энергосистем) двух и более государств, проходящих через государственные границы стран СНГ, а также государственные границы стран СНГ и третьих стран.

**2. Термины, определения и сокращения**

Для целей настоящего документа используются следующие термины, определения и сокращения:

**Агент по коммерческому учету** – системный/сетевой оператор или иная организация, уполномоченная в соответствии с национальным законодательством, международными договорами или документами, регламентирующими порядок функционирования национального электроэнергетического рынка, на осуществление сбора, обработки и обмена данными коммерческого учета электроэнергии, переданной/перемещенной по межгосударственным линиям электропередачи (МГЛЭП), приведение результатов измерений от точек учета к значению величины электроэнергии в точках поставки и согласование их с зарубежными агентами по коммерческому учету, предоставление необходимой информации агентам по урегулированию отклонений и иным, уполномоченным в соответствии с национальным законодательством, международными договорами или документами, регламентирующими порядок функционирования национального электроэнергетического рынка, организациям своей

энергосистемы в целях проведения расчетов между участниками экспортно-импортных операций за поставленную в/из зарубежную энергосистему электроэнергию.

**Агент по урегулированию отклонений** – системный/сетевой оператор или иная организация, уполномоченная в соответствии с национальным законодательством, международными договорами или документами, регламентирующими порядок функционирования национального электроэнергетического рынка, на урегулирование отклонений от планового (согласованного) значения межгосударственного перетока электрической энергии в сечениях экспорта-импорта, являющаяся стороной соответствующих договоров.

**Блок урегулирования отклонений** – часть синхронной зоны, в которой осуществляется не зависимое от других частей синхронной зоны урегулирование отклонений от планового (согласованного) значения межгосударственного перетока электрической энергии энергосистем (зон балансирования), входящих в данный блок урегулирования отклонений.

**Блок балансирования** – совокупность энергосистем в рамках блока урегулирования отклонений, в которой осуществляется урегулирование сальдо межгосударственных перетоков электрической энергии по границе данного блока балансирования с остальными энергосистемами.

В рамках блока балансирования определение и урегулирование величин отклонений фактического сальдо межгосударственных перетоков электрической энергии энергосистем, входящих в блок балансирования, от плановых значений осуществляется во взаимосогласованном порядке организациями, уполномоченными на урегулирование отклонений в соответствии с национальным законодательством, международными договорами или документами, регламентирующими порядок функционирования национального (регионального) электроэнергетического рынка.

**Отклонение от планового (согласованного) значения межгосударственного перетока электрической энергии (далее – отклонение сальдо перетоков) в сечении экспорта-импорта** – алгебраическая разность (с учетом знака) между фактическим межгосударственным перетоком и плановым межгосударственным перетоком по каждому часу расчетного периода.

Для дефицитных энергосистем отклонение сальдо перетоков положительно при увеличении межгосударственного перетока в энергосистему и отрицательно – при уменьшении межгосударственного перетока в энергосистему по сравнению с плановыми значениями.

Для избыточных энергосистем отклонение сальдо перетоков положительно при уменьшении межгосударственного перетока из энергосистемы и отрицательно – при увеличении межгосударственного перетока из энергосистемы по сравнению с плановыми значениями.

**Плановый график сальдо перетоков мощности в сечении экспорта-импорта** – график среднечасовых значений электрической мощности, который

составляется на каждые календарные сутки отдельно и является основным документом, регламентирующим режим параллельной работы энергосистем.

В качестве планового графика сальдо перетоков мощности принимается график, сформированный во взаимосогласованном системными операторами порядке по результатам расчетов электроэнергетических режимов в сутки X-1 на сутки X в соответствии с заключенными договорами (сделками) купли-продажи электрической энергии, планируемой к передаче (перемещению) через сечение экспорта-импорта.

**Плановое (согласованное) значение межгосударственного перетока электрической энергии (далее – плановое сальдо перетоков) в сечении экспорта-импорта** – объем электрической энергии, планируемой к передаче/перемещению через сечение экспорта-импорта для каждого часа расчетного периода в соответствии с плановым графиком сальдо перетоков мощности.

Принимается, что плановое сальдо перетоков положительно при импорте электроэнергии и отрицательно – при экспорте электроэнергии.

**Сетевой оператор<sup>1</sup>** – организация, осуществляющая техническое обслуживание и поддержание в эксплуатационной готовности национальной электрической сети государства, а также оперативное управление оборудованием этой сети и передачу электрической энергии по межгосударственным сетям.

**Синхронная зона** – совокупность национальных энергосистем с синхронно работающими генерирующим оборудованием и энергопринимающими установками потребителей электрической энергии, имеющими общую частоту электрического тока.

**Синхронная зона ЕЭС/ОЭС** – синхронная зона, в которую входят электроэнергетические системы Азербайджана, Беларуси, Грузии, Казахстана, Кыргызстана, Латвии, Литвы, Молдовы, центрального региона Монголии, России, Таджикистана, Узбекистана, Украины и Эстонии.

**Системный оператор<sup>1</sup>** – организация, осуществляющая централизованное оперативно-диспетчерское управление национальной энергосистемой в целях обеспечения установленных параметров надежности функционирования национальной энергосистемы и качества электрической энергии, баланса производства и потребления электрической энергии, управления параллельной работой с энергосистемами других государств.

**Согласованное отклонение межгосударственного перетока электрической энергии (далее – согласованное отклонение сальдо перетоков) в сечении экспорта-импорта** – обусловленная технологическими особенностями параллельной работы энергосистем и согласованная системными операторами блока урегулирования отклонений максимальная величина отклонения фактического сальдо перетоков от планового в сечении экспорта-импорта.

---

<sup>1</sup> В зависимости от законодательства государств функции сетевого оператора и системного оператора могут быть совмещены в одной организационной структуре.

**Фактическое значение межгосударственного перетока электрической энергии (далее – фактическое сальдо перетоков) в сечении экспорта-импорта** – объем электрической энергии, перемещенной через сечение экспорта-импорта в течение каждого часа расчетного периода.

Принимается, что фактическое сальдо перетоков положительно при импорте электроэнергии и отрицательно – при экспорте электроэнергии.

**Энергосистема** – национальная энергосистема/часть национальной энергосистемы или отдельные энергорайоны, постоянно или временно электрически изолированные от основной части национальной энергосистемы, которые работают параллельно с зарубежными энергосистемами в синхронной зоне.

Используемые обозначения и сокращения:

СО	– системный (-ые)/сетевой (-ые) оператор (-ы).
ОЭС	– объединенная энергосистема.
ЭС	– энергосистема.
$W^{план}$	– плановое сальдо перетоков в сечении экспорта-импорта по каждому часу расчетного периода.
$W^{факт}$	– фактическое сальдо перетоков в сечении экспорта-импорта по каждому часу расчетного периода.
$\Delta W = W^{факт} - W^{план}$	– отклонение сальдо перетоков в сечении экспорта-импорта по каждому часу расчетного периода.
$\Delta W^{пр. согл.}$	– согласованное отклонение сальдо перетоков в сечении экспорта-импорта.

### 3. Основные принципы определения отклонений сальдо перетоков

3.1. Для целей определения величин отклонений сальдо перетоков в соответствии с настоящим Порядком в рамках синхронной зоны могут быть сформированы отдельные блоки урегулирования отклонений.

3.2. В соответствии с принципом независимости определения отклонений в блоках урегулирования в рамках синхронной зоны ОЭС/ЕЭС могут быть сформированы следующие блоки урегулирования отклонений:

3.2.1. Блок урегулирования отклонений с кольцевыми электрическими связями, включающий ОЭС Беларуси, ЭС Латвии, ЭС Литвы, ЕЭС России (включая Калининградскую ЭС), ОЭС Украины, ЭС Эстонии. В рамках данного блока отклонения сальдо перетоков определяются в сечениях экспорта-импорта, включающих следующие МГЛЭП:

- для ОЭС Беларуси – между ОЭС Беларуси и ЭС Литвы, между ОЭС Беларуси и ЕЭС России, между ОЭС Беларуси и ОЭС Украины;
- для ЭС Латвии – между ЭС Латвии и ЭС Литвы, между ЭС Латвии и ЭС Эстонии, между ЭС Латвии и ЕЭС России;

- для ЭС Литвы – между ЭС Литвы и ОЭС Беларуси, между ЭС Литвы и Калининградской ЭС, между ЭС Литвы и ЭС Латвии;
- для ЕЭС России – между ЕЭС России и ОЭС Беларуси, между ЕЭС России и ЭС Латвии, между Калининградской ЭС и ЭС Литвы, между ЕЭС России и ОЭС Украины, между ЕЭС России и ЭС Эстонии;
- для ОЭС Украины – между ОЭС Украины и ОЭС Беларуси, между ОЭС Украины и ЕЭС России;
- для ЭС Эстонии – между ЭС Эстонии и ЭС Латвии, между ЭС Эстонии и ЕЭС России.

3.2.2 Блок урегулирования отклонений с кольцевыми электрическими связями, включающий ЕЭС Казахстана, ЭС Кыргызстана, ЭС Узбекистана. В рамках данного блока отклонения сальдо перетоков определяются в сечениях экспорта-импорта, включающих следующие МГЛЭП:

- для ЕЭС Казахстана – между ЕЭС Казахстана и ЭС Кыргызстана, между ЕЭС Казахстана и ЭС Узбекистана;
- для ЭС Кыргызстана – между ЭС Кыргызстана и ЕЭС Казахстана, между ЭС Кыргызстана и ЭС Узбекистана;
- для ЭС Узбекистана – между ЭС Узбекистана и ЭС Казахстана, между ЭС Узбекистана и ЭС Кыргызстана.

3.2.3. Блоки урегулирования отклонений с радиальными электрическими связями, включающие следующие энергосистемы:

- ЭС Азербайджана и ЕЭС России;
- ЭС Грузии и ЕЭС России;
- ЕЭС Казахстана и ЕЭС России;
- ЭС Молдовы и ОЭС Украины;
- ЭС Центрального региона Монголии и ЕЭС России;
- ЭС Таджикистана и ЭС Кыргызстана.

В рамках блоков урегулирования отклонений с радиальными электрическими связями отклонения сальдо перетоков определяются в сечениях экспорта-импорта, включающих МГЛЭП, пересекающие государственную границу между энергосистемами (блоками балансирования), образующими соответствующий блок урегулирования отклонений.

В случае если между двумя энергосистемами, образовавшими блок урегулирования отклонений с радиальными электрическими связями, можно выделить несколько сечений экспорта-импорта, в которых осуществляется независимое от других сечений планирование и управление перетоками электрической энергии, отклонения сальдо перетоков определяются отдельно в каждом сечении экспорта-импорта.

3.3. Величина отклонения сальдо перетоков в сечении экспорта-импорта по каждому часу расчетного периода определяется как алгебраическая (с учетом знака) разность фактического и планового значений соответствующих сальдо перетоков:

$$\Delta W = W^{\text{факт}} - W^{\text{план}}.$$

3.4. Значения  $W^{\text{факт}}$ ,  $W^{\text{план}}$  определяются агентами по коммерческому учету блока урегулирования отклонений во взаимосогласованном порядке.

3.5. Для целей настоящего Порядка принимается, что определенная в соответствии с п. 3.3 величина  $\Delta W$  состоит из следующих составляющих:

$$\Delta W = \Delta W^{\text{авар}} + \Delta W^{\text{корр}} + \Delta W^{\text{нр}} + \Delta W^{\text{соб}},$$

где:

3.5.1.  $\Delta W^{\text{авар}}$  – составляющая, обусловленная согласованной СО корректировкой планового почасового графика сальдо перетоков мощности в сечении экспорта-импорта при исполнении договоров на оказание аварийной взаимопомощи.

3.5.2.  $\Delta W^{\text{корр}}$  – составляющая, обусловленная согласованной СО корректировкой планового почасового графика сальдо перетоков мощности в сечении экспорта-импорта при внутрисуточном планировании, а также исполнением договоров на регулирование.

3.5.3.  $\Delta W^{\text{нр}}$  – составляющая, обусловленная технологическими особенностями параллельной работы энергосистем в составе синхронной зоны,  $\Delta W^{\text{нр}} \leq \Delta W^{\text{нр. согл.}}$ .

Максимальное значение почасового отклонения сальдо перетоков в сечении экспорта-импорта, обусловленное технологическими особенностями параллельной работы  $\Delta W^{\text{нр. согл.}}$ , определяется в соответствии с Методическими рекомендациями по определению и согласованию значений отклонений фактического сальдо перетоков электроэнергии от планового, обусловленных параллельной работой энергосистем, утвержденными решением 44-го заседания Электроэнергетического Совета СНГ от 1 ноября 2013 г., или принимается равным значению, установленному в соответствующих договорах (соглашениях) или иных документах, регламентирующих параллельную работу энергосистем, входящих в синхронную зону ЕЭС/ОЭС.

3.5.4.  $\Delta W^{\text{соб}}$  – составляющая, обусловленная изменением технологического режима работы или эксплуатационного состояния оборудования в национальной энергосистеме, не связанного с причинами, указанными в пп. 3.5.1-3.5.3.

3.6. Агенты по коммерческому учету энергосистем (блоков балансирования), входящих в блок урегулирования отклонений, согласовывают перечень и состав сечений экспорта-импорта, в которых осуществляется определение отклонений сальдо перетоков.

3.7. По окончании расчетного периода:

3.7.1. Агенты по коммерческому учету энергосистем производят сверку информации, оформляют и согласовывают между собой отчетные документы (акты сверки) по регистрации фактических почасовых сальдо перетоков электроэнергии в сечениях экспорта-импорта, указанных в п.3.6, за расчетный период.

3.7.2. Стороны договоров, указанных в пп.3.5.1 – 3.5.2, направляют агентам по коммерческому учету своих энергосистем информацию о составляющих отклонений сальдо перетоков, указанных в пп. 3.5.1 – 3.5.2. Форма и регламентные сроки передачи указанной информации устанавливаются агентами по коммерческому учету и сторонами договоров во взаимосогласованном порядке.

3.7.3. На основании данных по пп. 3.4, 3.7.1, 3.7.2 агенты по коммерческому учету определяют величину отклонений, указанных в пп.3.5.3 – 3.5.4:

$$\Delta W^{cob} = 0, \text{ если } \Delta W - (\Delta W^{авар} + \Delta W^{kopp}) \leq \Delta W^{пр.согл.},$$

$$\Delta W^{cob} = \Delta W - \Delta W^{авар} - \Delta W^{kopp} - \Delta W^{пр} \text{ в противном случае,}$$

и направляют эту информацию агентам по урегулированию отклонений своих энергосистем во взаимосогласованном порядке<sup>2</sup>.

3.8. На основании данных, полученных от агентов по коммерческому учету в соответствии с п. 3.7.3, агенты по урегулированию отклонений осуществляют урегулирование отклонений, указанных в пп.3.5.3 – 3.5.4, во взаимосогласованном порядке.

---

<sup>2</sup> За исключением случаев, когда функции агентов по коммерческому учету и агентов по урегулированию отклонений совмещены в одной организационной структуре.



**УТВЕРЖДЕНА**

Решением Электроэнергетического Совета СНГ

Протокол № 45 от 25 апреля 2014 года

**КОНЦЕПЦИЯ СОЗДАНИЯ СИСТЕМЫ КОНТРОЛЯ ПОКАЗАТЕЛЕЙ  
КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ ПРИМЕНИТЕЛЬНО К  
МЕЖГОСУДАРСТВЕННЫМ ЛИНИЯМ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ**

Разработана Обществом с ограниченной ответственностью Научно-производственное предприятие «Энерготехника» (ООО НПП «Энерготехника»), ФГУП «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы» (ФГУП «ВНИИМС»).

**СОДЕРЖАНИЕ**

Введение	36
1. Область применения	37
2. Нормативные ссылки	37
3. Термины, определения, обозначения и сокращения	40
4. Общие положения	44
5. Нормативно-методическое обеспечение	46
6. Основные требования к системе	47
7. Методические указания по контролю качества электрической энергии с помощью системы	53
8. Техническое обеспечение	60
9. Метрологическое обеспечение	64
10. Информационное обеспечение	68
11. Программное обеспечение	72
12. Организационное обеспечение	73
13. Приложение А. Состав документов по нормативному, техническому и методическому обеспечению в области качества электрической энергии	77
14. Приложение Б. Структурная схема системы	79
15. Приложение В. Перечень нормативных, технических и методических документов, в соответствии с которыми осуществляется метрологическое обеспечение системы	80
16. Приложение Г. Перечень средств измерений ПКЭ, выпускаемых в государствах-участниках СНГ и дальнего зарубежья	82
17. Библиография	89

## **Введение**

Настоящая Концепция разработана с целью формирования общих организационных и технических требований к построению эффективной системы контроля показателей качества электрической энергии при ее передаче по межгосударственным линиям электропередачи (далее – система), а также определения способов и средств достижения оптимальной точности и достоверности измерений показателей качества электрической энергии и других параметров электрических величин. Для практического создания системы контроля показателей качества электрической энергии на МГЛЭП необходимо принятие и введение в действие комплекса нормативных, методических и технических документов, регламентирующих различные аспекты контроля качества электрической энергии. При разработке этих документов положения настоящей Концепции могут быть использованы в качестве рекомендуемых.

Качество электрической энергии является важным фактором электромагнитной совместимости технических средств. Соблюдение норм качества электрической энергии является необходимым условием нормального функционирования подключаемого к сети электрооборудования. Снижение качества электрической энергии может привести к нарушениям режимов работы электрооборудования, что снижает его эксплуатационную надежность, проявляющуюся в сокращении срока службы, выходу из строя, возникновению аварий и поражению обслуживающего персонала.

В настоящее время контроль качества электрической энергии носит, как правило, периодический характер. Соответствие обязательным требованиям к электрической энергии и другим требованиям стандартов на нормы качества электрической энергии в подавляющем большинстве случаев проверяется в результате проведения краткосрочных испытаний электрической энергии (сертификационных, периодических, арбитражных и др.). Результаты краткосрочных испытаний электрической энергии не могут быть достоверно распространены на интервалы времени, в течение которых контроль качества электрической энергии не проводился. Кроме того, контроль качества электрической энергии по некоторым показателям качества электрической энергии (параметрам провалов напряжений и временных перенапряжений) принципиально требует проведения длительных испытаний продолжительностью до одного года.

Для выполнения современных требований, предъявляемых к надежности электроснабжения и качеству электроэнергии, необходимо создание эффективной системы управления качеством электрической энергии в электросетевых компаниях. Создание систем контроля качества электрической энергии, осуществляющих непрерывный мониторинг значений показателей качества электрической энергии и обладающих возможностью анализа причин его ухудшения, является необходимым условием успешной реализации проектов, связанных с разработкой эффективных систем управления качеством электроэнергии.

Концепция создания системы включает комплекс основных принципов и организационно-технических предложений по разработке всех видов обеспечения измерительных систем контроля качества электроэнергии на электрических подстанциях среднего, высокого и сверхвысокого напряжения МГЛЭП, включая нормативное, методическое, техническое, метрологическое, информационное,

программное и организационное обеспечение. При разработке настоящей Концепции учитывались положения действующих международных, межгосударственных и национальных (государств-участников СНГ) нормативных, технических и методических документов в области контроля качества электрической энергии.

## **1 Область применения**

Настоящая Концепция или отдельные ее положения могут быть использованы в качестве рекомендаций при разработке или модернизации измерительных систем контроля качества электроэнергии в национальных электросетевых компаниях с учетом их организационно-технических особенностей.

Настоящая Концепция разработана для применения системы на электрических подстанциях, участвующих в транспортировке электрической энергии по межгосударственным линиям электропередачи.

## **2 Нормативные ссылки**

В настоящей Концепции использованы:

ТР ТС 004/2011 Технический регламент Таможенного союза. О безопасности низковольтного оборудования

ТР ТС 020/2011 Технический регламент Таможенного союза. Электромагнитная совместимость технических средств

ГОСТ 8.401–80 Государственная система обеспечения единства измерений. Классы точности средств измерений. Общие требования

ГОСТ 12.2.049–80 Система стандартов безопасности труда. Оборудование производственное. Общие эргономические требования

ГОСТ 1983–2001 Трансформаторы напряжения. Общие технические условия

ГОСТ 7746–2001 Трансформаторы тока. Общие технические условия

ГОСТ 13109–97 Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения

ГОСТ 30804.3.2–2013<sup>1)</sup> Совместимость технических средств электромагнитная. Эмиссия гармонических составляющих тока техническими средствами с потребляемым током не более 16 А (в одной фазе). Нормы и методы испытаний

ГОСТ 30804.3.3–2013<sup>1)</sup> Совместимость технических средств электромагнитная. Ограничение изменений напряжения, колебаний напряжения и фликера в низковольтных системах электроснабжения общего назначения. Технические средства с потребляемым током не более 16 А (в одной фазе), подключаемые к электрической сети при несоблюдении определенных условий подключения. Нормы и методы испытаний

ГОСТ 30804.4.7–2013<sup>1)</sup> Совместимость технических средств электромагнитная.

---

<sup>1)</sup> Принят Межгосударственным советом по стандартизации, метрологии и сертификации (Протокол № 43-2013 от 07.06.2013).

Общее руководство по средствам измерений и измерениям гармоник и интергармоник для систем электроснабжения и подключаемых к ним технических средств

ГОСТ 30804.4.30–2013<sup>1)</sup> Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Методы измерений показателей качества электрической энергии

ГОСТ 30804.6.2–2013<sup>2)</sup> Совместимость технических средств электромагнитная. Устойчивость к электромагнитным помехам технических средств, применяемых в промышленных зонах. Требования и методы испытаний

ГОСТ 30804.6.4–2013<sup>2)</sup> Совместимость технических средств электромагнитная. Электромагнитные помехи от технических средств, применяемых в промышленных зонах. Нормы и методы испытаний

ГОСТ 30805.22–2013<sup>1)</sup> Совместимость технических средств электромагнитная. Оборудование информационных технологий. Радиопомехи промышленные. Нормы и методы измерений

ГОСТ 30969–2002 (МЭК 61326-1:1997) Совместимость технических средств электромагнитная. Электрическое оборудование для измерения, управления и лабораторного применения. Требования и методы испытаний

ГОСТ 32144–2013<sup>1)</sup> Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения

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

ГОСТ Р 8.655–2009 Государственная система обеспечения единства измерений. Средства измерений показателей качества электрической энергии. Общие технические требования

ГОСТ Р 51275–2006 Защита информации. Объект информатизации. Факторы, воздействующие на информацию. Общие положения

ГОСТ Р 51317.3.2–2006 (МЭК 61000-3-2:2005) Совместимость технических средств электромагнитная. Эмиссия гармонических составляющих тока техническими средствами с потребляемым током не более 16 А (в одной фазе). Нормы и методы испытаний

ГОСТ Р 51317.3.3–2008 (МЭК 61000-3-3:2005) Совместимость технических средств электромагнитная. Ограничение изменений напряжения, колебаний напряжения и фликера в низковольтных системах электроснабжения общего назначения. Технические средства с потребляемым током не более 16 А (в одной фазе), подключаемые к электрической сети при несоблюдении определенных условий подключения. Нормы и методы испытаний

ГОСТ Р 51317.4.7–2008 (МЭК 61000-4-7:2002) Совместимость технических средств электромагнитная. Общее руководство по средствам измерений и измерениям

---

<sup>1)</sup> Принят Межгосударственным советом по стандартизации, метрологии и сертификации (Протокол № 55-П от 25.03.2013).

<sup>2)</sup> Принят Межгосударственным советом по стандартизации, метрологии и сертификации (Протокол № 43-2013 от 07.06.2013).

гармоник и интергармоник для систем электроснабжения и подключаемых к ним технических средств

ГОСТ Р 51317.4.15–2012 (МЭК 61000-4-15:2010) Совместимость технических средств электромагнитная. Фликерметр. Функциональные и конструктивные требования

ГОСТ Р 51317.4.30–2008 (МЭК 61000-4-30:2008) Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Методы измерений показателей качества электрической энергии

ГОСТ Р 51317.6.2–2007 (МЭК 61000-6-2:2005) Совместимость технических средств электромагнитная. Устойчивость к электромагнитным помехам технических средств, применяемых в промышленных зонах. Требования и методы испытаний

ГОСТ Р 51317.6.4–2009 (МЭК 61000-6-4:2006) Совместимость технических средств электромагнитная. Электромагнитные помехи от технических средств, применяемых в промышленных зонах. Нормы и методы испытаний

ГОСТ Р 51317.6.5–2006 (МЭК 61000-6-5:2001) Совместимость технических средств электромагнитная. Устойчивость к электромагнитным помехам технических средств, применяемых на электростанциях и подстанциях. Требования и методы испытаний

ГОСТ Р 51318.11–2006 (СИСПР 11:2004) Совместимость технических средств электромагнитная. Промышленные, научные, медицинские и бытовые (ПНМБ) высокочастотные устройства. Радиопомехи индустриальные. Нормы и методы измерений

ГОСТ Р 51318.22–2006 (СИСПР 22:2006) Совместимость технических средств электромагнитная. Оборудование информационных технологий. Радиопомехи индустриальные. Нормы и методы измерений

ГОСТ Р 51318.24–99 (СИСПР 24–97) Совместимость технических средств электромагнитная. Устойчивость оборудования информационных технологий к электромагнитным помехам. Требования и методы испытаний

ГОСТ Р 51522.1–2011 (МЭК 61326-1:2005) Совместимость технических средств электромагнитная. Электрическое оборудование для измерения, управления и лабораторного применения. Часть 1. Общие требования и методы испытаний

ГОСТ Р 51522.2.1–2011 (МЭК 61326-2-1:2005) Совместимость технических средств электромагнитная. Электрическое оборудование для измерения, управления и лабораторного применения. Часть 2-1. Частные требования к чувствительному испытательному и измерительному оборудованию, незащищенному в отношении электромагнитной совместимости. Испытательные конфигурации, рабочие условия и критерии качества функционирования

ГОСТ Р 52069.0–2013 Защита информации. Система стандартов. Основные положения

ГОСТ Р 54130–2010 Качество электрической энергии. Термины и определения

ГОСТ Р 54149–2010 Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения

ДСТУ EN 50160:2010 (EN 50160:2007, IDT) Характеристики напряжения в системах электроснабжения общего назначения

ДСТУ IEC 60044-1:2008 Трансформаторы измерительные. Часть 1. Трансформаторы тока (IEC 60044-1:2003 IDT)

ДСТУ IEC 60044-2:2008 Трансформаторы измерительные. Часть 2. Индуктивные трансформаторы напряжения (IEC 60044-2:2003 IDT)

СТБ МЭК 61000-3-2-2006 Электромагнитная совместимость. Часть 3-2. Нормы. Нормы эмиссии гармонических составляющих тока для оборудования с потребляемым током большим или равным 16 А в одной фазе

СТБ МЭК 61000-3-3-2005 Электромагнитная совместимость. Часть 3-3. Нормы. Ограничение изменений, колебаний напряжения и фликера в низковольтных системах электроснабжения для оборудования с номинальным током большим или равным 16 А в одной фазе, которое не подлежит условному соединению

СТБ IEC 61000-6-2-2011 Электромагнитная совместимость. Часть 6-2. Общие стандарты. Помехоустойчивость оборудования, предназначенного для установки в промышленных зонах

СТБ IEC 61000-6-4-2012 Электромагнитная совместимость. Часть 6-4. Общие стандарты. Помехоэмиссия от оборудования, предназначенного для установки в промышленных зонах

СТБ EN 55011–2012 Электромагнитная совместимость. Радиопомехи от промышленных, научных и медицинских (ПНМ) высокочастотных устройств. Нормы и методы измерений

СТБ EN 55024–2006 Электромагнитная совместимость. Оборудование информационных технологий. Характеристики помехоустойчивости. Нормы и методы измерений

СанПиН 2.2.2/2.4.1340–03 Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы

ГН от 28.06.2013 № 59 Гигиенический норматив «Предельно-допустимые уровни нормируемых параметров при работах с видеодисплейными терминалами и электронно-вычислительными машинами» (Республика Беларусь).

### **3 Термины, определения, обозначения и сокращения**

#### **3.1 Термины и определения**

В настоящей Концепции применены термины с соответствующими определениями, установленными в ГОСТ 13109, ГОСТ Р 54130, ГОСТ 30804.4.30 (ГОСТ Р 51317.4.30), ГОСТ 30804.4.7 (ГОСТ Р 51317.4.7), а также следующие термины и определения:

**3.1.1 измерительная система:** совокупность измерительных, связующих, вычислительных компонентов, образующих измерительные каналы, и вспомогательных устройств (компонентов измерительной системы), функционирующих как единое целое, предназначенных для:

- получения информации о состоянии объекта с помощью измерительных

преобразований в общем случае множества изменяющихся во времени и распределенных в пространстве величин, характеризующих это состояние;

- машинной обработки результатов измерений;
- регистрации и индикации результатов измерений и результатов их машинной обработки;
- преобразования этих данных в выходные сигналы системы в разных целях.

[ГОСТ Р 8.596-2002, пункт 3.1]

**3.1.2 методика (метод) измерений:** совокупность конкретно описанных операций, выполнение которых обеспечивает получение результатов измерений с установленными показателями точности.

**3.1.3 аттестация методик измерений:** исследование и подтверждение соответствия методик измерений установленным метрологическим требованиям к измерениям.

[ГОСТ Р 8.563-2009, пункт 3.2]

**3.1.4 верхнее (нижнее) значение показателей качества электрической энергии:** значение верхней (нижней) границы диапазона, которому принадлежат 95 % результатов измерений за время проведения испытаний.

**3.1.5 наибольшее (наименьшее) значение показателей качества электрической энергии:** наибольшее (наименьшее) из всех измеренных за время проведения испытаний значений показателей качества электрической энергии.

**3.1.6 среднее напряжение:** напряжение, номинальное среднеквадратическое значение которого превышает 1 кВ, но не превышает 35 кВ.

[ГОСТ Р 54149-2010, пункт 3.1.12]

**3.1.7 высокое напряжение:** напряжение, номинальное среднеквадратическое значение которого превышает 35 кВ, но не превышает 220 кВ.

[ГОСТ Р 54149-2010, пункт 3.1.13]

**3.1.8 сверхвысокое напряжение:** напряжение, номинальное среднеквадратическое значение которого превышает 220 кВ.

**3.1.9 качество электрической энергии:** степень соответствия характеристик электрической энергии в данной точке электрической системы совокупности нормированных показателей качества.

[ГОСТ Р 51317.4.30-2008, пункт 3.20]

**3.1.10 электроэнергетические величины:** физические величины, используемые в электроэнергетике для описания технологических процессов и решения измерительных задач, возникающих при производстве, передаче и использовании электрической энергии.

**Примечание** - В настоящей Концепции в качестве электрических величин рассматриваются: переменное напряжение, сила тока, углы фазовых сдвигов, мощность и энергия.

**3.1.11 параметр (электрической величины):** вспомогательная величина, количественно характеризующая какое-либо свойство данной электроэнергетической величины.

Пример – В качестве параметров силы электрического тока используются: среднеквадратическое значение силы тока, коэффициент искажения синусоидальности тока и др.

**3.1.12 системы единичного производства:** системы однократного производства, повторное изготовление которых не предусмотрено.

Примечание – Как правило, системы единичного производства проектируются из компонентов, выпускаемых различными изготовителями, и принимаются как законченные изделия непосредственно на объекте эксплуатации (ИС-2 по ГОСТ Р 8.596).

**3.1.13 системы серийного производства:** системы, которые производятся постоянно (многократно) или периодически повторяющимися партиями.

Примечание – Системы серийного производства выпускаются изготовителем как законченные укомплектованные изделия (ИС-1 по ГОСТ Р 8.596).

**3.1.14 статистические характеристики ПКЭ:** результаты математической обработки объединенных (усредненных) на стандартных интервалах времени (см. п.7.5.1) результатов измерений ПКЭ, используемые при контроле качества электрической энергии для сравнения с нормативными значениями.

Примечание – В качестве статистических характеристик в настоящей Концепции используются: наибольшее и наименьшее значения ПКЭ (3.1.5), верхнее и нижнее значения ПКЭ (3.1.4), относительное время (относительно общей продолжительности испытаний) выхода значений ПКЭ за пределы области нормально допустимых значений и относительное время выхода значений ПКЭ за пределы области предельно допустимых значений.

**3.1.15 среднеквадратическое значение напряжения:** значение, равное корню квадратному из среднего арифметического значения квадратов мгновенных значений напряжения, измеренных в течение установленного интервала времени и в установленной полосе частот.

Примечания

1. Время измерения среднеквадратического значения напряжения, используемого при обнаружении и определении параметров провалов напряжений, перенапряжений и прерываний напряжений в соответствии с ГОСТ 30804.4.30 (ГОСТ Р 51317.4.30), равно одному периоду сигнала основной частоты (см.п.6.4.1).

2.Время измерения среднеквадратического значения напряжения, используемого для определения ПКЭ, характеризующего медленные изменения напряжения, в соответствии с ГОСТ 30804.4.30 (ГОСТ Р 51317.4.30) равно длительности основного измерительного интервала (10 периодов сигналов основной частоты) или длительности интервалов времени, используемых для определения объединенных (усредненных) результатов измерений (см.п.6.2).

3. Полоса частот при измерении среднеквадратического значения напряжения включает гармонические составляющие с 1 до 50 порядка.

**3.1.16 среднеквадратическое значение силы тока:** значение, равное корню квадратному из среднего арифметического значения квадратов мгновенных значений силы тока, измеренных в течение установленного интервала времени и в установленной полосе частот.

Примечания

1. Время измерения среднеквадратического значения силы тока в соответствии с ГОСТ 30804.4.30 (ГОСТ Р 51317.4.30) равно длительности основного измерительного интервала (10 периодов сигналов основной частоты) или длительности интервалов времени, используемых для определения объединенных (усредненных) результатов измерений (см.п.6.2).

2. Полоса частот при измерении среднеквадратического значения силы тока включает гармонические составляющие с 1 до 50 порядка.

### 3.2 Обозначения

В настоящей Концепции применены следующие обозначения:

$h$  – номер интергармонической составляющей;

$n$  – номер гармонической составляющей;

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

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

$\delta U_y$  – установившееся отклонение напряжения;

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

$K_{0U}$  – коэффициент несимметрии напряжений по нулевой последовательности;

$\Delta f$  – отклонение частоты;

$I$  – среднеквадратическое значение силы тока;

$\varphi_{UI(1)}$  – угол фазового сдвига между током и напряжением основной частоты;

$P$  – активная мощность;

$Q$  – реактивная мощность;

$S$  – полная мощность;

$W_A$  – активная энергия;

$W_P$  – реактивная энергия.

### 3.3 Сокращения

В настоящей Концепции используются следующие сокращения:

БД – база данных;

ЕСПД – единая система программной документации;

ИВК – информационно-вычислительный комплекс;

ИИК ТК – измерительно-информационный комплекс точек контроля;

ИС – измерительная система;

МГЛЭП – межгосударственные линии электропередачи;

ПКЭ – показатели качества электрической энергии;

ПО – программное обеспечение;

СНГ – Содружество Независимых Государств;

СУБД – система управления базами данных;

ТН – измерительный трансформатор напряжения;

ТТ – измерительный трансформатор тока;

ЦСОД – центр сбора и обработки данных.

## 4 Общие положения

### 4.1 Назначение системы

Разрабатываемая система контроля показателей качества электрической энергии предназначена для:

- непрерывного автоматизированного контроля показателей качества электрической энергии на соответствие требованиям нормативных документов СНГ на нормы качества электрической энергии и условиям договорных отношений при передаче электрической энергии;

- получения измерительной информации, необходимой для анализа качества электрической энергии и разработки организационно-технических мероприятий, направленных на обеспечение необходимого уровня качества (управления качеством) электрической энергии;

- получения измерительной информации, необходимой для взаимодействия между субъектами хозяйствования государств-участников СНГ при урегулировании вопросов качества электрической энергии.

### 4.2 Основные принципы организации системы

При организации системы контроля показателей 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 электроэнергии, 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 государств-участников СНГ;

- 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 до глобальной сети измерительных систем, установленных на всех электрических подстанциях, связанных с МГЛЭП) характер.

#### 4.3 Интеграция систем учета количества и контроля качества электроэнергии

Результатом развития системы контроля качества электрической энергии может стать её интеграция с автоматизированными информационно-измерительными системами коммерческого или технического учета электроэнергии. В результате такой интеграции могут быть найдены эффективные решения задачи определения взаимосвязи количественных и качественных характеристик электрической энергии как товара. В рассматриваемой системе рекомендуется использовать общий измерительно-вычислительный компонент – многофункциональный прибор, в котором объединены функции счетчика электрической энергии и измерителя ПКЭ.

Развитие автоматизированных информационно-измерительных систем учета электрической энергии и появление системы контроля качества электрической энергии приведет или может привести к созданию инновационного продукта – автоматизированных информационно-измерительных систем учета и контроля качества электрической энергии. Технические предпосылки создания подобных систем в виде современных интеллектуальных многофункциональных средств измерений уже имеются.

#### 4.4 Анализ качества электрической энергии в сетях среднего, высокого и сверхвысокого напряжения

В последние годы в некоторых государствах-участниках СНГ были проведены исследования качества электрической энергии в электрических сетях разных уровней напряжения.

Наибольший интерес представляют исследования, проведенные в сетях высокого и сверхвысокого напряжения. Исследования, проведенные на ряде магистральных подстанций 330-750 кВ Украины [2], [3], показывают, что даже в системообразующих сетях наблюдаются случаи превышения нормативных значений ПКЭ, характеризующих отклонение напряжения и искажение синусоидальности напряжения (коэффициентов искажения синусоидальности и коэффициентов гармонических составляющих). Полученные в результате исследований результаты показывают на необходимость постоянного контроля качества электрической энергии на магистральных подстанциях и проведения организационно-технических мероприятий, направленных на улучшение качества электроэнергии в сетях сверхвысокого напряжения.

Энергетическое обследование электрических сетей 110 кВ в «МРСК Сибири» [4] также выявило существенные искажения синусоидальности напряжения и тока в сетях высокого напряжения. На это же указывают данные, полученные в результате исследований влияния несинусоидальных и нелинейных нагрузок на качество электрической энергии [5]. По данным, полученным в результате исследований на некоторых подстанциях высокого и сверхвысокого напряжения Сибири, Урала и Центра [6], можно сделать вывод, что существенные значения коэффициентов

гармонических составляющих напряжений (3, 5 гармоники) наблюдаются и на уровнях напряжений 220 кВ.

Превышения нормативных значений ПКЭ, характеризующих несимметрию напряжений в сетях высокого и сверхвысокого напряжения, наблюдаются существенно реже, чем в сетях среднего напряжения. Тем не менее, в качестве электроприемников, создающих несимметрию напряжений в сетях 110 кВ, превышающую предельно допустимые значения ПКЭ, называются тяговые подстанции переменного тока, способные поднять значения коэффициентов несимметрии напряжений по обратной последовательности до 4,6 % [7], [8], [9].

Мировой опыт создания систем контроля качества электрической энергии, включая крупные общенациональные системы США, Канады, Румынии и Колумбии, приведен в научной работе [10].

## **5 Нормативно-методическое обеспечение.**

### **5.1 Общие положения**

В настоящей Концепции под нормативно-методическим обеспечением понимается совокупность документов нормативного, технического и методического характера в области качества электрической энергии, используемых в процессе создания системы и устанавливающих:

- состав измеряемых ПКЭ;
- нормативные значения, в пределах которых должны находиться значения ПКЭ в электрических сетях;
- правила организации и проведения измерений параметров напряжения в электрических сетях;
- методику проверки соответствия значений ПКЭ в электрических сетях установленным нормативным значениям;
- требования к средствам измерений, применяемым при проведении измерений ПКЭ и других параметров электроэнергетических величин в электрических сетях.

### **5.2 Назначение, цели и задачи нормативно-технического обеспечения**

Проектирование системы и ее эксплуатации на основе нормативного, технического и методического обеспечения используется для:

- формирования в техническом задании и конструкторских документах на систему технических требований к системе, в частности требований к метрологическим характеристикам;
- выбора измерительных и измерительно-вычислительных компонентов (ТН, ТТ, измерителей ПКЭ и др.), применяемых в составе измерительных каналов системы;
- разработки методик измерений ПКЭ с помощью системы.

### **5.3 Состав нормативно-методического обеспечения:**

- технические регламенты государств-участников СНГ;
- межгосударственные стандарты, правила и рекомендации по

межгосударственной стандартизации;

- технические регламенты Евразийского экономического сообщества, технические регламенты Таможенного союза и иные технические регламенты (директивы), принятые международными договорами;

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

- национальные стандарты, руководящие документы, методические указания, инструкции, правила, методики и рекомендации, принятые органами исполнительной власти государств-участников СНГ;

- отраслевые стандарты и стандарты организаций, действующие на территории государств-участников СНГ;

- нормативно-технические документы, разработанные в соответствии с «Положением о порядке разработки, согласования и утверждения единой для государств-участников СНГ нормативно-технической документации по обеспечению параллельной работы электроэнергетических систем».

Справочные данные о составе действующих документов, а также проектах международных стандартов в области качества электрической энергии приведены в Приложении А.

## **6 Основные требования к системе**

### **6.1 Требования к функциональным характеристикам**

Система должна обеспечивать выполнение следующих функций:

- управление конфигурацией системы и задание параметров работы компонентов системы;

- непрерывные измерения ПКЭ и других параметров электроэнергетических величин в линиях электропередачи разных классов напряжения на электрических подстанциях;

- обработка результатов измерений параметров электроэнергетических величин, в том числе расчет статистических характеристик ПКЭ;

- хранение результатов измерений ПКЭ и других параметров электроэнергетических величин;

- формирование отчетов о качестве электрической энергии;

- 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.

## 6.2 Требования к метрологическим характеристикам

### 6.2.1 Показатели точности системы при измерениях ПКЭ

Требования к показателям точности системы при измерениях ПКЭ в электрических сетях среднего, высокого и сверхвысокого напряжения в нормальных и рабочих условиях применения приведены в Таблице 6.1. Значения доверительных границ погрешности с доверительной вероятностью 0,95 указаны с учетом метрологических характеристик измерителей ПКЭ классов «А» и «S», ТН классов точности 0,2 и 0,5 и потерь напряжения в линиях связи между ТН и измерителями ПКЭ (0,25 % от номинального вторичного напряжения ТН).

Метрологические характеристики измерений ПКЭ, характеризующие несинусоидальность напряжений (коэффициенты искажения синусоидальности напряжений, коэффициенты гармонических составляющих напряжений, коэффициенты интергармонических составляющих напряжений) и случайные события (параметры провалов напряжений, перенапряжений, прерываний напряжений), устанавливаются в методиках измерений ПКЭ при контроле качества электрической энергии.

Таблица 6.1 – Показатели точности системы при измерениях ПКЭ

ПКЭ	Доверительные границы абсолютной погрешности			
	ТН класса точности 0,2 и измеритель ПКЭ класса «А»		ТН класса точности 0,5 и измеритель ПКЭ класса «S»	
	нормальные условия <sup>1)</sup>	рабочие условия <sup>2)</sup>	нормальные условия <sup>1)</sup>	рабочие условия <sup>2)</sup>
Отрицательное отклонение напряжения $\delta U_{(-)}$ , %	± 0,4	± 0,5	± 1,0	± 1,2
Положительное отклонение напряжения $\delta U_{(+)}$ , %	± 0,4	± 0,5	± 1,0	± 1,2
Установившееся отклонение напряжения $\delta U_y$ , %	± 0,5	± 0,6	± 1,0	± 1,2
Коэффициент несимметрии напряжений по обратной последовательности $K_{2U}$ , %	± 0,4	± 0,5	± 0,7	± 0,8
Коэффициент несимметрии напряжений по нулевой последовательности $K_{0U}$ , %	± 0,4	± 0,5	± 0,7	± 0,8
Отклонение частоты $\Delta f$ , Гц	± 0,01 <sup>3)</sup>	± 0,03 <sup>3)</sup>	± 0,05 <sup>3)</sup>	± 0,1 <sup>3)</sup>
<sup>1)</sup> Нормальные условия применения устанавливаются только для измерителя ПКЭ по ГОСТ 22261. <sup>2)</sup> Рабочие условия применения соответствуют 3 группе (климатические воздействия) по ГОСТ 22261. <sup>3)</sup> Определяется только измерителем ПКЭ.				

6.2.2 Показатели точности системы при измерениях тока, углов фазовых сдвигов между напряжением и током, мощности и энергии

Показатели точности системы при измерениях тока, углов фазовых сдвигов, мощности и энергии в нормальных и рабочих условиях применения приведены в Таблице 6.2. Значения доверительных границ погрешности с доверительной

вероятностью 0,95 указаны с учетом метрологических характеристик измерителей ПКЭ классов «А» и «S», а также ТТ классов точности 0,2S и 0,5S, ТН классов точности 0,2 и 0,5 и потерь напряжения на линиях связи между ТН и измерителями ПКЭ (0,25 % от номинального вторичного напряжения ТН).

Метрологические характеристики измерений тока, характеризующие гармонические и интергармонические составляющие измеряемых сигналов, устанавливаются в методиках измерений параметров электрических величин при непрерывном мониторинге качества электрической энергии.

Таблица 6.2 – Показатели точности системы при измерениях параметров силы тока, углов фазовых сдвигов, мощности и энергии

Измеряемый параметр	Коэффициент мощности $(\sin(\varphi_{UI(1)}))^{1)}$	Доверительные границы погрешности <sup>2)</sup> : абсолютной ( $\Delta$ ), относительной ( $\delta$ , %), приведенной <sup>3)</sup> ( $\gamma$ , %)			
		ТТ класса точности 0,2S, ТН класса точности 0,2 и измеритель ПКЭ класса «А»		ТТ класса точности 0,5S, ТН класса точности 0,5 и измеритель ПКЭ класса «S»	
		нормальные условия <sup>4)</sup>	рабочие условия <sup>5)</sup>	нормальные условия <sup>4)</sup>	рабочие условия <sup>5)</sup>
Среднеквадратическое значение силы тока $I$	–	$\pm 0,3$ ( $\gamma$ )	$\pm 0,4$ ( $\gamma$ )	$\pm 1,5$ ( $\gamma$ )	$\pm 2,0$ ( $\gamma$ )
Угол фазового сдвига между током и напряжением $\varphi_{UI(1)}$	–	$\pm 0,7^\circ$ ( $\Delta$ )	$\pm 1,0^\circ$ ( $\Delta$ )	$\pm 1,0^\circ$ ( $\Delta$ )	$\pm 1,2^\circ$ ( $\Delta$ )
Активная мощность $P$	1,0	$\pm 1,0$ ( $\delta$ )	$\pm 1,2$ ( $\delta$ )	$\pm 1,6$ ( $\delta$ )	$\pm 2,0$ ( $\delta$ )
	0,5	$\pm 1,5$ ( $\delta$ )	$\pm 2,0$ ( $\delta$ )	$\pm 2,5$ ( $\delta$ )	$\pm 3,0$ ( $\delta$ )
Реактивная мощность $Q$	1,0	$\pm 1,0$ ( $\delta$ )	$\pm 1,2$ ( $\delta$ )	$\pm 1,6$ ( $\delta$ )	$\pm 2,0$ ( $\delta$ )
	0,5	$\pm 1,5$ ( $\delta$ )	$\pm 2,0$ ( $\delta$ )	$\pm 2,5$ ( $\delta$ )	$\pm 3,0$ ( $\delta$ )
Полная мощность $S$	–	$\pm 1,0$ ( $\delta$ )	$\pm 1,2$ ( $\delta$ )	$\pm 1,6$ ( $\delta$ )	$\pm 2,0$ ( $\delta$ )
Количество активной энергии $W_A$	1,0	$\pm 1,0$ ( $\delta$ )	$\pm 1,2$ ( $\delta$ )	$\pm 1,6$ ( $\delta$ )	$\pm 2,0$ ( $\delta$ )
	0,5	$\pm 1,5$ ( $\delta$ )	$\pm 2,0$ ( $\delta$ )	$\pm 2,5$ ( $\delta$ )	$\pm 3,0$ ( $\delta$ )
Количество реактивной энергии $W_P$	1,0	$\pm 1,5$ ( $\delta$ )	$\pm 2,0$ ( $\delta$ )	$\pm 2,0$ ( $\delta$ )	$\pm 2,5$ ( $\delta$ )
	0,5	$\pm 1,5$ ( $\delta$ )	$\pm 2,0$ ( $\delta$ )	$\pm 2,5$ ( $\delta$ )	$\pm 3,0$ ( $\delta$ )

<sup>1)</sup> Для активной мощности и активной энергии – коэффициент мощности, для реактивной мощности и реактивной энергии – коэффициент  $\sin(\varphi_{UI(1)})$ .

<sup>2)</sup> Значения погрешности указаны для диапазона значений силы тока от  $0,2 \cdot I_{\text{ном}}$  до  $I_{\text{макс}}$ , где  $I_{\text{ном}}$  – номинальное значение силы тока и диапазона значений напряжения от  $0,9 \cdot U_{\text{ном}}$  до  $1,1 \cdot U_{\text{ном}}$ , где  $U_{\text{ном}}$  – номинальные значения напряжения.

<sup>3)</sup> Погрешность, приведенная к максимальному значению силы тока  $I_{\text{макс}}$ .

<sup>4)</sup> Нормальные условия применения устанавливаются только для измерителя ПКЭ по ГОСТ 22261.

<sup>5)</sup> Рабочие условия применения соответствуют 3 группе (климатические воздействия) по ГОСТ 22261.

## 6.3 Требования безопасности

### 6.3.1 Требования безопасности к низковольтной части системы

Соответствие требованиям безопасности компонентов, входящих в низковольтную часть (до 1000 В) системы единичного производства, должно подтверждаться проведением соответствующих испытаний и принятием декларации соответствия техническому регламенту Таможенного союза «О безопасности низковольтного оборудования» (ТР ТС 004/2011) или техническому регламенту Евразийского экономического сообщества, а в случае их отсутствия и для государств, не входящих в указанные организации, – техническому регламенту или иным нормативным документам государств-участников СНГ, устанавливающим обязательные требования.

Соответствие требованиям безопасности системы серийного производства должны подтверждаться проведением испытаний и принятием декларации соответствия техническому регламенту Таможенного союза «О безопасности низковольтного оборудования» (ТР ТС 004/2011) или техническому регламенту Евразийского экономического сообщества, а в случае их отсутствия и для государств, не входящих в указанные организации, – техническим регламентам или иным устанавливающим обязательные требования документам государств-участников СНГ, распространяющимся на данный вид оборудования.

### 6.3.2 Требования безопасности к высоковольтной части системы

Измерительные трансформаторы напряжения и трансформаторы тока, являющиеся измерительными компонентами систем единичного производства, или стандартные трансформаторы, к которым подключается базовый блок систем серийного производства, до вступления в действие технических регламентов, распространяющихся на высоковольтное оборудование, должны иметь сертификаты или декларации соответствия обязательным требованиям национальных систем сертификации (в Российской Федерации система сертификации ГОСТ Р). Трансформаторы тока должны соответствовать ГОСТ 7746 или ДСТУ ІЕС 60044-1:2008. Трансформаторы напряжения должны соответствовать ГОСТ 1983 или ДСТУ ІЕС 60044-2:2008.

## 6.4 Требования электромагнитной совместимости

### 6.4.1 Требования электромагнитной совместимости к компонентам системы единичного производства

Соответствие требованиям электромагнитной совместимости компонентов системы единичного производства должны подтверждаться проведением соответствующих испытаний и принятием декларации соответствия техническому регламенту Таможенного союза «Электромагнитная совместимость технических средств» (ТР ТС 020/2011) или техническому регламенту Евразийского экономического сообщества, а в случае их отсутствия и для государств, не входящих в указанные организации, – техническим регламентами или иным нормативным документам государств-участников СНГ, устанавливающим обязательные требования.

### 6.4.2 Требования электромагнитной совместимости к системам серийного производства

Соответствие требованиям электромагнитной совместимости типовой системы

должны подтверждаться проведением испытаний и принятием декларации или сертификата соответствия техническому регламенту Таможенного союза «Электромагнитная совместимость технических средств» (ТР ТС 020/2011) или техническому регламенту Евразийского экономического сообщества, а в случае их отсутствия и для государств, не входящих в указанные организации, – техническим регламентами или иным нормативным документам государств-участников СНГ, устанавливающим обязательные требования.

Виды испытаний на электромагнитную совместимость, степень жесткости испытаний и критерии качества функционирования оборудования во время испытаний должны быть указаны в технических условиях на типовую систему.

6.4.3 Основными документами для определения устойчивости к различным видам электромагнитных помех и норм воздействия должны быть ГОСТ 30804.6.2 (ГОСТ Р 51317.6.2, ГОСТ ИЕС 61000-6-2), ГОСТ Р 51522.1 (ГОСТ 30969), ГОСТ Р 51522.2.1, ГОСТ Р 51318.24 (СТБ EN 55024), ГОСТ Р 51317.6.5.

Основными документами норм помехоэмиссии должны быть ГОСТ 30804.6.4 (ГОСТ Р 51317.6.4, СТБ ИЕС 61000-6-4), ГОСТ Р 51522.1 (ГОСТ 30969), ГОСТ Р 51318.11 (СТБ EN 55011), ГОСТ 30805.22 (ГОСТ Р 51318.22), ГОСТ 30804.3.2 (ГОСТ Р 51317.3.2, СТБ МЭК 61000-3-2), ГОСТ 30804.3.3 (ГОСТ Р 51317.3.3, СТБ МЭК 61000-3-3).

## 6.5 Требования к конструкции

Все компоненты системы, кроме измерительных компонентов, выполняющих функцию масштабирующих преобразователей (измерительных трансформаторов напряжения и тока), и связующих компонентов в виде линий связи между масштабирующими преобразователями и измерителями ПКЭ должны размещаться в электротехнических шкафах. Отдельные компоненты (например, измеритель ПКЭ со вспомогательным оборудованием) могут помещаться в малогабаритных электротехнических шкафах. Обеспечение температурного режима в шкафах должно осуществляться за счёт естественной или принудительной вентиляции.

Размещение технических средств, используемых персоналом при эксплуатации ИВК, должно соответствовать требованиям эргономики для производственного оборудования по ГОСТ 12.2.049. Технические средства ИВК должны размещаться с соблюдением требований СанПиН 2.2.2/2.4.1340 и ГОСТ 30805.22 (ГОСТ Р 51318.22) для оборудования класса А, а также обеспечивать удобство технического обслуживания. Массогабаритные характеристики компонентов системы должны обеспечивать их удобное и безопасное размещение внутри шкафов. Должны быть предусмотрены варианты размещения ИВК и измерителей ПКЭ в общих шкафах с целью упрощения конструкции и снижения стоимости системы. Должны быть предусмотрены меры защиты от ошибочных действий персонала, от случайного изменения и разрушения информации и программ, а также от несанкционированного доступа.

## 6.6 Требования к надёжности системы

Требования к надёжности системы должны быть установлены с учетом уровня надёжности лучших отечественных и зарубежных аналогов (прототипов), экономических и других факторов. Надёжность системы в целом и каждой ее автоматизированной функции должна быть достаточной для достижения

установленных целей функционирования системы при заданных условиях применения. Работы по обеспечению надежности обязательны при разработке, создании и эксплуатации системы.

Для обеспечения надежности системы на стадиях проектирования, создания и эксплуатации должны использоваться следующие методы:

- построение системы в виде функционально распределенной структуры;
- аппаратное, информационное и программное резервирование, включая резервное копирование данных;
- реализация контроля правильности функционирования оборудования (тестовый контроль работоспособного состояния, контроль кодовых обменов и т.п.);
- обеспечение бесперебойного питания оборудования системы путем применения источников бесперебойного питания;
- реализация мер по обеспечению помехозащищенности (экранирование линий связи, выполнение требуемых правил заземления);
- хранение программ и наиболее важных данных в энергонезависимой памяти;
- организация защиты данных и программного обеспечения от несанкционированного доступа;
- обеспечение требуемых для оборудования системы климатических и электромагнитных условий эксплуатации (установка в специальных помещениях, шкафах, применение дополнительных кожухов).

При производстве плановых (профилактических) работ на оборудовании системы её надежность не должна снижаться. При выявлении отказов компонентов в системе необходимо обеспечить целостность и корректность информации.

Система должна иметь следующие показатели надежности:

- средняя наработка на отказ должна быть не менее 35000 ч.
- средний срок службы должен быть не менее 25 лет.

Система должна быть восстанавливаемой. Среднее время восстановления работоспособного состояния должно быть не более 4 ч.

#### 6.7 Требования к электропитанию

Все оборудование системы должно иметь схему электропитания, обеспечивающую сохранение работоспособности при кратковременных перерывах электропитания. При отключении электропитания в системе должна обеспечиваться целостность и корректность информации в базе данных.

Электропитание компонентов системы должно осуществляться следующим образом:

- от сети переменного тока напряжением 220 В и частотой 50 Гц;
- от резервных источников питания переменного тока напряжением 220 В частотой 50 Гц или постоянного тока напряжением 220 В.

Непрерывность электропитания должна обеспечиваться применением источников бесперебойного питания и использованием резервных источников

питания. При пропадании (прерывании, провале) напряжения основного электропитания должно производиться автоматическое переключение на резервное электропитание. После восстановления подачи напряжения основного электропитания должно осуществляться автоматическое переключение на основное электропитание.

## **7 Методические указания по контролю качества электрической энергии с помощью системы**

### 7.1 Общие положения

Для выполнения измерений с требуемой точностью при контроле качества электрической энергии с помощью системы должна быть разработана методика измерений ПКЭ. В этом документе должна содержаться следующая информация:

- виды контроля качества электрической энергии (см. 7.2);
- перечень точек контроля качества электрической энергии с указанием мест установки и характеристик измерительных компонентов (см. 7.9);
- перечень измеряемых ПКЭ и других параметров электроэнергетических величин (см. 7.3);
- нормы качества электрической энергии (см. 7.4);
- требования к измерениям (см. 7.5);
- требования к показателям точности измерений (см. 7.5.3);
- методика математической обработки результатов измерений (см. 7.6);
- формы представления результатов контроля качества электрической энергии (см. 7.7);
- продолжительность контроля качества электрической энергии (см. 7.8).

### 7.2 Виды испытаний и контроля качества электрической энергии

Методика измерений ПКЭ должна предусматривать проведение следующих видов контроля качества электрической энергии:

- непрерывный (технологический) контроль качества электрической энергии;
- контроль при рассмотрении претензий к качеству электрической энергии.

### 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.

#### 7.3.6 Параметры электрической мощности:

- активная мощность (включает мощности гармоник, интергармоник, информационных сигналов в электрических сетях);
- активная мощность основной частоты;
- реактивная мощность (включает мощности гармоник, интергармоник, информационных сигналов в электрических сетях);
- реактивная мощность основной частоты;

- полная мощность (включает мощности гармоник, интергармоник, информационных сигналов в электрических сетях);
- полная мощность основной частоты;
- активная мощность  $n$ -ой гармонической составляющей;
- реактивная мощность  $n$ -ой гармонической составляющей;
- полная мощность  $n$ -ой гармонической составляющей;
- активные мощности прямой, обратной и нулевой последовательностей;
- реактивные мощности прямой, обратной и нулевой последовательностей;
- полные мощности прямой, обратной и нулевой последовательностей.

#### 7.3.7 Количество электрической энергии:

- количество активной энергии;
- количество реактивной энергии.

#### 7.4 Нормы качества электрической энергии

Нормативные значения ПКЭ должны устанавливаться с учетом требований нормативных документов Электроэнергетического Совета СНГ на нормы качества электрической энергии, а при их отсутствии – с учетом требований ГОСТ 13109 или ГОСТ 32144 (ГОСТ Р 54149, ДСТУ EN 50160).

Нормативные значения ПКЭ, устанавливаемые в национальных стандартах государств-участников СНГ, рекомендуется приводить в соответствие с указанными стандартами.

#### 7.5 Требования к измерениям

7.5.1 Длительность измерительных интервалов времени и интервалов времени, в течение которых производится объединение (усреднение) результатов измерений

Длительность интервала времени, в течение которого происходит измерение среднеквадратического значения напряжения, используемое для обнаружения и определения параметров провала напряжения, перенапряжения и прерывания напряжения, равно одному периоду сигнала основной частоты, начиная с пересечения нуля напряжением основной частоты. Данные значения определяются через каждую половину периода сигнала основной частоты.

Длительность основного измерительного интервала времени при определении значений ПКЭ, характеризующих медленные изменения напряжения, несимметрию и несинусоидальность, а также параметров силы тока, мощности и углов фазовых сдвигов должна быть равна длительности 10 периодов (10T) сигналов основной частоты (0,2 с при частоте 50 Гц). Для измерений частоты (отклонений частоты) должен быть использован специальный измерительный интервал времени равный 10 с.

Для получения объединенных (усредненных) 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.

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

#### 7.5.2 Классы процессов измерений, используемые в измерителях ПКЭ

Измерения ПКЭ в рассматриваемых приборах производятся в соответствии с требованиями ГОСТ 30804.4.30 (ГОСТ Р 51317.4.30), устанавливающими два основных класса процессов измерений «А» и «S». Классы процессов измерений определяют требования к алгоритмам измерений и метрологическим характеристикам.

Мобильные приборы, применяемые для проведения точных измерений при краткосрочных испытаниях электрической энергии с целью проверки соответствия значений ПКЭ нормам качества электроэнергии, должны соответствовать классу процессов измерений «А».

Для непрерывного контроля (мониторинга) ПКЭ и других параметров электроэнергетических величин в составе измерительных систем рекомендуется использовать измерители ПКЭ с классом процессов измерений «А».

#### 7.5.3 Показатели точности измерений

7.5.3.1 Показатели точности средств измерений, которые применяются при контроле качества электрической энергии, должны быть выражены в виде пределов (или доверительных границ) погрешности. Показатели точности измерителей ПКЭ должны соответствовать требованиям ГОСТ 30804.4.30 (ГОСТ Р 51317.4.30). Формы выражения пределов погрешностей должны быть установлены в документации на средства измерений конкретного типа по ГОСТ 8.009 и ГОСТ 8.401.

7.5.3.2 Показатели точности измерений ПКЭ при проведении измерений в электрических сетях среднего и высокого напряжения должны быть выражены в виде неопределенности измерений и установлены в документации на систему, в том числе в методике измерений ПКЭ.

#### 7.5.4 Маркирование результатов измерений

Маркирование должно проводиться при воздействии провалов напряжения, перенапряжений и прерываний напряжения. Маркирование должно выполняться при проведении измерений показателей качества электрической энергии, относящихся к частоте, значению напряжения, дозе фликера, несимметрии напряжений, гармоникам и интергармоникам напряжения, напряжениям сигналов, передаваемым по электрическим сетям, и при измерениях отрицательного и положительного отклонений напряжения. Если во время конкретного интервала времени какое-либо значение маркируется, то объединенный результат измерений, включающий в себя это значение, тоже должен маркироваться.

#### 7.6 Математическая обработка результатов измерений

7.6.1 Для ПКЭ, характеризующих медленные изменения напряжения, частоту, искажения синусоидальности, 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 выхода значений ПКЭ за пределы области нормально допустимых значений;

- относительное время выхода значений ПКЭ за пределы области предельно допустимых значений.

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

7.6.2 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 среднее квадратическое значение напряжения во время действия случайного события и его длительность.

7.6.3 В методике контроля качества электрической энергии должен быть установлен порядок использования маркированных результатов измерений. При определении необходимости использования (или не использования) маркированных результатов измерений следует руководствоваться положениями стандартов на нормы качества электрической энергии или условиями договоров на оказание услуг по передаче электрической энергии на объектах электроэнергетики (электрических подстанциях), расположенных на МГЛЭП.

## 7.7 Формы представления результатов контроля качества электрической энергии

Результаты контроля качества электрической энергии должны представляться протоколами испытаний электрической энергии и дополнительными материалами, оформляемыми по результатам контроля качества электрической энергии.

Протокол испытаний электрической энергии должен содержать следующую информацию:

а) результаты измерений в точке контроля, которые должны быть представлены в виде:

- наибольшего значения ПКЭ за интервал расчета статистических характеристик;

- наименьшего значения ПКЭ за интервал расчета статистических характеристик;

- верхнего значения ПКЭ (верхней границы интервала значений ПКЭ, содержащего 95 % результатов измерений, полученных за интервал времени, в течение которого производился расчет статистических характеристик);

- нижнего значения ПКЭ (нижней границы интервала значений ПКЭ, содержащего 95 % результатов измерений, полученных за интервал времени, в течение которого производился расчет статистических характеристик);

- относительного времени выхода значений ПКЭ за пределы области нормально допустимых значений;

- относительного времени выхода значений ПКЭ за пределы области предельно допустимых значений;

б) нормативное значение (норма) для измеренного значения;

в) максимальное значение погрешности измерений;

г) пределы допускаемой погрешности измерений.

Протокол краткосрочных испытаний электрической энергии должен дополнительно содержать следующую информацию:

- наименование документа («Протокол испытаний электрической энергии»);

- наименование организации, проводившей испытания;

- наименование организации, заказавшей испытания;

- идентификационные данные пункта контроля качества электрической энергии;

- наименование нормативного документа на методику измерений ПКЭ;

- перечень средств измерений, применяемых при испытаниях;

- условия проведения испытаний;

- приложение с результатами измерений мощности нагрузки ТН;

- приложение с результатами измерений показателей качества электрической энергии за время испытаний;

- заключение по результатам испытаний электрической энергии (качество электрической энергии (ПКЭ) соответствует установленным нормам);

- должность, подпись и расшифровку подписи (инициалы и фамилию) лица, проводившего испытания;

- дату проведения испытаний.

В качестве дополнительного материала, оформленного по результатам контроля качества электрической энергии, могут быть представлены графики в виде:

- зависимости значений измеряемых параметров от времени;
- зависимости двух произвольных параметров друг от друга;
- спектров сигналов (для гармонических и интергармонических составляющих);
- гистограмм основных ПКЭ, указанных в 7.3.2.3;
- векторных диаграмм сигналов токов и напряжений основной частоты, а также гармонических составляющих.

#### 7.8 Продолжительность контроля качества электрической энергии

Контроль качества электрической энергии с помощью системы должен производиться непрерывно. Для оценки соответствия ПКЭ установленным нормативным значениям должны использоваться интервалы времени с длительностью, определенной в стандартах на нормы качества электрической энергии. Для ПКЭ, характеризующих медленные изменения напряжения, эти интервалы времени равны 24 часам или 7 суткам. Для ПКЭ, характеризующих случайные события, этот интервал времени равен 1 году.

#### 7.9 Точки контроля качества электрической энергии

Контроль качества электрической энергии рекомендуется осуществлять на всех присоединениях электрических подстанций, участвующих в межгосударственных перетоках электрической энергии.

### 8 Техническое обеспечение

#### 8.1 Средства измерений ПКЭ, используемые при контроле качества электрической энергии

Для непрерывного мониторинга ПКЭ и других параметров электроэнергетических величин на уровне электрических подстанций среднего и высокого напряжения предусматривается использование измерительных систем серийного или единичного производства (соответственно ИС-1 и ИС-2 по ГОСТ Р 8.596), в состав которых в качестве измерительно-вычислительных компонентов рекомендуется включать измерители ПКЭ с классом процессов измерений «А».

При дополнительных краткосрочных испытаниях электрической энергии должны быть использованы измерители ПКЭ с классом процессов измерений «А» по ГОСТ 30804.4.30 (ГОСТ Р 51317.4.30).

#### 8.2 Структура системы

8.2.1 В зависимости от особенностей энергообъекта (электрической подстанции) система может быть двухуровневой или трехуровневой. Общая структурная схема системы приведена в Приложении Б. С помощью позиции 1 на схеме показаны каналы передачи данных во внешние информационные системы при двухуровневой структуре системы. С помощью позиции 2 показаны каналы передачи данных и связанные с ними компоненты системы при трехуровневой организации системы.

Первый уровень системы включает в себя измерительно-информационный комплекс точек контроля (ИИК ТК), состоящий из измерительных каналов (ИК). В состав ИК системы входят следующие компоненты:

- измерительные трансформаторы напряжения (измерительные компоненты);
- измерительные трансформаторы тока (измерительные компоненты);
- измерители ПКЭ (измерительно-вычислительные или комплексные компоненты);
- линии связи между ТН и измерителями ПКЭ, а также линии связи между ТТ и измерителями ПКЭ (связующие компоненты).

Второй уровень системы состоит из устройства сбора и обработки информации (вычислительный компонент) и модуля интерфейсов (связующий компонент).

Третий уровень системы содержит информационно-вычислительный комплекс энергообъекта (ИВК энергообъекта).

8.2.2 Измерители ПКЭ предназначены для автоматического измерения параметров электроэнергетических величин (включая показатели качества электроэнергии, их статистической обработки, хранения в энергонезависимой памяти и передачи информации в устройство сбора и обработки информации).

8.2.3 Устройство сбора и обработки информации используется для автоматизированного сбора, обработки и хранения результатов измерений, а также передачи данных в ИВК, расположенный на энергообъекте (3 уровень системы) или в ЦСОД (центре сбора и обработки данных), входящем в информационные системы верхнего уровня, если ИВК на энергообъекте отсутствует.

8.2.4 ИВК энергообъекта является основным вычислительным компонентом системы. ИВК используется для обработки и хранения результатов контроля качества электрической энергии, автоматической диагностики состояния средств измерений, подготовки отчетов и передачи требуемых данных в системы верхнего уровня.

ИВК должен входить в состав систем контроля качества электроэнергии крупных энергообъектов с большим числом точек контроля и несколькими устройствами сбора и обработки информации. Возможность использования ИВК возникает также, если в составе обслуживающего персонала энергообъекта имеются квалифицированные специалисты, непосредственно осуществляющие контроль качества электрической энергии.

8.2.5 Модуль интерфейсов предназначен для передачи данных между измерителями ПКЭ и промышленным компьютером. Модуль интерфейсов может содержать коммутаторы, преобразователи интерфейсов, модемы, интерфейсные линии связи (связующие компоненты).

8.2.6 Измерительные и измерительно-вычислительные компоненты являются индивидуальными для каждого измерительного канала системы. Вычислительный компонент является общим для всех измерительных каналов (ИВК) или для части измерительных каналов системы (устройство сбора и обработки информации).

8.2.7 Система обеспечения единого времени предназначена для синхронизации работы системы и формируется на всех уровнях. Коррекцию времени таймеров измерителей ПКЭ осуществляет ИВК при расхождении времени в системе более чем

на 1 с. Единое время должно обеспечиваться от: GPS, ГЛОНАСС или по сети Ethernet от сервера единого времени. При невозможности осуществления коррекции времени от ИВК синхронизация осуществляется в каждом измерителе ПКЭ с применением отдельных приёмников GPS, ГЛОНАСС.

### 8.3 Технические характеристики компонентов системы

#### 8.3.1 Функциональные требования к измерительным каналам.

Измерительные каналы должны обеспечивать:

- автоматическое измерение ПКЭ;
- автоматическое измерение времени;
- хранение (архивирование) результатов измерений;
- автоматическую регистрацию событий;
- безопасность хранения информации и программного обеспечения (далее - ПО) в соответствии с ГОСТ Р 52069.0 и ГОСТ Р 51275;
- предоставление доступа к измеренным значениям параметров и «Журналам событий» со стороны ИВК;
- конфигурирование и параметрирование технических средств.

#### 8.3.2 Требования к трансформаторам тока и напряжения:

- трансформаторы тока должны соответствовать требованиям ГОСТ 7746 или ДСТУ ІЕС 60044-1:2008 и иметь класс точности 0,2S или 0,5S;
- трансформаторы напряжения должны соответствовать требованиям ГОСТ 1983 или ДСТУ ІЕС 60044-2:2008 и иметь класс точности 0,2 или 0,5.

#### 8.3.3 Требования к связующим компонентам:

а) потери напряжения в цепи «трансформатор напряжения – измеритель ПКЭ» не должны превышать 0,25 % номинального вторичного напряжения трансформатора напряжения;

б) измеритель ПКЭ должен быть подключен к измерительным трансформаторам отдельными кабелями, защищенными от короткого замыкания, при этом подсоединение кабелей к измерителю должно быть проведено через испытательную коробку или через измерительные клеммы, снабжённые размыкателями (обеспечивающими замыкание вторичных обмоток трансформаторов тока) и защищённые от несанкционированного доступа.

#### 8.3.4 Требования к измерителям ПКЭ

Требования к измерителям ПКЭ устанавливаются в межгосударственном стандарте или нормативно-техническом документе Электроэнергетического Совета СНГ, устанавливающим технические требования к регистраторам показателей качества электроэнергии.

Обзор современных измерителей ПКЭ, выпускаемых в государствах-участниках СНГ и дальнего зарубежья, представлен в Приложении Г.

#### 8.3.5 Требования к ИВК

ИВК должен обеспечивать выполнение функций в соответствии с

информационным и программным обеспечением. В состав ИВК должны входить:

- промышленный компьютер с устройствами ввода-вывода и отображения информации;

- вспомогательные компоненты (источники бесперебойного питания, автоматические выключатели, коммутационные устройства и др.).

Используемый в ИВК промышленный компьютер должен обладать необходимой производительностью, а также возможностью:

- взаимодействия с измерителями ПКЭ;
- обработки получаемой информации;
- представления результатов в удобной форме;
- обмена информацией с другими системами;
- контроля функционирования технических средств ИВК.

ИВК должен иметь конструкцию, позволяющую устанавливать его в стандартные электротехнические шкафы.

#### 8.3.6 Требования к каналам связи

Каналы связи между ИВК и системами верхнего уровня должны предусматривать возможность:

- передачи результатов измерения в режиме автоматической передачи данных;
- передачи результатов измерения в режиме выполнения запроса «по требованию»;

- резервирования каналов связи с разделением основного и резервного каналов на физическом и логическом уровнях.

В качестве основного канала рекомендуется использовать выделенный канал связи до сети провайдера Интернет или канал единой сети связи электроэнергетики.

В качестве резервного канала связи могут быть использованы:

- телефонная сеть общего пользования;
- GSM-сеть связи;
- ведомственная сеть связи;
- другие линии и сети связи, удовлетворяющие настоящим требованиям по надёжности и скорости передачи данных.

Резервный канал связи рекомендуется организовывать со скоростью передачи не менее 9600 бит/с.

Связь системы по основному каналу с системами верхнего уровня должна осуществляться с помощью интерфейса Ethernet спецификаций 10BASE-T и 100BASE-TX с поддержкой протоколов обмена:

- МЭК 60870-5-101 (МЭК-101);
- МЭК 60870-5-104 (МЭК-104);
- Modbus (RTU, ASCII);

- Modbus TCP.

В качестве каналов связи между ИИК ТК и ИВК на физическом уровне должны быть использованы отдельно выделенные линии:

- интерфейса RS-485;
- интерфейса Ethernet.

В качестве протоколов обмена между ИИК ТК и ИВК могут использоваться протоколы, поддерживаемые измерителями ПКЭ.

## **9 Метрологическое обеспечение**

### **9.1 Общие положения**

9.1.1 Под метрологическим обеспечением системы понимается деятельность метрологических служб, направленная на разработку нормативной, методической и метрологической документации, проведение комплекса организационно-технических мероприятий, обеспечивающих единство и требуемую точность измерений, а также разработку, выбор и применение рабочих и эталонных средств измерений при создании, испытаниях и эксплуатации системы.

9.1.2 Метрологическое обеспечение системы должно осуществляться в соответствии с национальным законодательством, а также нормативными, техническими и методическими документами в области обеспечения единства измерений государств-участников СНГ в части измерений при выполнении работ по оценке соответствия электрической энергии обязательным требованиям. Справочные данные о составе действующих нормативных, технических и методических документов в области обеспечения единства измерений, в соответствии с которыми должно осуществляться метрологическое обеспечение системы, приведены в Приложении В.

9.1.3 Метрологическое обеспечение системы должно осуществляться на всех этапах жизненного цикла системы и включать в себя следующие виды деятельности:

#### а) на этапе проектирования:

- 1) нормирование, расчет метрологических характеристик измерительных каналов системы;
- 2) метрологическую экспертизу технической документации;
- 3) разработку проекта методики измерений ПКЭ;
- 4) разработку методик поверки и калибровки системы;
- 5) согласование проекта смежными субъектами.

#### б) на этапе ввода в эксплуатацию:

- 1) испытания в целях утверждения типа (или метрологическая аттестация) системы в соответствии с законодательством об обеспечении единства измерений государств-участников СНГ;
- 2) согласование и утверждение методик поверки и калибровки;
- 3) утверждение типа (или метрологическая аттестация) системы в соответствии с законодательством об обеспечении единства измерений государств-участников

СНГ;

4) аттестацию методики измерений ПКЭ;

5) метрологическое обследование измерительных каналов системы с оформлением паспортов-протоколов измерительных каналов системы;

6) первичную поверку и калибровку системы;

в) на этапе эксплуатации:

1) периодическую поверку и калибровку системы;

2) метрологический надзор за состоянием и применением системы, применением методик измерений ПКЭ.

Методики измерений, поверки и калибровки должны быть общими для участников общего электроэнергетического рынка государств-участников СНГ.

## 9.2 Метрологическое обеспечение на этапе проектирования

9.2.1 Нормирование, расчет метрологических характеристик измерительных каналов системы

9.2.1.1 Метрологические характеристики системы должны устанавливаться для каждого измеряемого параметра и ПКЭ в каждом измерительном канале системы.

9.2.1.2 В техническом задании на разработку (проектирование) системы должны быть установлены метрологические характеристики системы в соответствии с ГОСТ 8.009 и с учетом МИ 2439. Показатели точности системы могут быть установлены в виде пределов допускаемой погрешности или границ (верхней и нижней) интервала, в котором находится погрешность с заданной вероятностью.

9.2.1.3 Установленные значения показателей точности системы должны соответствовать требованиям к точности измерений ПКЭ при контроле качества электрической энергии на МГЛЭП, установленным в соответствующих нормативно-технических документах.

9.2.1.4 Метрологические характеристики, нормированные изготовителем системы, должны обеспечивать:

- расчет характеристик погрешности (неопределенности) измерений, выполняемых посредством измерительного канала в рабочих условиях применения;

- контроль при испытаниях и поверке системы на соответствие нормированным метрологическим характеристикам измерительного канала системы.

9.2.1.5 Характеристики погрешности каждого канала системы могут быть нормированы в нормальных условиях применения и в рабочих условиях применения при таких значениях влияющих величин, когда характеристики погрешности измерительного канала принимают по модулю наибольшее значение. Рекомендуется также нормировать характеристики погрешности измерительного канала для промежуточных сочетаний влияющих величин (см. ГОСТ Р 8.596).

9.2.1.6 Установленные значения характеристик погрешности для каждого измерительного канала системы должны быть подтверждены их расчетом на основе характеристик всех компонентов, входящих в измерительный канал, включая оценку влияния программного обеспечения.

9.2.1.7 Расчет характеристик погрешности измерительных каналов системы должен выполняться в соответствии с МИ 222, а также ГОСТ Р 54500.3, МИ 2083, Р 50.2.038–2004, РД 50–453–84.

9.2.1.8 Методика расчета с примером расчета характеристик погрешности измерительных каналов системы должна быть приведена в эксплуатационной документации на систему.

## 9.2.2 Метрологическая экспертиза технической документации

Метрологическую экспертизу документов на систему, указанных в ГОСТ 8.437, проводят в соответствии с РМГ 63 и МИ 1314. При проведении метрологической экспертизы рекомендуется также использовать ГОСТ Р 8.596.

## 9.2.3 Разработка проекта методики измерений ПКЭ

9.2.3.1 Измерения ПКЭ с помощью системы должны выполняться с применением методики измерений.

Разработку методики измерений необходимо осуществлять в соответствии с ГОСТ 8.010; при оформлении документа на методику измерений необходимо также учитывать требования МИ 3269.

9.2.3.2 В документе на методику измерений ПКЭ должна содержаться следующая информация:

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

## 9.2.4 Разработка методик поверки и калибровки системы

9.2.4.1 Построение, изложение и оформление документа по поверке системы должно соответствовать РМГ 51.

9.2.4.2 В документе на методику поверки системы должны быть установлены требования к проведению следующих видов поверок:

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

9.2.4.3 В документе на методику поверки системы должны быть даны прямые

указания, касающиеся видов поверки средств измерений, входящих в состав измерительных каналов системы:

- при комплектной поверке измерительных каналов системы (метрологические характеристики проверяют для измерительного канала в целом) средства измерений, поверяемые комплектно в составе измерительного канала, не должны подлежать отдельной поверке в соответствии с нормативными документами, регламентирующими их поверку;

- при поэлементной поверке измерительных каналов системы должны быть указаны средства измерений, поверяемые отдельно в соответствии с нормативными документами, регламентирующими их поверку.

9.2.4.4 В целях сокращения продолжительности первичной поверки после ремонта (замены) компонентов измерительных каналов системы рекомендуется в документе на методику поверки системы предусматривать различный объем операций поверки в зависимости от изменений в измерительном канале (проведение поверки только в объеме вносимых изменений).

9.2.4.5 В документе на методику поверки системы должны быть приведены требования к проверке программного обеспечения.

### 9.3 Метрологическое обеспечение на этапе ввода в эксплуатацию

9.3.1 Измерительные системы подлежат испытаниям в целях утверждения типа (или метрологической аттестации) в соответствии с законодательством, а также нормативными, техническими и методическими документами в области обеспечения единства измерений государств-участников СНГ.

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

Построение, содержание и оформление документов, необходимых для проведения испытаний в целях утверждения типа системы и метрологической аттестации системы (программа испытаний в целях утверждения типа, описание типа системы, программа метрологической аттестации), должны соответствовать нормативным, техническим и методическим документам в области обеспечения единства измерений государств-участников СНГ.

9.3.2 Документ на методику поверки системы в целях утверждения её типа должен утверждаться руководителем организации, проводившей испытания (метрологическую аттестацию) системы, по результатам испытаний или по результатам метрологической аттестации системы.

9.3.3 Методики измерений ПКЭ должны быть аттестованы в соответствии с требованиями, установленными законодательством, а также нормативными, техническими и методическими документами в области обеспечения единства измерений государств-участников СНГ.

9.3.4 Измерительные каналы системы подлежат метрологическому обследованию, включающему в себя следующие виды работ:

- определение мощности нагрузки трансформаторов напряжения;
- определение вторичной нагрузки трансформаторов тока;
- определение падения напряжения на линиях связи между трансформаторами

напряжения и измерителями ПКЭ.

Измерения при проведении указанных выше работ должны выполняться в соответствии с МИ 3195, МИ 3196, РД 34.35.305 или по другим аттестованным методикам (методам) измерений.

По результатам метрологического обследования каждый измерительный канал системы должен иметь паспорт-протокол, составленный по утвержденной форме и согласованный сторонами (субъектами хозяйствования сопредельных государств-участников СНГ). Паспорта-протоколы должны быть универсальными для учета электроэнергии и контроля качества электроэнергии.

#### 9.4 Метрологическое обеспечение на этапе эксплуатации

9.4.1 Организация, применяющая систему, обязана своевременно представлять эту систему на периодическую поверку через определенные межповерочные интервалы, установленные при утверждении типа (метрологической аттестации) системы.

Организации, осуществляющие поверку 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 законодательством, а также нормативными, техническими и методическими документами в области обеспечения единства измерений государств-участников СНГ.

Порядок представления системы на поверку и порядок проведения поверки должны соответствовать порядку проведения поверки средств измерений, установленному в соответствии с законодательством, а также нормативными, техническими и методическими документами в области обеспечения единства измерений государств-участников СНГ.

Поверка системы должна проводиться в соответствии с документом на методику поверки по результатам испытаний в целях утверждения типа (метрологической аттестации) системы.

9.4.2 Организация, порядок проведения и содержание работ, проводимых при государственном метрологическом надзоре и метрологическом надзоре, осуществляемом метрологической службой организации, применяющей систему, должны определяться в соответствии с законодательством, а также нормативными, техническими и методическими документами в области обеспечения единства измерений государств-участников СНГ.

## **10 Информационное обеспечение**

### 10.1 Общие требования

При определении основных принципов информационного обеспечения системы рассматриваются:

- состав, структура и способы организации информации в системе;
- информационный обмен между компонентами системы (сбор, обработка и передача информации);

- информационная совместимость со смежными системами;
- возможности использования систем управления базами данных;
- способы и виды представления информации;
- способы защиты информации;
- хранение, обновление, контроль и восстановление информации.

## 10.2 Состав данных в системе

В системе присутствуют следующие виды данных:

- параметры конфигурации измерителей ПКЭ и системы;
- измерительная информация (результаты измерений и их статистические характеристики);
- результаты аналитической обработки информации;
- протоколы работы системы и отдельных ее компонентов.

### 10.2.1 Параметры конфигурации

Различные группы параметров конфигурации относятся как к конфигурации системы в целом, так и ее отдельных компонентов (прежде всего измерителей ПКЭ). Можно выделить следующие группы параметров:

- общие параметры (значение текущего времени, дата, значение величины коррекции времени и др.);
- нормативные значения ПКЭ (нормально и предельно допустимые значения ПКЭ);
- параметры, характеризующие объект испытаний (номинальные значения измеряемых величин, коэффициенты трансформации измерительных трансформаторов напряжения, значения первичных токов измерительных трансформаторов тока и др.);
- параметры, определяющие методы и алгоритмы контроля и анализа качества электрической энергии (значения используемых интервалов объединения, длительность испытаний и др.);
- параметры работы интерфейсов.

### 10.2.2 Измерительная информация

В системе используются следующие виды измерительной информации:

- а) значения параметров электроэнергетических величин с различными интервалами объединения:
  - стандартные интервалы (150Т / 10 сек / 1 мин / 10 мин / 2 часа по ГОСТ 30804.4.30 (ГОСТ Р 51317.4.30),
  - нестандартные интервалы, реализуемые в измерителях или в системе;
- б) статистические характеристики результатов измерений ПКЭ (за 24 часа / 7 суток);
- в) значения параметров случайных событий (провалы / перенапряжения / прерывания);

г) мгновенные значения измеряемых сигналов напряжения и тока (форма кривой);

д) параметры мощности и энергии, используемые при учете электрической энергии.

Каждый измеряемый параметр должен иметь следующие свойства:

- наименование;
- условное обозначение;
- единицу измерения;
- используемый интервал объединения;
- необходимые флаги достоверности.

### 10.2.3 Аналитическая обработка информации

В результате анализа измерительной информации в системе должны быть определены следующие данные:

- комплексные характеристики качества электрической энергии (соответствие или несоответствие нормативным значениям);
- направление распространения искажения качества электрической энергии;
- количество некачественной электрической энергии.

### 10.2.4 Протоколы работы системы

Система должна вести протокол своей работы. В протоколе работы системы фиксируются:

- события работы отдельных частей системы;
- события диагностики;
- нештатные ситуации;
- действия пользователя;
- другие важные события.

### 10.3 Способы и режимы передачи информации

В системе могут использоваться следующие способы получения измерительной информации:

- автоматизированный сбор данных с измерителей ПКЭ и запись в БД системы без участия пользователя;
- съем данных с измерителей ПКЭ силами пользователя (вручную либо с помощью утилит) с последующей записью в БД системы;
- расчет параметров в вычислительном компоненте системы на основании данных, предоставленных измерителями ПКЭ.

В процессе сбора данных с измерителей необходимо выполнять следующие условия:

- обеспечить устойчивость процесса обмена с измерителями, в т.ч. восстановление связи после ее разрыва;

- обеспечить возможность обмена с несколькими измерителями по одной линии связи;
- обеспечить возможность резервирования линий связи;
- использовать выделенные линии связи отдельно для процесса сбора и процесса конфигурирования;
- конфигурирование измерителя ПКЭ должно выполняться без остановки процесса сбора измерительной информации с других измерителей ПКЭ, входящих в систему;
- обеспечить периодическую проверку конфигурационных параметров измерителей с соответствующей информацией, хранимой в системе.

#### 10.4 Контроль значений параметров.

В системе должен осуществляться контроль выхода значений параметров за границы допустимого диапазона (или нескольких диапазонов). В качестве границ таких диапазонов могут быть использованы параметры работы измерителей ПКЭ или произвольные значения.

Для осуществления более гибкого контроля в течение суток возможно разделение суток на зоны, например для осуществления раздельного контроля в часы максимальных нагрузок и в остальное время суток.

#### 10.5 Сигнализация

В системе должны поддерживаться следующие типы сигнализации: звуковая и визуальная. Для каждого типа возможна настройка длительности сигнализации.

Список событий, для которых возможна установка сигнализации:

- выход значения за границу допустимого диапазона;
- нештатные ситуации.

#### 10.6 Представление информации

В системе должно быть реализовано визуальное представление информации в удобном для пользователя виде: в виде таблиц, графиков, векторных диаграмм, мнемосхем с оперативным обновлением информации. Форма и внешний вид, используемый для представления информации, может определяться как самой системой, так и настраиваться пользователем. Должна быть обеспечена возможность различного представления информации для разных целевых групп пользователей (диспетчеры, обслуживающий персонал, руководители и др.).

Также необходимо обеспечить формирование отчетных документов с возможностью их последующего вывода на печать. Форма и внешний вид документов, используемых для представления информации в отчете, может определяться как самой системой, так и настраиваться пользователем.

#### 10.7 Разграничение доступа к информации

Внутренняя система безопасности должна быть построена на основе разграничения прав доступа к информации. Для этого в системе должен быть определен список пользователей, работающих с ней.

## 10.8 Хранение данных

Результаты измерений в системе должны храниться в течение определенного интервала времени, называемого «глубиной хранения». Для каждого измеряемого параметра (группы параметров) должна быть возможность настроить собственное значение глубины хранения.

Система должна предоставлять возможность создания резервных копий всей хранящейся информации.

## 10.9 Система управления базами данных

В качестве СУБД должна быть выбрана надежная, устойчивая система, обеспечивающая целостное хранение данных в условиях многопользовательского распределенного доступа.

## 10.10 Внутрисистемные интерфейсы передачи информации

В качестве интерфейсов связи для взаимодействия с измерителями должны использоваться интерфейсы RS232, RS485 или Ethernet (с использованием протокола TCP/IP).

Части ПО системы должны взаимодействовать по протоколу TCP/IP.

## 10.11 Информационная совместимость со смежными системами

Информационная совместимость со смежными системами должна быть обеспечена следующими способами:

- экспорт внутренних данных во внешние системы;
- обмен данными с внешними системами по стандартным или взаимосогласованным протоколам.

# 11 Программное обеспечение

## 11.1 Документация

Документация на программное обеспечение должна быть оформлена в соответствии с требованиями стандартов ЕСПД.

## 11.2 Структура программного обеспечения

Программное обеспечение предпочтительно должно иметь модульную архитектуру «клиент-сервер». Модульный подход позволяет рассредоточить выполнение отдельных задач.

В состав программного обеспечения системы должны входить программные средства для диагностики и конфигурирования компонентов системы и контроля на достоверность входной информации.

## 11.3. Защита программного обеспечения и данных

Программное обеспечение системы должно иметь встроенные средства защиты от случайных или намеренных изменений его собственных компонентов и данных.

Защита прикладного программного обеспечения должна быть построена на основе использования механизма проверки контрольной суммы (контрольных сумм

компонентов и модулей). Возможна дополнительная защита с помощью сторонних программ-протекторов, а также аппаратных и программных ключей.

#### 11.4 Функциональные характеристики

Программное обеспечение системы должно быть достаточным для выполнения всех автоматизированных функций во всех регламентированных режимах функционирования системы.

Основные функциональные возможности системы:

- сбор данных со средств измерений;
- обработка и хранение различных качественных показателей энергопотребления;
- возможность просмотра данных с оперативным обновлением информации в виде таблиц, графиков, мнемосхем;
- формирование отчетных документов;
- экспорт и передача данных в другие системы;
- обмен данными с внешними системами по стандартным или взаимосогласованным протоколам;
- организация системы разграничения прав пользователей, гарантирующей высокий уровень безопасности и конфиденциальности.

#### 11.5 Взаимодействие с другим программным обеспечением

Взаимодействие с другим программным обеспечением может происходить в следующих случаях:

- доступ к данным из других систем;
- представление данных системы в форматах других систем (экспорт в форматы других систем).

Взаимодействие не должно приводить к сбоям в работе программного обеспечения системы или стороннего программного обеспечения. Взаимодействие должно осуществляться с использованием открытых механизмов/протоколов, либо с применением специально разработанных механизмов/протоколов.

## 12 Организационное обеспечение

12.1 Организационное обеспечение системы должно быть достаточным для эффективного выполнения обслуживающим персоналом возложенных на него обязанностей при осуществлении автоматизированных и связанных с ними неавтоматизированных функций системы.

#### 12.2 Задачи организационного обеспечения

Обслуживающий персонал системы должен быть подготовлен для выполнения следующих задач:

- контроль за поступлением информации по всем точкам контроля качества электрической энергии, входящим в состав системы, в соответствии с заданным режимом;

- передача потребителям информации в соответствии с регламентами взаимодействия;
- обеспечение целостности, достоверности и сохранности циркулирующей в системе информации;
- поддержание в актуальном рабочем состоянии полного объема оперативной, архивируемой и нормативной информации по контролю качества электроэнергии;
- защита информации от несанкционированного доступа;
- подготовка комплекса технических средств системы (измерительных компонентов, измерителей ПКЭ, ИВК, связующих компонентов, каналов связи) к работе, их технический осмотр, проверка наличия неисправностей;
- эксплуатация комплекса технических средств системы в соответствии с требованиями эксплуатационной документации;
- контроль за работой комплекса технических средств системы и принятие мер по своевременному и качественному выполнению их ремонта;
- обеспечение безотказной работы прикладного программного обеспечения системы и осуществление сопровождения внедренных программных средств;
- защита от несанкционированного доступа к коммуникациям и средствам связи;
- учет и хранение документации, имеющей отношение к системе;
- ведение на внешних носителях архива информации используемых программных средств и нормативно-справочной информации;
- подготовка документов и внешних носителей информации к последующему хранению и использованию;
- учет и обеспечение сохранности принятых на хранение документов и внешних носителей информации;
- выдача в установленном порядке документов и внешних носителей информации;
- учет использования документов и внешних носителей информации, хранящихся в архиве;
- защита от несанкционированного доступа метрологически значимых компонентов системы (измерительных трансформаторов тока и напряжения, средств измерений ПКЭ, вторичных линий связи «измерительные трансформаторы тока и напряжения – средства измерений ПКЭ»);
- поверка и калибровка системы и средств измерений, входящих в состав системы.

### 12.3 Организационная структура системы

Организационная структура системы должна позволять выполнять все функции системы с учетом их распределения по уровням управления. Должны быть

определены должностные лица, ответственные за выполнение следующих видов деятельности:

- обработку информации системы;
- администрирование системы;
- управление работой персонала по обслуживанию системы.

На основе вышеперечисленных задач обслуживающего персонала и видов деятельности организационная структура службы, создаваемой с целью обеспечения функционирования системы, должна состоять из следующих подразделений:

- группа эксплуатации;
- группа администрирования.

#### 12.4 Требования к обслуживающему персоналу

Квалификация персонала, обслуживающего систему, должна обеспечивать эффективное функционирование закрепленного оборудования во всех заданных режимах.

Персонал, обслуживающий систему, должен быть подготовлен к выполнению своих обязанностей в соответствии с должностными инструкциями и инструкциями по эксплуатации системы и входящего в ее состав оборудования.

К работе по эксплуатации, техническому обслуживанию и ремонту системы должны допускаться лица, прошедшие инструктаж по технике безопасности, имеющие квалификационную группу по электробезопасности не ниже III для электроустановок до 1000 В и прошедшие специальную подготовку по работе с системой.

Персонал, занимающийся обработкой результатов измерений, должен иметь образование не ниже среднего специального и обладать базовыми навыками работы с персональным компьютером (в объеме работы с текстовыми документами и электронными таблицами).

Численность, конкретный состав и режимы работы персонала системы должны быть определены с учетом положений, изложенных в отраслевых нормативных документах.

#### 12.5 Требования к документации организационного обеспечения

12.5.1 Инструкции организационного обеспечения системы должны определять действия персонала системы, необходимые для выполнения каждой автоматизированной функции во всех режимах функционирования системы с учетом заданных требований по безошибочности и скорости реализации персоналом системы своих функциональных обязанностей, а также содержать конкретные указания о действиях в случае возникновения аварийных ситуаций или нарушении нормальных условий функционирования системы. Требования к содержанию инструкций должны соответствовать РД 50–34.698 [11].

12.5.2 По каждой автоматизируемой функции, которая выполняется во взаимодействии данной системы с другими системами, инструкции персоналу рассматриваемой системы и этих систем должны быть взаимосвязаны для всех

режимов выполнения данной функции и содержать указания о действиях персонала при отказах технических средств системы.

12.5.3 В состав организационного обеспечения должны входить следующие документы:

- рабочая документация;
- эксплуатационная документация (включая паспорта (формуляры) на каждое средство измерений в составе системы);
- свидетельства о поверке и/или отметка о поверке в паспорте (формуляре) средств измерений, входящих в состав системы, в соответствии с законодательством об обеспечении единства измерений государств-участников СНГ;
- копии свидетельств об утверждении типа и описаний типа средств измерений, входящих в состав системы;
- оригинал свидетельства об утверждении типа (документ о метрологической аттестации) системы;
- аттестованная в установленном порядке методика измерений ПКЭ и документ об аттестации;
- утвержденная (согласованная) в установленном порядке методика поверки;
- паспорта-протоколы измерительных каналов системы, оформленные в установленном порядке и согласованные сторонами (субъектами хозяйствования сопредельных государств-участников СНГ).

12.5.4 В пояснительной записке рабочей документации должно быть приведено описание организационного обеспечения и разработана схема организационной структуры подразделений, создаваемой с целью обеспечения функционирования системы.

12.5.5 В состав эксплуатационной документации должны входить следующие документы:

- перечень (массив) входных данных;
- перечень выходных данных (отчетные формы);
- руководство оператора на программное обеспечение системы;
- инструкция по эксплуатации системы;
- формуляр на систему;
- эксплуатационная документация на все средства измерений, входящие в состав системы.

## Приложение А

### Состав документов по нормативному, техническому и методическому обеспечению в области качества электрической энергии

МЭК 61000-4-7:2002 Электромагнитная совместимость. Часть 4-7. Методики испытаний и измерений. Общее руководство по измерениям и приборам для измерения гармоник и промежуточных гармоник для систем энергоснабжения и связанного с ним оборудования (IEC 61000-4-7:2002 Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 4-7: Testing and measurement techniques – General guide on harmonics and interharmonics measurements and instrumentation, for power supply systems and equipment connected thereto)

МЭК 61000-4-15:2010 Электромагнитная совместимость. Часть 4-15. Методики испытаний и измерений. Фликерметр. Технические условия на функциональные характеристики и конструкцию (IEC 61000-4-15:2010 Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 4-15: Testing and measurement techniques – Flickermeter – Functional and design specifications)

МЭК 61000-4-30:2008 Электромагнитная совместимость (ЭМС). Часть 4-30. Техника испытаний и измерений. Методы измерений показателей качества электрической энергии (IEC 61000-4-30:2008 Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 4-30: Testing and measurement techniques – Power quality measurement methods)

МЭК/ТО 61869-103:2012 Трансформаторы измерительные. Использование измерительных трансформаторов для измерения качества электроэнергии (IEC/TR 61869-103:2012 Instrument transformers – The use of instrument transformers for power quality measurement)

Project IEC 62586-1 ed1.0 (2013-07) Power quality measurement in power supply systems – Part 1: Power quality instruments (PQI)

Project IEC 62586-2 ed1.0 (2013-07) Power quality measurement in power supply systems – Part 2: Functional tests and uncertainty requirements

ГОСТ 13109–97 Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения

ГОСТ 30804.4.7–2013<sup>1)</sup> Совместимость технических средств электромагнитная. Общее руководство по средствам измерений и измерениям гармоник и интергармоник для систем электроснабжения и подключаемых к ним технических средств

ГОСТ 30804.4.30–2013<sup>1)</sup> Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Методы измерений показателей качества электрической энергии

ГОСТ 30804.4.15–2002 (МЭК 61000-4-15:1997) Совместимость технических средств электромагнитная. Фликерметр. Технические требования и методы испытаний

ГОСТ 32144–2013<sup>1)</sup> Электрическая энергия. Совместимость технических

---

<sup>1)</sup> Принят Межгосударственным советом по стандартизации, метрологии и сертификации (Протокол № 55-П от 25.03.2013).

средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения

ГОСТ 32145–2013<sup>1)</sup> Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Контроль качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения

АСТ 329–2010 Электрическая энергия. Электромагнитная совместимость технических средств. Контроль качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения

ГОСТ Р 8.655–2009 Государственная система обеспечения единства измерений. Средства измерений показателей качества электрической энергии. Общие технические требования

ГОСТ Р 51317.4.7–2008 (МЭК 61000-4-7:2002) Совместимость технических средств электромагнитная. Общее руководство по средствам измерений и измерениям гармоник и интергармоник для систем электроснабжения и подключаемых к ним технических средств

ГОСТ Р 51317.4.15–2012 (МЭК 61000-4-15:2010) Совместимость технических средств электромагнитная. Фликерметр. Функциональные и конструктивные требования

ГОСТ Р 51317.4.30–2008 (МЭК 61000-4-30:2008) Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Методы измерений показателей качества электрической энергии

ГОСТ Р 53333–2008 Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Контроль качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения

ГОСТ Р 54149–2010 Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения

СТ РК ГОСТ Р 8.655–2011 Государственная система обеспечения единства измерений Республики Казахстан. Средства измерений показателей качества электрической энергии. Общие технические требования

СТ РК ГОСТ Р 51317.4.30–2011 Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Методы измерений показателей качества электрической энергии

ТКП 183.1–2009 (03130) Методические указания по контролю и анализу качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. Часть 1. Контроль качества электрической энергии

---

<sup>1)</sup> Принят Межгосударственным советом по стандартизации, метрологии и сертификации (Протокол № 55-П от 25.03.2013).

## Приложение Б Структурная схема системы

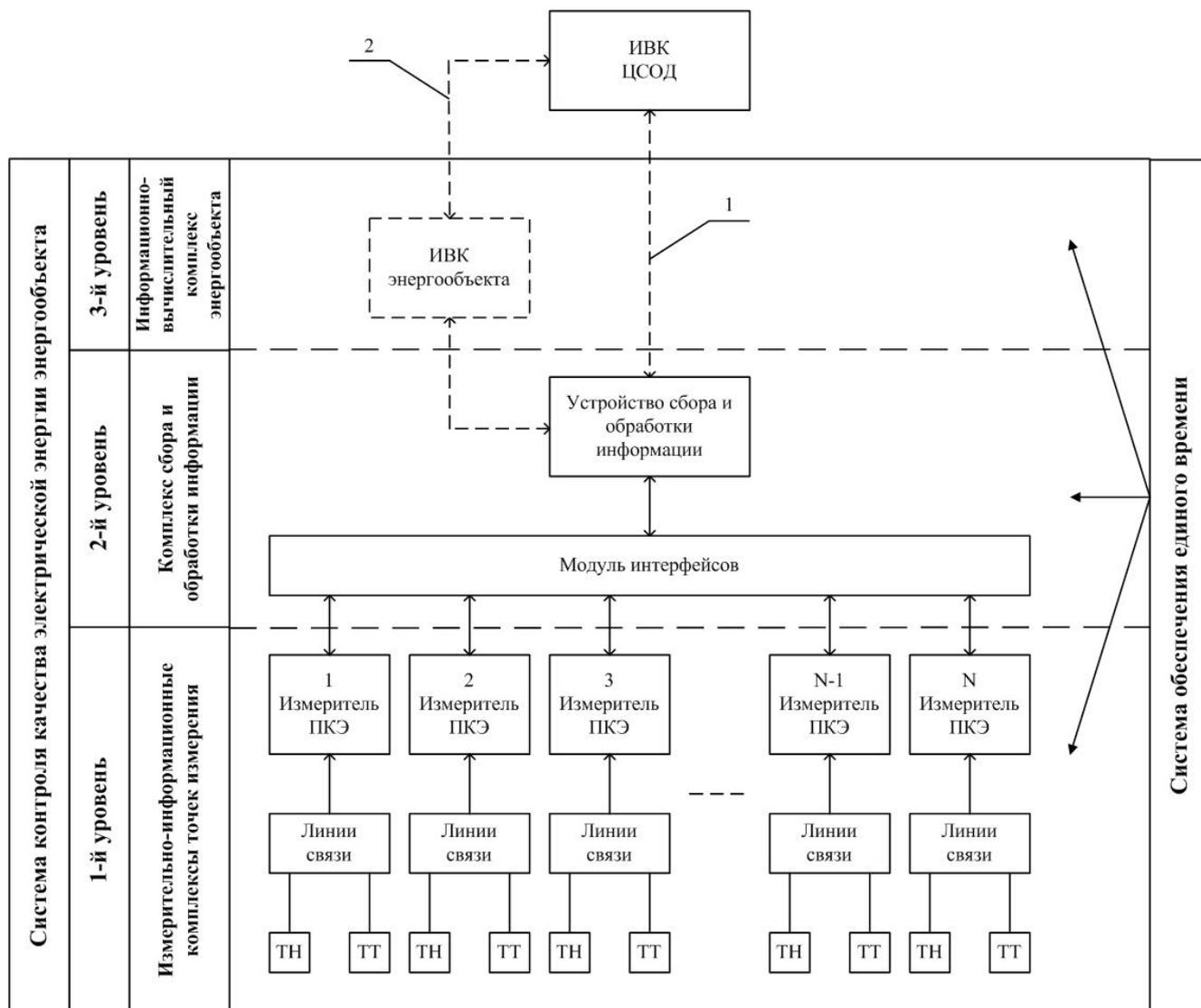


Рисунок Б.1

## Приложение В

### Перечень нормативных, технических и методических документов, в соответствии с которыми осуществляется метрологическое обеспечение системы

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

ГОСТ 8.010–99<sup>1)</sup> Государственная система обеспечения единства измерений.  
Методики выполнения измерений. Основные положения

ГОСТ 8.437–81<sup>2)</sup> Государственная система обеспечения единства измерений.  
Системы информационно-измерительные. Метрологическое обеспечение. Основные  
положения

ГОСТ Р 54500.3–2011/Руководство ИСО/МЭК 98-3:2008 Неопределенность  
измерения. Часть 3. Руководство по выражению неопределенности измерения

МИ 222–80 Государственная система обеспечения единства измерений.  
Методика расчета метрологических характеристик измерительных каналов  
информационно-измерительных систем по метрологическим характеристикам  
компонентов

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

МИ 2083–90 Государственная система обеспечения единства измерений.  
Измерения косвенные. Определение результатов измерений и оценивание их  
погрешностей

МИ 2304–2008 Государственная система обеспечения единства измерений.  
Метрологический надзор, осуществляемый метрологическими службами  
юридических лиц. Основные положения

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

МИ 2440–97 Государственная система обеспечения единства измерений.  
Методы экспериментального определения и контроля характеристик погрешности  
измерительных каналов измерительных систем и измерительных комплексов

МИ 3195–2009 Государственная система обеспечения единства измерений.  
Мощность нагрузки трансформаторов напряжения. Методика выполнения измерений  
без отключения цепей

МИ 3196–2009 Государственная система обеспечения единства измерений.  
Вторичная нагрузка трансформаторов тока. Методика выполнения измерений без  
отключения цепей

МИ 3269–2010 Государственная система обеспечения единства измерений.  
Построение, изложение, оформление и содержание документов на методики (методы)

---

<sup>1)</sup> На территории Российской Федерации действует ГОСТ Р 8.563–2009.

<sup>2)</sup> На территории Российской Федерации действует ГОСТ Р 8.596–2002.

измерений

МИ 3286–2010 Государственная система обеспечения единства измерений. Рекомендация. Проверка защиты программного обеспечения и определение её уровня при испытаниях средств измерений в целях утверждения типа

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

ПР 50.2.006–94 Государственная система обеспечения единства измерений. Порядок проведения поверки средств измерений

ПР 50.2.016–94 Государственная система обеспечения единства измерений. Российская система калибровки. Требования к выполнению калибровочных работ

ПР 50.2.104–09 Государственная система обеспечения единства измерений. Порядок проведения испытаний стандартных образцов или средств измерений в целях утверждения типа

ПР 50.2.105–09 Государственная система обеспечения единства измерений. Порядок утверждения типа стандартных образцов или типа средств измерений

ПР 50.2.106–09 Государственная система обеспечения единства измерений. Порядок выдачи свидетельств об утверждении типа стандартных образцов или типа средств измерений, установления и изменения срока действия указанных свидетельств и интервала между поверками средств измерений

ПР 50.2.107–09 Государственная система обеспечения единства измерений. Требования к знакам утверждения типа стандартных образцов или типа средств измерений и порядок их нанесения

Р 50.2.038–2004 Государственная система обеспечения единства измерений. Измерения прямые однократные. Оценивание погрешностей и неопределенности результата измерений

Р 50.2.077–2011 Государственная система обеспечения единства измерений. Испытания средств измерений в целях утверждения типа. Проверка обеспечения защиты программного обеспечения

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

РД 34.35.305 Инструкция по проверке трансформаторов напряжения и их вторичных цепей

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

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

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

**Приложение Г**  
**Перечень средств измерений ПКЭ, выпускаемых**  
**в государствах-участниках СНГ и дальнего зарубежья**

Наименование и тип средств измерений ПКЭ	Стандарты на методы измерений ПКЭ и нормы качества электрической энергии	Измеряемые величины (класс процесса измерений по IЕС 61000-4-30)	Изготовитель
Стационарные средства измерений ПКЭ (для непрерывного контроля качества электрической энергии)			
Измерители показателей качества электрической энергии «Ресурс-UF2»	ГОСТ 13109, ГОСТ Р 51317.4.30, ГОСТ Р 51317.4.7, ГОСТ Р 51317.4.15, ГОСТ Р 54149	$U$ (класс А), $\delta U_y$ , $\delta U_{(-)}$ (класс А), $\delta U_{(+)}$ (класс А), $f$ (класс А), $K_{2U}$ (класс А), $K_{0U}$ (класс А), $K_U$ (класс А), $K_{U(n)}$ (класс А), $t_{\pi}$ (класс А), $\delta U_{\pi}$ (класс А), $t_{\text{пер}U}$ (класс А), $K_{\text{пер}U}$ (класс А), $P_{st}$ (класс А), $I$ , $I_1$ , $I_2$ , $I_0$ , $K_I$ , $K_{I(n)}$ , $\varphi_{UI}$ , $\varphi_{UI(n)}$ , $\varphi_{UI1}$ , $\varphi_{UI2}$ , $\varphi_{UI0}$ , $P$ , $Q$ , $S$ , $W_A$ , $W_P$	ООО НПП «Энерготехника», Россия, г. Пенза
Измерители показателей качества электрической энергии «Ресурс-UF2-4.30»	ГОСТ Р 51317.4.30, ГОСТ Р 51317.4.7, ГОСТ Р 51317.4.15, ГОСТ Р 54149	$U$ (класс А, S), $\delta U_y$ , $\delta U_{(-)}$ (класс А, S), $\delta U_{(+)}$ (класс А, S), $f$ (класс А, S), $K_{2U}$ (класс А, S), $K_{0U}$ (класс А, S), $K_U$ (класс А), $K_{U(n)}$ (класс А), $K_{U(h)}$ (класс А), $t_{\pi}$ (класс А), $\delta U_{\pi}$ (класс А, S), $t_{\text{пер}U}$ (класс А), $K_{\text{пер}U}$ (класс А, S), $P_{st}$ (класс А, S), $P_{It}$ (класс А, S), $I$ , $I_1$ , $I_2$ , $I_0$ , $K_I$ , $K_{I(n)}$ , $K_{I(h)}$ , $\varphi_{UI}$ , $\varphi_{UI(n)}$ , $\varphi_{UI1}$ , $\varphi_{UI2}$ , $\varphi_{UI0}$ , $P$ , $Q$ , $S$ , $W_A$ , $W_P$	ООО НПП «Энерготехника», Россия, г. Пенза
Счетчики электрической энергии многофункциональные «Ресурс-Е4»	ГОСТ 13109	$U$ , $\delta U_y$ , $f$ , $K_{2U}$ , $K_{0U}$ , $K_U$ , $K_{U(n)}$ , $t_{\pi}$ , $\delta U_{\pi}$ , $t_{\text{пер}U}$ , $K_{\text{пер}U}$ , $P_{st}$ , $P_{It}$ , $I$ , $I_1$ , $I_2$ , $I_0$ , $K_I$ , $K_{I(n)}$ , $\varphi_{UI}$ , $\varphi_{UI(n)}$ , $\varphi_{UI1}$ , $\varphi_{UI2}$ , $\varphi_{UI0}$ , $P$ , $Q$ , $S$ , $W_A$ , $W_P$	ООО НПП «Энерготехника», Россия, г. Пенза
Приборы для измерений показателей качества электрической энергии «Ресурс-ПКЭ»	ГОСТ 13109, ГОСТ Р 51317.4.30, ГОСТ Р 51317.4.7, ГОСТ Р 51317.4.15, ГОСТ Р 54149	$U$ (класс А, S), $\delta U_y$ , $\delta U_{(-)}$ (класс А, S), $\delta U_{(+)}$ (класс А, S), $f$ (класс А, S), $K_{2U}$ (класс А, S), $K_{0U}$ (класс А, S), $K_U$ (класс А), $K_{U(n)}$ (класс А), $K_{U(h)}$ (класс А), $t_{\pi}$ (класс А), $\delta U_{\pi}$ (класс А, S), $t_{\text{пер}U}$ (класс А), $K_{\text{пер}U}$ (класс А, S), $P_{st}$ (класс А, S), $P_{It}$ (класс А, S)	ООО НПП «Энерготехника», Россия, г. Пенза

Наименование и тип средств измерений ПКЭ	Стандарты на методы измерений ПКЭ и нормы качества электрической энергии	Измеряемые величины (класс процесса измерений по IEC 61000-4-30)	Изготовитель
Измерители электрических параметров качества, мощности и количества электрической энергии телеметрические LPW-305	ГОСТ 13109, ГОСТ Р 51317.4.30, ГОСТ Р 51317.4.7, ГОСТ Р 51317.4.15, ГОСТ Р 54149	$U$ (класс А), $\delta U_y$ , $f$ (класс А), $K_{2U}$ (класс А), $K_{0U}$ (класс А), $K_U$ (класс А), $K_{U(n)}$ (класс А), $t_n$ (класс А), $\delta U_n$ (класс S), $t_{перU}$ (класс А), $K_{перU}$ (класс В), $P_{st}$ (класс А), $P_{It}$ (класс А), $I$ , $K_I$ , $K_{I(n)}$ , $\Phi_{UI}$ , $\Phi_{UI(n)}$ , $P$ , $Q$ , $S$ , $W_A$ , $W_P$	ООО «Л Кард», Россия, г. Москва
Преобразователи измерительные многофункциональные МИП-02XXX	ГОСТ 13109, ГОСТ Р 51317.4.30, ГОСТ Р 51317.4.7, ГОСТ Р 51317.4.15, ГОСТ Р 54149	$U$ (класс А), $\delta U_y$ , $f$ (класс А), $K_{2U}$ (класс А), $K_{0U}$ (класс А), $K_U$ (класс А), $K_{U(n)}$ (класс А), $K_{U(h)}$ (класс А), $t_n$ , $\delta U_n$ , $t_{перU}$ , $K_{перU}$ , $P_{st}$ (класс А), $P_{It}$ (класс А), $I$ , $I_1$ , $I_2$ , $I_0$ , $K_I$ , $K_{I(n)}$ , $K_{I(h)}$ , $\Phi_{UI}$ , $\Phi_{UI(n)}$ , $P$ , $Q$ , $W_A$ , $W_P$	ЗАО «РТСофт», Россия, г. Черноголовка
Регистраторы показателей качества электрической энергии «Парма РК3.02»	ГОСТ 13109	$U$ , $\delta U_y$ , $\Delta f$ , $K_{2U}$ , $K_{0U}$ , $K_U$ , $K_{U(n)}$ , $t_n$ , $\delta U_n$ , $t_{перU}$ , $K_{перU}$	ООО «Парма», Россия, г. Санкт-Петербург
Приборы для измерения показателей качества электрической энергии «Прорыв-КЭ»	ГОСТ 13109, ГОСТ Р 51317.4.30, ГОСТ Р 54149	$U$ (класс А), $\delta U_y$ , $f$ (класс А), $K_{2U}$ (класс В), $K_{0U}$ (класс В), $K_U$ (класс В), $K_{U(n)}$ (класс В), $t_n$ (класс В), $\delta U_n$ (класс В)	ООО «НПП «Прорыв», Россия, г. Петрозаводск
Приборы для измерения показателей качества электрической энергии «Прорыв-М»	ГОСТ 13109	$\delta U_y$ , $\Delta f$ , $K_{2U}$ , $K_{0U}$ , $K_U$ , $K_{U(n)}$ , $t_n$ , $\delta U_n$	ООО «НПП «Прорыв», Россия, г. Петрозаводск
Приборы для измерения показателей качества электрической энергии «Прорыв-Т»	ГОСТ 13109, ГОСТ Р 51317.4.30, ГОСТ Р 54149	$U$ (класс А), $\delta U_y$ , $f$ (класс А), $K_{2U}$ (класс S), $K_{0U}$ (класс S), $K_U$ (класс А), $K_{U(n)}$ (класс А), $t_n$ (класс А), $U_n$ (класс А), $t_{перU}$ (класс А), $U_{пер}$ (класс А), $I$ , $K_I$ , $K_{I(n)}$ , $\Phi_{UI}$ , $P$ , $Q$ , $S$	ООО «НПП «Прорыв», Россия, г. Петрозаводск
Приборы для непрерывного измерения показателей качества электрической энергии и электроэнергетических величин «Энергомонитор-3.2»	ГОСТ 13109	$U$ , $\delta U_y$ , $f$ , $K_{2U}$ , $K_{0U}$ , $K_U$ , $K_{U(n)}$ , $t_n$ , $\delta U_n$ , $t_{перU}$ , $K_{перU}$ , $P_{st}$ , $I$ , $I_1$ , $I_2$ , $I_0$ , $K_I$ , $K_{I(n)}$ , $\Phi_{UI}$ , $\Phi_{UI(n)}$ , $\Phi_{UI1}$ , $\Phi_{UI2}$ , $\Phi_{UI0}$ , $P$ , $Q$ , $S$ , $W_A$ , $W_P$	ООО «НПП Марс-Энерго», Россия, г. Санкт-Петербург

Наименование и тип средств измерений ПКЭ	Стандарты на методы измерений ПКЭ и нормы качества электрической энергии	Измеряемые величины (класс процесса измерений по IEC 61000-4-30)	Изготовитель
Измерители показателей качества электрической энергии «ЭРИС-КЭ.06»	ГОСТ 13109	$U, \delta U_y, \Delta f, K_{2U}, K_{0U}, K_U, K_{U(n)}, t_{\text{п}}, \delta U_{\text{п}}, t_{\text{пер}U}, K_{\text{пер}U}, t_{\text{имп}}, U_{\text{имп}}, I, K_{2I}, K_{0I}, K_I, K_{I(n)}, \Phi_{UI}, \Phi_{UI(n)}, \Phi_{UI1}, \Phi_{UI2}, \Phi_{UI0}, P, Q, S, W_A, W_P, W_S$	ООО «НПФ «Энергоконтроль», Россия, г. Москва
Устройства контроля параметров качества электрической энергии УК1	ГОСТ 13109	$U, \delta U_y, \Delta f, K_{2U}, K_{0U}, K_U, K_{U(n)}, t_{\text{п}}, \delta U_{\text{п}}, t_{\text{пер}U}, K_{\text{пер}U}, P_{st}, P_{tt}, t_{\text{имп}}, U_{\text{имп}}$	ОАО «АГАТ-системы управления», Беларусь, г. Минск
Анализаторы параметров качества электрической энергии SIMEAS Q80	IEC 61000-4-30 (ГОСТ Р 51317.4.30), IEC 61000-4-7 (ГОСТ Р 51317.4.7), IEC 61000-4-15 (ГОСТ Р 51317.4.15), EN 50160, ГОСТ Р 54149	$U$ (класс А), $f$ (класс А), $K_{2U}$ (класс А), $K_{0U}$ (класс А), $K_U$ (класс А), $K_{U(n)}$ (класс А), $K_{U(h)}$ (класс А), $t_{\text{п}}$ (класс А), $\delta U_{\text{п}}$ (класс А), $t_{\text{пер}U}$ (класс А), $U_{\text{пер}}$ (класс А), $P_{st}$ (класс А), $P_{tt}$ (класс А), $I, I_1, I_2, I_0, K_I, K_{I(n)}, K_{I(h)}, \Phi_{UI}, \Phi_{UI(n)}, \Phi_{UI1}, \Phi_{UI2}, \Phi_{UI0}, P, Q, S$	Компания «Siemens AG», Германия
Регистраторы качества электроэнергии Fluke 1750	IEC 61000-4-30, IEC 61000-4-7, IEC 61000-4-15, EN 50160	$U, f$ (класс А), $K_{2U}, K_{U(n)}, K_{U(h)}, t_{\text{п}}, U_{\text{п}}, t_{\text{пер}U}, U_{\text{пер}}, P_{st}$ (класс А), $P_{tt}$ (класс А), $t_{\text{имп}}, U_{\text{имп}}, I, K_{I(n)}, K_{I(h)}, P, Q, S$	Фирма «Fluke Corporation», США
Регистраторы параметров электрической энергии UPM и UPT	ГОСТ 13109, EN 50160	$U, f, K_{2U}, K_{0U}, K_U, K_{U(n)}, I, K_I, K_{I(n)}, P, Q, S, W_A, W_P, W_S$	Фирма «Algodue Elettronica s.r.l.», Италия
Анализаторы показателей качества электрической энергии DIRIS A10R, DIRIS A20R, DIRIS A40R, DIRIS A60, DIRIS A80, DIRIS N300, DIRIS N600	ГОСТ 13109, IEC 61000-4-30, EN 50160	$U, f, K_{2U}, K_{0U}, K_U, K_{U(n)}, K_{U(h)}, t_{\text{п}}, U_{\text{п}}, t_{\text{пер}U}, U_{\text{пер}}, P_{st}, P_{tt}, I, K_I, K_{I(n)}, K_{I(h)}, P, Q, S, W_A, W_P$	Фирма «SOCOMEC S.A.», Франция
Анализаторы параметров качества электрической энергии PQM-701	IEC 61000-4-30 (ГОСТ Р 51317.4.30), IEC 61000-4-7 (ГОСТ Р 51317.4.7), IEC 61000-4-15 (ГОСТ Р 51317.4.15), EN 50160, ГОСТ Р 54149	$U$ (класс А), $f$ (класс А), $K_{2U}$ (класс А), $K_{0U}$ (класс А), $K_U$ (класс А), $K_{U(n)}$ (класс А), $t_{\text{п}}$ (класс А), $U_{\text{п}}$ (класс А), $t_{\text{пер}U}$ (класс А), $U_{\text{пер}}$ (класс А), $P_{st}$ (класс А), $P_{tt}$ (класс А), $I, K_I, K_{I(n)}, \Phi_{UI}, \Phi_{UI(n)}, P, Q, S, W_A, W_P, W_S$	Фирма «Sonel S.A.», Польша

Наименование и тип средств измерений ПКЭ	Стандарты на методы измерений ПКЭ и нормы качества электрической энергии	Измеряемые величины (класс процесса измерений по IEC 61000-4-30)	Изготовитель
Приборы для измерений показателей качества и учета электрической энергии РМ175, РМ296	IEC 61000-4-7, IEC 61000-4-15, EN 50160	$U, f, K_U P_{st} P_{It}, I, K_I, P, Q, S, W_A, W_P, W_S$	Фирма «Satec», Израиль
Счетчики многофункциональные и анализаторы качества электрической энергии ExpertMeter EM 720	ГОСТ 13109, IEC 61000-4-30 IEC 61000-4-7, IEC 61000-4-15, EN 50160	$U$ (класс А), $f$ (класс А), $K_{2U}$ (класс А), $K_{0U}$ (класс А), $K_U$ (класс А), $K_{U(n)}$ (класс А), $K_{U(h)}$ (класс А), $t_{\pi}$ (класс А), $\delta U_{\pi}$ (класс А), $t_{перU}$ (класс А), $K_{перU}$ (класс А), $P_{st}$ (класс А), $P_{It}$ (класс А), $t_{имп}$ , $U_{имп}$ , $I_1, I_2, I_0, K_I, K_{I(n)}, K_{I(h)}$ , $\Phi_{UI}, \Phi_{UI(n)}, P, Q, S, W_A, W_P, W_S$	Фирма «Satec», Израиль
Приборы для измерения параметров качества и учета электрической энергии, регистрации и контроля нормальных и аварийных режимов энергосети G4410, G4420, G4430	ГОСТ 13109, IEC 61000-4-30 IEC 61000-4-7, IEC 61000-4-15, EN 50160	$U$ (класс А), $f$ (класс А), $K_{2U}$ (класс А), $K_U$ (класс А), $K_{U(n)}$ (класс А), $K_{U(h)}$ (класс А), $t_{\pi}$ (класс А), $\delta U_{\pi}$ (класс А), $t_{перU}$ (класс А), $K_{перU}$ (класс А), $P_{st}$ (класс А), $P_{It}$ (класс А), $I, I_1, I_2, I_0, K_I, K_{I(n)}, K_{I(h)}, P, Q, S, W_A, W_P$	Компания «Elspec Technologies LTD.», Израиль
<b>Переносные регистраторы показателей качества электрической энергии</b>			
Измерители показателей качества электрической энергии «Ресурс-UF2М»	ГОСТ 13109, ГОСТ Р 51317.4.30, ГОСТ Р 51317.4.7, ГОСТ Р 51317.4.15, ГОСТ Р 54149	$U$ (класс А), $\delta U_y, \delta U_{(-)}$ (класс А), $\delta U_{(+)}$ (класс А), $f$ (класс А), $K_{2U}$ (класс А), $K_{0U}$ (класс А), $K_U$ (класс А), $K_{U(n)}$ (класс А), $t_{\pi}$ (класс А), $\delta U_{\pi}$ (класс А), $t_{перU}$ (класс А), $K_{перU}$ (класс А), $P_{st}$ (класс А), $I, I_1, I_2, I_0, K_I, K_{I(n)}, \Phi_{UI}, \Phi_{UI(n)}, \Phi_{UI}, \Phi_{UI2}, \Phi_{UI0}, P, Q, S, W_A, W_P$	ООО НПП «Энерготехника» Россия, г. Пенза
Регистраторы показателей качества электрической энергии «Парма РК3.01» и «Парма РК3.01ПТ»	ГОСТ 13109	$U, \delta U_y, \Delta f, K_{2U}, K_{0U}, K_U, K_{U(n)}, t_{\pi}, \delta U_{\pi}, t_{перU}, K_{перU}$	ООО «Парма», Россия, г. Санкт-Петербург
Регистраторы напряжения и тока «Парма РК6.05М»	ГОСТ 13109	$U, \delta U_y, \Delta f, K_{2U}, K_{0U}, K_U, K_{U(n)}, t_{\pi}, \delta U_{\pi}, t_{перU}, K_{перU}, I, I_1, \Phi_{UI}, P, Q, S,$	ООО «Парма», Россия, г. Санкт-Петербург

Наименование и тип средств измерений ПКЭ	Стандарты на методы измерений ПКЭ и нормы качества электрической энергии	Измеряемые величины (класс процесса измерений по IEC 61000-4-30)	Изготовитель
Приборы для измерения электроэнергетических величин и показателей качества электрической энергии «Энергомонитор-3.3Т1»	ГОСТ 13109, EN 50160	$U, \delta U_y, f, K_{2U}, K_{0U}, K_U, K_{U(n)}, t_{\text{п}}, \delta U_{\text{п}}, t_{\text{пер}U}, K_{\text{пер}U}, P_{st}, I, I_1, I_2, I_0, K_I, K_{I(n)}, \varphi_{UI}, \varphi_{UI(n)}, \varphi_{UI1}, \varphi_{UI2}, \varphi_{UI0}, P, Q, S$	ООО «НПП Марс-Энерго», Россия, г. Санкт-Петербург
Приборы для измерения показателей качества электрической энергии и электроэнергетических величин «Энерготестер ПКЭ-А»	ГОСТ Р 51317.4.30, ГОСТ Р 51317.4.7, ГОСТ Р 51317.4.15, ГОСТ Р 54149	$U$ (класс А), $\delta U_y, \delta U_{(+)}$ (класс А), $\delta U_{(+)}$ (класс А), $f$ (класс А), $K_{2U}$ (класс А), $K_{0U}$ (класс А), $K_U$ (класс А), $K_{U(n)}$ (класс А), $K_{U(h)}$ (класс А), $t_{\text{п}}$ (класс А), $\delta U_{\text{п}}$ (класс А), $t_{\text{пер}U}$ (класс А), $U_{\text{пер}}$ (класс А), $P_{st}$ (класс А), $P_{It}$ (класс А), $I, I_1, I_2, I_0, K_I, K_{I(n)}, \varphi_{UI}, P, Q, S, W_A, W_P$	ООО «НПП Марс-Энерго», Россия, г. Санкт-Петербург
Измерители показателей качества электрической энергии «ЭРИС-КЭ.02», «ЭРИС-КЭ.03», «ЭРИС-КЭ.04»	ГОСТ 13109	$U, \delta U_y, \Delta f, K_{2U}, K_{0U}, K_U, K_{U(n)}, t_{\text{п}}, \delta U_{\text{п}}, t_{\text{пер}U}, K_{\text{пер}U}, P_{st}, P_{It}, t_{\text{имп}}, U_{\text{имп}}, I, K_{2I}, K_{0I}, K_I, K_{I(n)}, \varphi_{UI}, \varphi_{UI(n)}, \varphi_{UI1}, \varphi_{UI2}, \varphi_{UI0}, P, Q, S, W_A, W_P, W_S$	ООО «НПФ «Энергоконтроль» Россия, г. Москва
Анализаторы качества электрической энергии MI 2592	IEC 61000-4-30 (ГОСТ Р 51317.4.30), IEC 61000-4-7 (ГОСТ Р 51317.4.7), IEC 61000-4-15, ГОСТ Р 54149, EN 50160	$U$ (класс S), $f$ (класс А), $K_{2U}$ (класс А), $K_{0U}$ (класс А), $K_U$ (класс S), $K_{U(n)}$ (класс S), $K_{U(h)}$ (класс S), $t_{\text{п}}$ (класс S), $U_{\text{п}}$ (класс S), $t_{\text{пер}U}$ (класс S), $U_{\text{пер}}$ (класс S), $P_{st}$ (класс А), $P_{It}$ (класс А), $I, K_{2I}, K_{0I}, K_I, K_{I(n)}, K_{I(h)}, \varphi_{UI}, P, Q, S, W_A, W_P, W_S$	Фирма «METREL d.d.», Словения
Анализаторы качества электрической энергии MI 2792A	IEC 61000-4-30 (ГОСТ Р 51317.4.30), IEC 61000-4-7 (ГОСТ Р 51317.4.7), IEC 61000-4-15, ГОСТ Р 54149, EN 50160	$U$ (класс А, S), $f$ (класс А), $K_{2U}$ (класс А), $K_{0U}$ (класс А), $K_U$ (класс А), $K_{U(n)}$ (класс А), $K_{U(h)}$ (класс А), $t_{\text{п}}$ (класс А), $U_{\text{п}}$ (класс А), $t_{\text{пер}U}$ (класс А), $U_{\text{пер}}$ (класс А), $P_{st}$ (класс А), $P_{It}$ (класс А), $I, K_{2I}, K_{0I}, K_I, K_{I(n)}, K_{I(h)}, \varphi_{UI}, P, Q, S, W_A, W_P, W_S$	Фирма «METREL d.d.», Словения

Наименование и тип средств измерений ПКЭ	Стандарты на методы измерений ПКЭ и нормы качества электрической энергии	Измеряемые величины (класс процесса измерений по IEC 61000-4-30)	Изготовитель
Регистраторы качества электроэнергии Fluke 1743, Fluke 1744, Fluke 1745	IEC 61000-4-30, IEC 61000-4-7, IEC 61000-4-15, EN 50160	$U$ (класс A), $f$ , $K_{2U}$ , $K_U$ , $K_{U(n)}$ , $K_{U(h)}$ , $t_n$ , $U_n$ , $t_{перU}$ , $U_{пер}$ , $P_{st}$ (класс A), $P_{It}$ (класс A), $t_{имп}$ , $U_{имп}$ , $I$ , $K_{I(n)}$ , $K_{I(h)}$ , $P$ , $Q$ , $S$ , $W_A$ , $W_P$ , $W_S$	Фирма «Fluke Corporation», США
Анализаторы качества электроэнергии трехфазных сетей Fluke 434 series II, Fluke 435 series II, Fluke 437 series II	IEC 61000-4-30, IEC 61000-4-7, IEC 61000-4-15, EN 50160	$U$ (класс A), $f$ (класс A), $K_{2U}$ (класс A), $K_{0U}$ (класс A), $K_U$ , $K_{U(n)}$ , $K_{U(h)}$ , $t_n$ , $U_n$ , $t_{перU}$ , $U_{пер}$ , $P_{st}$ (класс A), $P_{It}$ (класс A), $I$ , $I_1$ , $I_2$ , $I_0$ , $K_I$ , $K_{I(n)}$ , $K_{I(h)}$ , $P$ , $Q$ , $S$ , $W_A$ , $W_P$ , $W_S$	Фирма «Fluke Corporation», США
Измерители показателей качества электрической энергии С.А 8220, С.А 8230, С.А 8334, С.А 8352, С.А 8342	ГОСТ 13109, IEC 61000-4-30, IEC 61000-4-7, IEC 61000-4-15, EN 50160	$U$ (класс A, B), $f$ (класс A), $K_{2U}$ (класс A), $K_{0U}$ (класс A), $K_U$ (класс A), $K_{U(n)}$ (класс A), $t_n$ , $U_n$ , $t_{перU}$ , $U_{пер}$ , $P_{st}$ (класс A), $P_{It}$ (класс A), $I$ , $I_1$ , $I_2$ , $I_0$ , $K_I$ , $K_{I(n)}$ , $\Phi_{UI}$ , $\Phi_{UI(n)}$ , $\Phi_{UI1}$ , $\Phi_{UI2}$ , $\Phi_{UI0}$ , $P$ , $Q$ , $S$	Фирма «Chauvin-Arnoux», Франция
Приборы для измерения параметров и анализа качества электрической энергии Elspec BlackBox G4500	ГОСТ 13109, IEC 61000-4-30, IEC 61000-4-7, IEC 61000-4-15, EN 50160	$U$ (класс A), $f$ (класс A), $K_{2U}$ (класс A), $K_{0U}$ (класс A), $K_U$ (класс A), $K_{U(n)}$ (класс A), $K_{U(h)}$ (класс A), $t_n$ (класс A), $\delta U_n$ (класс A), $t_{перU}$ (класс A), $K_{перU}$ (класс A), $P_{st}$ (класс A), $P_{It}$ (класс A), $I$ , $I_1$ , $I_2$ , $I_0$ , $K_I$ , $K_{I(n)}$ , $K_{I(h)}$ , $\Phi_{UI}$ , $\Phi_{UI(n)}$ , $\Phi_{UI1}$ , $\Phi_{UI2}$ , $\Phi_{UI0}$ , $P$ , $Q$ , $S$ , $W_A$ , $W_P$	Компания «Elspec Technologies LTD.», Израиль
Измерители параметров сети VHR	ГОСТ 13109	$U$ , $f$ , $K_{2U}$ , $K_{0U}$ , $K_U$ , $K_{U(n)}$ , $P_{st}$ , $P_{It}$ , $I$ , $I_1$ , $I_2$ , $I_0$ , $K_I$ , $K_{I(n)}$ , $P$ , $Q$ , $S$	Фирма «VERTESZ Elektronika», Венгрия

Примечание – В настоящей таблице использованы следующие обозначения измеряемых величин:

$f$  – частота;

$I$  – ток (среднеквадратическое значение тока основной частоты и среднеквадратическое значение тока, включающее гармоники, интергармоники, информационные сигналы в электрических сетях);

$I_0$  – ток нулевой последовательности;

$I_1$  – ток прямой последовательности;

$I_2$  – ток обратной последовательности;

$K_{0I}$  – коэффициент несимметрии токов по нулевой последовательности;

$K_{0U}$  – коэффициент несимметрии напряжений по нулевой последовательности;

$K_{2I}$  – коэффициент несимметрии токов по обратной последовательности;

$K_{2U}$  – коэффициент несимметрии напряжений по обратной последовательности;  
 $K_I$  – коэффициент искажения синусоидальности тока (суммарный коэффициент гармонических составляющих тока);  
 $K_{I(n)}$  – коэффициент  $n$ -ой гармонической составляющей тока;  
 $K_{I(h)}$  – коэффициент  $h$ -ой интергармонической составляющей тока;  
 $K_U$  – коэффициент искажения синусоидальности кривой напряжения (суммарный коэффициент гармонических составляющих напряжения);  
 $K_{U(n)}$  – коэффициент  $n$ -ой гармонической составляющей напряжения;  
 $K_{U(h)}$  – коэффициент  $h$ -ой интергармонической составляющей напряжения;  
 $K_{перU}$  – коэффициент временного перенапряжения;  
 $P$  – активная мощность;  
 $P_t$  – длительная доза фликера;  
 $P_{st}$  – кратковременная доза фликера;  
 $Q$  – реактивная мощность;  
 $S$  – полная мощность;  
 $t_{имп}$  – длительность импульса напряжения;  
 $t_{п}$  – длительность провала напряжения;  
 $t_{перU}$  – длительность временного перенапряжения;  
 $U$  – напряжение (среднеквадратическое значение напряжения основной частоты и среднеквадратическое значение напряжения, включающее гармоники, интергармоники, информационные сигналы в электрических сетях);  
 $U_{п}$  – остаточное напряжение провала;  
 $U_{пер}$  – максимальное значение напряжения при перенапряжении;  
 $U_{имп}$  – амплитуда импульса напряжения;  
 $W_A$  – активная энергия;  
 $W_P$  – реактивная энергия;  
 $\delta U_{п}$  – глубина провала напряжения;  
 $\delta U_y$  – установившееся отклонение напряжения;  
 $\delta U_{(+)}$  – положительное отклонение напряжения;  
 $\delta U_{(-)}$  – отрицательное отклонение напряжения;  
 $\Delta f$  – отклонение частоты;  
 $\varphi_{UI}$  – угол фазового сдвига между напряжением и током основной частоты;  
 $\varphi_{U0}$  – угол фазового сдвига между симметричными составляющими напряжения и тока нулевой последовательности;  
 $\varphi_{U1}$  – угол фазового сдвига между симметричными составляющими напряжения и тока прямой последовательности;  
 $\varphi_{U2}$  – угол фазового сдвига между симметричными составляющими напряжения и тока обратной последовательности;  
 $\varphi_{UI(n)}$  – угол фазового сдвига между гармоническими составляющими напряжения и тока.

## Библиография

[1] Об утверждении перечня технологически обусловленных мест, в которых установлены приборы учета, фиксирующие перемещение электроэнергии, ввозимой в Российскую Федерацию и вывозимой из Российской Федерации по линиям электропередачи, расположенных в Российской Федерации (с изменениями на 12 сентября 2012 года). Совместный приказ ФТС России и Минэнерго России от 12 сентября 2012 г. №1838/428 (Российская газета, № 230, 05.10.2012).

[2] Бородин Д.В., Гриб О.Г., Сапрыкин А.В. Проблемы качества электроэнергии в сетях 330-750 КВ ГП НЭК «УКРЭНЕРГО» // «Электротехника и энергетика», выпуск 8 (140), 2008 год.

[3] Бородин Д.В. Проблемы качества электроэнергии в центрах питания сетей 110 КВ. // Тезисы международной научно-технической конференции «Новейшие технологии в электроэнергетике». Харьков. 17-19 марта 2008.

[4] Боровиков В. С., Волков М. В., Иванов В. А., Литвак В. В., Мельников В.А., Погонин А. В., Харлов Н. Н. Энергетическое обследование электрических сетей 110 кВ «МРСК Сибири» // Электрика - 2010. № 11. С. 3-9.

[5] Галанов В. П., Галанов В. В. О влиянии нелинейных и несимметричных нагрузок на качество электрической энергии // Промышленная энергетика. - 2001. №3. С.46-49.

[6] Добрусин Л.А. Проблемы качества электроэнергии и электроснабжения в России. // «Энергоэксперт». 2008. №4.

[7] Управление качеством электроэнергии: учебное пособие для вузов. Карташов И.И., Тульский В.Н., Шамонов Р.Г. и др.; под ред. Шарова Ю.В. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Издательский дом МЭИ, 2008. – 354, [2] с. : ил.

[8] Теличко Л.Я., Басов П.М. Влияние провалов напряжения в распределительных сетях промышленных предприятий на работу современных регулируемых электроприводов // Электротехнические комплексы и системы управления. – 2009. № 2.

[9] Фишман В. Провалы напряжения в сетях промпредприятий. Причины и влияние на электрооборудование / В. Фишман // Новости электротехники. – 2004. №5.

[10] Д.В. Дворкин, А.Д. Демидов, М.В. Толстов, В.Н. Тульский «Построение систем управления качеством электроэнергии с учетом международного опыта» // Радиоэлектроника, электротехника и энергетика. Девятнадцатая международная научно-техническая конференция студентов и аспирантов.-М.: Издательский дом МЭИ, 2013 г., стр. 243.

[11] РД 50–34.698–90 Методические указания. Информационная технология. Комплекс стандартов и руководящих документов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Требования к содержанию документов.



**УТВЕРЖДЕНЫ**

Решением Электроэнергетического Совета СНГ

Протокол № 45 от 25 апреля 2014 года

**ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ К РЕГИСТРАТОРАМ ПОКАЗАТЕЛЕЙ  
КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ ПРИМЕНИТЕЛЬНО К  
МЕЖГОСУДАРСТВЕННЫМ ЛИНИЯМ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ**

Разработаны Обществом с ограниченной ответственностью Научно-производственное предприятие «Энерготехника» (ООО НПП «Энерготехника»), ФГУП «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы» (ФГУП «ВНИИМС»).

**СОДЕРЖАНИЕ**

1. Введение.....	92
2. Область применения.....	92
3. Нормативные ссылки.....	92
4. Термины, определения, сокращения и обозначения.....	95
5. Общие положения.....	101
6. Измеряемые параметры.....	102
7. Требования к алгоритмам и методам измерений.....	105
8. Требования к метрологическим характеристикам.....	118
9. Требования к функциональным характеристикам.....	122
10. Условия применения.....	129
11. Требования к измерительным входам.....	131
12. Требования к электропитанию.....	131
13. Требования к времени установления рабочего режима и продолжительности непрерывной работы.....	133
14. Требования к устойчивости и прочности при климатических и механических воздействиях.....	133
15. Требования к конструкции.....	133
16. Требования к программному обеспечению.....	135
17. Требования безопасности.....	137
18. Требования электромагнитной совместимости.....	137

19. Требования к надежности.....	138
20. Требования к маркировке.....	139
21. Требования к комплектности.....	140
22. Требования к упаковке.....	140
23. Требования к транспортированию и хранению.....	140

## **Введение**

Регистраторы показателей качества электрической энергии (далее – приборы) являются специальными средствами измерений показателей качества электрической энергии (ПКЭ) и других параметров электроэнергетических величин. Данные средства измерений в течение длительного времени накапливают (регистрируют) результаты измерений и производят их статистическую обработку. Получаемые с помощью приборов статистические характеристики предназначены для сравнения с нормативными значениями ПКЭ, установленными в соответствующих стандартах.

В последнее время в области нормативно-методического обеспечения контроля качества электрической энергии произошли существенные перемены, которые потребовали значительной коррекции взглядов на контроль качества электрической энергии и в частности на средства измерений, предназначенные для решения этой измерительной задачи. Настоящие Технические требования разработаны на основе анализа и обобщения положений, действующих в настоящее время стандартов на нормы, методы и средства измерений ПКЭ.

## **1 Область применения**

Настоящие Технические требования распространяется на средства измерений показателей качества электрической энергии и других параметров электроэнергетических величин, применяемые для измерительного контроля и анализа качества электрической энергии при передаче электрической энергии по межгосударственным линиям электропередачи.

Пункты контроля качества электрической энергии на МГЛЭП расположены на электрических подстанциях среднего, высокого и сверхвысокого напряжения, являющихся типичными производственными объектами электросетевых компаний. Следовательно, настоящие Технические требования могут быть использованы и для установления требований к средствам измерений ПКЭ, применяемым для решения широкого круга измерительных задач, связанных с качеством электрической энергии в электроэнергетике.

## **2 Нормативные ссылки**

В настоящих Технических требованиях использованы нормативные ссылки на следующие стандарты:

ГОСТ 2.601–2006 Единая система конструкторской документации.  
Эксплуатационные документы

ГОСТ 8.417–2002 Государственная система обеспечения единства измерений.  
Единицы величин

ГОСТ 9.014–78 Единая система защиты от коррозии и старения. Временная  
противокоррозионная защита изделий. Общие требования

ГОСТ 26.020–80 Шрифты для средств измерений и автоматизации. Начертания  
и основные размеры

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

ГОСТ 1983–2001 Трансформаторы напряжения. Общие технические условия

ГОСТ 7396.1–89 (МЭК 83–75) Соединители электрические штепсельные  
бытового и аналогичного назначения. Основные размеры

ГОСТ 7746–2001 Трансформаторы тока. Общие технические условия

ГОСТ 13109–97 Электрическая энергия. Совместимость технических средств  
электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах  
электропитания общего назначения.

ГОСТ 14192–96 Маркировка грузов

ГОСТ 14254–96 (МЭК 529–89) Степени защиты, обеспечиваемые оболочками  
(код IP)

ГОСТ 15150–69 Машины, приборы и другие технические изделия. Исполнения  
для различных климатических районов. Категории, условия эксплуатации, хранения и  
транспортирования в части воздействия климатических факторов внешней среды

ГОСТ 22261–94 Средства измерений электрических и магнитных величин.  
Общие технические условия

ГОСТ 23217–78 Приборы электроизмерительные аналоговые с  
непосредственным отсчетом. Наносимые условные обозначения

ГОСТ 26828–86 Изделия машиностроения и приборостроения. Маркировка

ГОСТ 27883–88 Средства измерения и управления технологическими  
процессами. Надежность. Общие требования и методы испытаний

ГОСТ 29322–92 (МЭК 38–83) Стандартные напряжения

ГОСТ 30804.4.7–2013<sup>1)</sup> Совместимость технических средств электромагнитная.  
Общее руководство по средствам измерений и измерениям гармоник и  
интергармоник для систем электропитания и подключаемых к ним технических  
средств

ГОСТ 30804.4.15–2002<sup>2)</sup> Совместимость технических средств  
электромагнитная. Фликерметр. Технические требования и методы испытаний

ГОСТ 30804.4.30–2013<sup>1)</sup> Электрическая энергия. Совместимость технических  
средств электромагнитная. Методы измерений показателей качества электрической  
энергии

---

<sup>1)</sup> Принят Межгосударственным советом по стандартизации, метрологии и сертификации  
(Протокол № 55-П от 25.03.2013).

<sup>2)</sup> На территории Российской Федерации действует ГОСТ Р 51317.4.15-99.

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

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

ГОСТ 32144–2013<sup>1)</sup> Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения

ГОСТ Р 8.654–2009 Государственная система обеспечения единства измерений. Требования к программному обеспечению средств измерений. Основные положения

ГОСТ Р 51317.2.4–2000 (МЭК 61000–2–4–94) Совместимость технических средств электромагнитная. Электромагнитная обстановка. Уровни электромагнитной совместимости для низкочастотных кондуктивных помех в системах электроснабжения промышленных предприятий

ГОСТ Р 51317.3.2–2006 (МЭК 61000–3–2:2005) Совместимость технических средств электромагнитная. Эмиссия гармонических составляющих тока техническими средствами с потребляемым током не более 16 А (в одной фазе). Нормы и методы испытаний

ГОСТ Р 51317.3.3–2008 (МЭК 61000–3–3:2005) Совместимость технических средств электромагнитная. Ограничение изменений напряжения, колебаний напряжения и фликера в низковольтных системах электроснабжения общего назначения. Технические средства с потребляемым током не более 16 А (в одной фазе), подключаемые к электрической сети при несоблюдении определенных условий подключения. Нормы и методы испытаний

ГОСТ Р 51317.4.7–2008 (МЭК 61000–4–7:2002) Совместимость технических средств электромагнитная. Общее руководство по средствам измерений и измерениям гармоник и интергармоник для систем электроснабжения и подключаемых к ним технических средств

ГОСТ Р 51317.4.30–2008 (МЭК 61000–4–30:2008) Совместимость технических средств электромагнитная. Методы измерения показателей качества электрической энергии

ГОСТ Р 51318.11–2006 (СИСПР 11:2004) Совместимость технических средств электромагнитная. Промышленные, научные, медицинские и бытовые (ПНМБ) высокочастотные устройства. Радиопомехи промышленные. Нормы и методы измерений

ГОСТ Р 51522.1–2011 (МЭК 61326–1:2005) Совместимость технических средств электромагнитная. Электрическое оборудование для измерения, управления и лабораторного применения. Часть 1. Общие требования и методы испытаний

ГОСТ Р 52319–2005 (МЭК 61010–1:2001) Безопасность электрического оборудования для измерения, управления и лабораторного применения. Часть 1. Общие требования

ГОСТ Р 54130–2010 Качество электрической энергии. Термины и определения

ГОСТ Р 54149–2010 Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения

ДСТУ EN 50160:2010 Характеристики напряжения в системах электроснабжения общего назначения

**Примечание** – При использовании настоящих Технических требований целесообразно проверить действие ссылочных стандартов по соответствующему указателю стандартов, составленному по состоянию на 1 января текущего года, и по соответствующим информационным указателям, опубликованным в текущем году. Если ссылочный стандарт заменен (изменен), то при использовании настоящего документа следует руководствоваться замененным (измененным) стандартом. Если ссылочный стандарт отменен без замены, то положение, в котором дана ссылка на него, применяется в части, не затрагивающей эту ссылку.

### **3 Термины, определения, сокращения и обозначения**

#### **3.1 Термины и определения**

В настоящем документе применены термины с соответствующими определениями, установленные в ГОСТ 13109, ГОСТ Р 54130, ГОСТ 30804.4.30 (ГОСТ Р 51317.4.30), ГОСТ 30804.4.7 (ГОСТ Р 51317.4.7), а также следующие термины и определения:

**3.1.1 верхнее (нижнее) значение показателей качества электрической энергии:** Значение верхней (нижней) границы диапазона, которому принадлежат 95% результатов измерений за время проведения испытаний.

**3.1.2 наибольшее (наименьшее) значение показателей качества электрической энергии:** Наибольшее (наименьшее) из всех измеренных за время проведения испытаний значений ПКЭ.

**3.1.3 маркированные данные:** Термин, применяемый для обозначения результатов измерений показателей качества электрической энергии и результатов объединения измеренных значений показателей на временных интервалах, в пределах которых имели место прерывания, провалы напряжения или перенапряжения. [ГОСТ Р 51317.4.30-2008, пункт 3.6]

**3.1.4 электрические величины:** Физические величины, используемые в электроэнергетике для описания технологических процессов и решения измерительных задач, возникающих при производстве, передаче и использовании электрической энергии.

**Примечание** - В настоящих Технических требованиях в качестве электрических величин рассматриваются: переменное напряжение, сила тока, углы фазовых сдвигов, мощность и электроэнергия.

**3.1.5 параметр (электрической величины):** Величина, рассматриваемая при измерении данной электроэнергетической величины как вспомогательная, количественно характеризующая какое-либо свойство данной электроэнергетической величины.

**Пример** – В качестве параметров силы электрического тока используются: среднеквадратическое значение силы тока, коэффициент искажения синусоидальности тока и др.

**3.1.6 статистические характеристики ПКЭ:** результаты математической обработки объединенных (усредненных) на стандартных интервалах времени (см. п. 6.2.4) результатов измерений ПКЭ, используемые при контроле качества электрической энергии для сравнения с нормативными значениями.

Примечание – В качестве статистических характеристик в настоящем документе используются: наибольшее и наименьшее значения ПКЭ (см. п. 3.1.2), верхнее и нижнее значения ПКЭ (см. п. 3.1.1), относительное время выхода значений ПКЭ за пределы области нормально допустимых значений и относительное время выхода значений ПКЭ за пределы области предельно допустимых значений.

**3.1.7 среднеквадратическое значение напряжения:** Значение, равное корню квадратному из среднего арифметического значения квадратов мгновенных значений напряжения, измеренных в течение установленного интервала времени и в установленной полосе частот.

#### Примечания

1. Время измерения среднеквадратического значения напряжения, используемого при обнаружении и определении параметров провалов напряжений, перенапряжений и прерываний напряжений, в соответствии с ГОСТ 30804.4.30 (ГОСТ Р 51317.4.30) равно одному периоду сигнала основной частоты (п. 6.4.1).

2. Время измерения среднеквадратического значения напряжения, используемого для определения ПКЭ, характеризующих медленные изменения напряжения, в соответствии с ГОСТ 30804.4.30 (ГОСТ Р 51317.4.30) равно длительности основного измерительного интервала (10 периодов сигналов основной частоты) или длительности интервалов времени, используемых для определения объединенных (усредненных) результатов измерений (п. 6.2).

3. Полоса частот при измерении среднеквадратического значения напряжения включает гармонические составляющие с 1 до 50 порядка.

**3.1.8 среднеквадратическое значение силы тока:** Значение, равное корню квадратному из среднего арифметического значения квадратов мгновенных значений силы тока, измеренных в течение установленного интервала времени и в установленной полосе частот.

#### Примечания

1. Время измерения среднеквадратического значения силы тока в соответствии с ГОСТ 30804.4.30 (ГОСТ Р 51317.4.30) равно длительности основного измерительного интервала (10 периодов сигналов основной частоты) или длительности интервалов времени, используемых для определения объединенных (усредненных) результатов измерений (п. 6.2).

2. Полоса частот при измерении среднеквадратического значения силы тока включает гармонические составляющие с 1 до 50 порядка.

## 3.2 Сокращения

В настоящих Технических требованиях используются следующие сокращения:

СИ – средство измерений;

ПКЭ – показатели качества электрической энергии;

ПО – программное обеспечение;

UTC (SU) – национальная шкала координированного времени, принятая в Российской Федерации;

ГЛОНАСС – глобальная навигационная спутниковая система;

GPS (Global Positioning System) – система глобального позиционирования.

### 3.3 Обозначения

В настоящем документе применены следующие обозначения:

$f$  – частота, Гц;

$f_{\text{ном}}$  – номинальное значение частоты, Гц;

$h$  – номер интергармонической составляющей;

$i$  – номер основного измерительного интервала времени входящего в интервал объединения;

$I$  – ток (включает гармоники, интергармоники, информационные сигналы в электрических сетях), А, кА;

**Примечание** - здесь и далее в качестве значения тока используется среднеквадратическое значение силы тока, определенное на интервалах времени, установленных в п. 6.2, если не указано иное.

$I_0$  – ток нулевой последовательности, А, кА;

$I_1$  – ток прямой последовательности, А, кА;

$I_2$  – ток обратной последовательности, А, кА;

$I_{(1)}$  – ток основной частоты, А, кА;

$I_{\text{макс}}$  – максимальное значение тока, А, кА;

$I_{\text{ном}}$  – номинальное значение тока, А, кА;

$I_{sg(n)}$  – ток  $n$ -ой гармонической подгруппы, А, кА;

$I_{sg(1)}$  – ток первой гармонической подгруппы, А, кА;

$I_{isg(h)}$  – ток  $h$ -ой интергармонической центрированной подгруппы, А, кА;

$k$  – количество основных измерительных интервалов времени в интервале объединения;

$K_{0I}$  – коэффициент несимметрии токов по нулевой последовательности, %;

$K_{0U}$  – коэффициент несимметрии напряжений по нулевой последовательности, %;

$K_{2I}$  – коэффициент несимметрии токов по обратной последовательности, %;

$K_{2U}$  – коэффициент несимметрии напряжений по обратной последовательности, %;

$K_I$  – коэффициент искажения синусоидальности тока (суммарный коэффициент гармонических составляющих тока), %;

$K_{I(n)}$  – коэффициент  $n$ -ой гармонической составляющей тока, %;

$K_{Iig(h)}$  – коэффициент  $h$ -й интергармонической составляющей тока, %;

$K_U$  – коэффициент искажения синусоидальности кривой напряжения (суммарный коэффициент гармонических составляющих), %;

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

$K_{Uig(h)}$  – коэффициент  $h$ -ой интергармонической составляющей напряжения, %;  
 $K_{перU}$  – коэффициент временного перенапряжения;  
 $m_B$  – количество значений ПКЭ, выходящих за верхнее нормально допустимое значение;  
 $m_H$  – количество значений ПКЭ, выходящих за нижнее нормально допустимое значение;  
 $n$  – номер гармонической составляющей;  
 $N$  – общее количество результатов измерений ПКЭ;  
 $N_1$  – количество результатов измерений ПКЭ, вышедших за диапазон нормально допустимых значений;  
 $N_2$  – количество результатов измерений ПКЭ, вышедших за диапазон предельно допустимых значений;  
 $N_B$  – упорядоченный номер верхнего значения ПКЭ;  
 $N_H$  – упорядоченный номер нижнего значения ПКЭ;  
 $N_\Sigma$  – количество результатов измерений ПКЭ за интервал испытаний;  
 $P$  – активная мощность (включает мощности гармоник, интергармоник, информационных сигналов в электрических сетях), Вт, кВт, МВт;  
 $P_0$  – активные мощности нулевой последовательности, Вт, кВт;  
 $P_1$  – активные мощности прямой последовательности, Вт, кВт, МВт;  
 $P_2$  – активные мощности обратной последовательности, Вт, кВт;  
 $P_{(1)}$  – активная мощность основной частоты, Вт, кВт, МВт;  
 $P_{(n)}$  – активная мощность  $n$ -ой гармонической составляющей, Вт, кВт;  
 $P_{fl}$  – длительная доза фликера;  
 $P_{st}$  – кратковременная доза фликера;  
 $Q$  – реактивная мощность (включает мощности гармоник, интергармоник, информационных сигналов в электрических сетях), вар, квар, Мвар;  
 $Q_0$  – реактивные мощности нулевой последовательности, вар, квар;  
 $Q_1$  – реактивные мощности прямой последовательности, вар, квар, Мвар;  
 $Q_2$  – реактивные мощности обратной последовательности, вар, квар;  
 $Q_{(1)}$  – реактивная мощность основной частоты, вар, квар, Мвар;  
 $Q_{(n)}$  – реактивная мощность  $n$ -ой гармонической составляющей, вар, квар;  
 $S$  – полная мощность (включает мощности гармоник, интергармоник, информационных сигналов в электрических сетях), В·А, кВ·А, МВ·А;  
 $S_0$  – полные мощности нулевой последовательности, В·А, кВ·А;  
 $S_1$  – полные мощности прямой последовательности, В·А, кВ·А, МВ·А;  
 $S_2$  – полные мощности обратной последовательности, В·А, кВ·А;

$S_{(1)}$  – полная мощность основной частоты, В·А, кВ·А, МВ·А;

$S_{(n)}$  – полная мощность  $n$ -ой гармонической составляющей, В·А, кВ·А;

$t_0$  – момент времени начала измерительного интервала при переходе сигнала напряжения через нулевое значение, с;

$t_1$  – момент времени начала измерительного интервала без привязки к переходу сигнала напряжения через нулевое значение, с;

$t_{и}$  – длительность импульса напряжения, с;

$t_{п}$  – длительность провала напряжения, с;

$t_{пер}$  – длительность прерывания напряжения, с;

$t_{перU}$  – длительность временного перенапряжения, с;

$T$  – период сигнала основной частоты, с;

$T_o$  – средняя наработка на отказ, ч;

$T_{сл}$  – средний срок службы, лет;

$T_v$  – среднее время восстановления, ч.;

$u(t)$  – сигнал напряжения;

$U$  – напряжение (включает гармоники, интергармоники, информационные сигналы в электрических сетях), В, кВ;

Примечание - здесь и далее в качестве значения напряжения используется среднеквадратическое значение напряжения, определенное на интервалах времени, установленных в п. 6.2, если не указано иное.

$U_{ном}$  – номинальное напряжение электрической сети, В, кВ;

$U_c$  – согласованное напряжение электропитания, В, кВ;

$U_{звх}$  – заявленное входное напряжение (заявленное поставляемое напряжение), равное номинальному напряжению электрической сети или согласованному напряжению электропитания, В, кВ;

$U_{10T}$  – значение напряжения, определенное на основном измерительном интервале времени, равном  $10T$ , В, кВ;

$U_{10T,i}$  – значение напряжения на  $i$ -ом основном измерительном интервале времени, входящем в объединенный интервал времени, В, кВ;

$U_{10T(-),i}$  – пониженное значение напряжения на  $i$ -ом основном измерительном интервале, входящем в объединенный интервал времени, В, кВ;

$U_{10T(+),i}$  – повышенное значение напряжения на  $i$ -ом основном измерительном интервале, входящем в объединенный интервал времени, В, кВ;

$U_{m(-)}$  – пониженное значение напряжения на объединенном интервале, В, кВ;

$U_{m(+)}$  – повышенное значение напряжения на объединенном интервале, В, кВ;

$U_{(1)}$  – напряжение основной частоты, В, кВ;

$U_{1(мф)}$  – напряжение прямой последовательности трехфазной системы междуфазных напряжений, В, кВ;

$U_{2(\text{мф})}$  – напряжение обратной последовательности трехфазной системы междуфазных напряжений, В, кВ;

$U_{1(\text{ф})}$  – напряжение прямой последовательности трехфазной системы фазных напряжений, В, кВ;

$U_{2(\text{ф})}$  – напряжение обратной последовательности трехфазной системы фазных напряжений, В, кВ;

$U_{0(\text{ф})}$  – напряжение нулевой последовательности трехфазной системы фазных напряжений, В, кВ;

$U_{sg(n)}$  – напряжение  $n$ -ой гармонической подгруппы, В, кВ;

$U_{sg(1)}$  – напряжение первой гармонической подгруппы, В, кВ;

$U_{g(n)}$  – напряжение  $n$ -ой гармонической группы, В, кВ;

$U_{g(1)}$  – напряжение первой гармонической группы, В, кВ;

$U_{isg(h)}$  – напряжение  $h$ -ой интергармонической центрированной подгруппы, определяемое в соответствии с ГОСТ 30804.4.7 (ГОСТ Р 51317.4.7), В;

$U_{\text{rms}(1/2)}$  – напряжение, определенное за период сигнала основной частоты, получаемое через интервал времени, равный половине периода основной частоты, В, кВ;

$U_{\text{rms}(1)}$  – напряжение, определенное за период сигнала основной частоты, получаемое через интервал времени, равный периоду основной частоты, В, кВ;

$U_{sr(n)}$  – значение скользящего опорного напряжения сравнения, применяемое для определения случайных событий, В, кВ;

$U_{sr(n-1)}$  – предыдущее значение скользящего опорного напряжения сравнения, В, кВ;

$U_{\text{пр}}$  – остаточное напряжение провала, В, кВ;

$U_{\text{пер}}$  – максимальное значение напряжения при перенапряжении, В, кВ;

$U_{\text{ис}}$  – напряжение информационных сигналов в электрической сети, В;

$U_A$  – амплитуда импульса напряжения, В;

$W_A$  – активная энергия, Вт·ч, кВт·ч, МВт·ч;

$W_P$  – реактивная энергия, вар·ч, квар·ч, Мвар·ч;

$X_{\text{нб}}$  – наибольшее значение ПКЭ из всех результатов измерений, в единицах измеряемой величины;

$X_{\text{нм}}$  – наименьшее значение ПКЭ из всех результатов измерений, в единицах измеряемой величины;

$X_{\text{в}}$  – верхнее значение ПКЭ из диапазона, содержащего 95 % результатов измерений, в единицах измеряемой величины;

$X_{\text{н}}$  – нижнее значение диапазона ПКЭ, содержащего 95 % результатов измерений, в единицах измеряемой величины;

$X_{\text{нб}}^I$  – наибольшее значение ПКЭ из всех результатов измерений в интервале времени наибольших нагрузок, в единицах измеряемой величины;

$X_{\text{нм}}^I$  – наименьшее значение ПКЭ из всех результатов измерений в интервале времени наибольших нагрузок, в единицах измеряемой величины;

$X_{\text{в}}^I$  – верхнее значение ПКЭ из диапазона, содержащего 95 % результатов измерений в интервале времени наибольших нагрузок, в единицах измеряемой величины;

$X_{\text{н}}^I$  – нижнее значение диапазона ПКЭ, содержащего 95 % результатов измерений в интервале времени наибольших нагрузок, в единицах измеряемой величины;

$\gamma$  – пределы допускаемой основной приведенной погрешности, %;

$\delta$  – пределы допускаемой основной относительной погрешности, %;

$\delta U_{\text{пр}}$  – глубина провала напряжения, %;

$\delta U_{\text{у}}$  – установившееся отклонение напряжения, %;

$\delta U_{(+)}$  – положительное отклонение напряжения, %;

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

$\Delta$  – пределы допускаемой основной абсолютной погрешности, в единицах измеряемой величины;

$\Delta f$  – отклонение частоты, Гц;

$\varphi_I$  – угол фазового сдвига между токами основной частоты, в градусах;

$\varphi_U$  – угол фазового сдвига между напряжениями основной частоты, в градусах;

$\varphi_{UI}$  – угол фазового сдвига между напряжением и током основной частоты, в градусах;

$\varphi_{UI0}$  – угол фазового сдвига между симметричными составляющими напряжения и тока нулевой последовательности, в градусах;

$\varphi_{UI1}$  – угол фазового сдвига между симметричными составляющими напряжения и тока прямой последовательности, в градусах;

$\varphi_{UI2}$  – угол фазового сдвига между симметричными составляющими напряжения и тока обратной последовательности, в градусах;

$\varphi_{UI(n)}$  – угол фазового сдвига между гармоническими составляющими напряжения и тока, в градусах;

T1 – относительное время выхода за границы диапазона нормально допустимых значений, %;

T2 – относительное время выхода за границы диапазона предельно допустимых значений, %.

#### 4 Общие положения

Приборы должны соответствовать настоящим Техническим требованиям, а также требованиям ГОСТ 22261, ГОСТ 30804.4.30 (ГОСТ Р 51317.4.30), ГОСТ 30804.4.7 (ГОСТ Р 51317.4.7), ГОСТ 30804.4.15.

В обоснованных случаях приборы могут не соответствовать требованиям настоящих Технических требований или для них могут быть установлены иные требования (по согласованию смежных субъектов).

## 5 Измеряемые параметры

5.1 Приборы должны измерять все или некоторые из перечисленных ниже параметров электрических величин.

5.2 Группы измеряемых параметров:

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

5.3 Показатели качества электрической энергии

5.3.1 Общие положения

Измеряемые ПКЭ и дополнительные параметры напряжения относятся к фазным и (или) междуфазным напряжениям.

При использовании трехфазной трехпроводной схемы подключения приборы должны измерять параметры междуфазных напряжений, а при использовании трехфазной четырехпроводной схемы подключения приборы должны измерять параметры фазных и (или) междуфазных напряжений.

5.3.2 Продолжительные изменения характеристик напряжения

Приборы должны измерять следующие ПКЭ, характеризующие продолжительные изменения характеристик напряжения:

- положительное отклонение напряжения  $\delta U_{(+)}$ ;
- отрицательное отклонение напряжения  $\delta U_{(-)}$ ;
- установившееся отклонение напряжения  $\delta U_y$ ;
- отклонение частоты  $\Delta f$ ;
- коэффициент несимметрии напряжений по обратной последовательности  $K_{2U}$ ;
- коэффициент несимметрии напряжений по нулевой последовательности (только для трехфазной четырехпроводной схемы подключений)  $K_{0U}$ ;
- суммарный коэффициент гармонических составляющих (коэффициент искажения синусоидальности напряжения)  $K_U$ ;
- коэффициент  $n$ -ой гармонической составляющей напряжения (или напряжение гармонической подгруппы) ( $n$  изменяется от 2 до 50)  $K_{U(n)}$ ;

Примечание – В качестве ПКЭ, для которых в ГОСТ 30804.4.7 (ГОСТ Р 51317.4.7) установлены метрологические характеристики, используется напряжение  $n$ -ой гармонической

подгруппы (группы), а нормативные значения в ГОСТ 32144 (ГОСТ Р 54149) устанавливаются для коэффициентов  $n$ -ых гармонических составляющих напряжения.

- коэффициент  $h$ -ой интергармонической составляющей напряжения (или напряжение интергармонической центрированной подгруппы)  $K_{Uig(h)}$ ;

Примечание – В качестве ПКЭ, для которых в ГОСТ 30804.4.7 (ГОСТ Р 51317.4.7) установлены метрологические характеристики, используется напряжение  $h$ -ой интергармонической составляющей, а нормативные значения, находящиеся на рассмотрении, будут установлены для коэффициентов  $h$ -ых интергармонических составляющих напряжения.

- кратковременная доза фликера  $P_{st}$ ;
- длительная доза фликера  $P_{lt}$ ;
- напряжение информационных сигналов в электрической сети  $U_{ис}$ .

### 5.3.3 Случайные события

Приборы должны измерять следующие ПКЭ, характеризующие случайные события:

- длительность провала напряжения  $t_{п}$ ;
- длительность прерывания напряжения  $t_{пер}$ ;
- длительность временного перенапряжения  $t_{перU}$ ;
- глубина провала напряжения  $\delta U_{пр}$ ;
- коэффициент временного перенапряжения  $K_{перU}$ ;
- длительность импульса напряжения  $t_{и}$ ;
- амплитуда импульса напряжения  $U_{А}$ .

### 5.4 Дополнительные параметры напряжения

Приборы должны измерять следующие дополнительные параметры напряжения:

- среднеквадратическое значение напряжения основной частоты  $U_{(1)}$ ;
- среднеквадратическое значение напряжения (включает гармоники, интергармоники, информационные сигналы в электрических сетях)  $U$ ;
- среднеквадратическое значение напряжения прямой  $U_1$ , обратной  $U_2$  и нулевой  $U_0$  последовательностей;
- частота  $f$ .

### 5.5 Сила тока

Приборы должны измерять следующие параметры силы тока:

- среднеквадратическое значение силы тока (включает гармоники, интергармоники, информационные сигналы в электрических сетях)  $I$ ;
- среднеквадратическое значение силы тока основной частоты  $I_{(1)}$ ;
- среднеквадратическое значение силы тока прямой  $I_1$ , обратной  $I_2$  и нулевой  $I_0$  последовательностей;
- суммарный коэффициент гармонических составляющих тока (коэффициент

искажения синусоидальности тока)  $K_I$ ;

- коэффициент  $n$ -й гармонической составляющей тока ( $n$  изменяется от 2 до 50) (значение тока гармонической подгруппы)  $K_{I(n)}$ ;

Примечание – Метрологические характеристики в соответствии с ГОСТ 30804.4.30 (ГОСТ Р 51317.4.30) установлены для тока  $n$ -ой гармонической подгруппы, а результат измерений удобнее представлять в виде коэффициентов  $n$ -ых гармонических составляющих тока, так как в этой форме представляются нормы эмиссии гармонических составляющих.

- коэффициент  $h$ -й интергармонической составляющей тока (значение тока  $h$ -й интергармонической центрированной подгруппы)  $K_{Iig(h)}$ ;

Примечание – В качестве параметра, характеризующего несинусоидальность сигналов тока, в соответствии с ГОСТ 30804.4.30 (ГОСТ Р 51317.4.30) используется значение силы тока  $h$ -ой интергармонической центрированной подгруппы, а результат измерений удобнее представлять в виде коэффициента  $h$ -й интергармонической составляющей тока.

- коэффициент несимметрии тока по обратной последовательности  $K_{2I}$ ;

- коэффициент несимметрии тока по нулевой последовательности  $K_{0I}$ .

### 5.6 Угол фазового сдвига

Приборы должны измерять следующие параметры угла фазового сдвига:

- угол фазового сдвига между напряжениями основной частоты  $\varphi_U$ ;

- угол фазового сдвига между токами основной частоты  $\varphi_I$ ;

- угол фазового сдвига между напряжением и током основной частоты  $\varphi_{UI}$ ;

- углы фазового сдвига между симметричными составляющими напряжений и токов прямой  $\varphi_{UI1}$ , обратной  $\varphi_{UI2}$  и нулевой  $\varphi_{UI0}$  последовательностей;

- углы фазового сдвига между гармоническими составляющими напряжений и токов  $\varphi_{UI(n)}$ .

### 5.7 Электрическая мощность

Приборы должны измерять следующие параметры электрической мощности:

- активная мощность (включает мощности гармоник, интергармоник, информационных сигналов в электрических сетях)  $P$ ;

- активная мощность основной частоты  $P_{(1)}$ ;

- реактивная мощность (включает мощности гармоник, интергармоник, информационных сигналов в электрических сетях)  $Q$ ;

- реактивная мощность основной частоты  $Q_{(1)}$ ;

- полная мощность (включает мощности гармоник, интергармоник, информационных сигналов в электрических сетях)  $S$ ;

- полная мощность основной частоты  $S_{(1)}$ ;

- активная мощность  $n$ -ой гармонической составляющей  $P_{(n)}$ ;

- реактивная мощность  $n$ -ой гармонической составляющей  $Q_{(n)}$ ;

- полная мощность  $n$ -ой гармонической составляющей  $S_{(n)}$ ;

- активные мощности прямой  $P_1$ , обратной  $P_2$  и нулевой  $P_0$

последовательностей;

- реактивные мощности прямой  $Q_1$ , обратной  $Q_2$  и нулевой  $Q_0$  последовательностей;

- полные мощности прямой  $S_1$ , обратной  $S_2$  и нулевой  $S_0$  последовательностей.

Измеряемые параметры электрической мощности должны относиться к фазным и трехфазным мощностям.

## 5.8 Электрическая энергия

Приборы должны измерять электрическую энергию прямого и обратного направления:

- активную электрическую энергию  $W_A$ ;

- реактивную электрическую энергию  $W_P$ .

Реактивную электрическую энергии допускается измерять для каждого квадранта (в полярной системе координат, в которой с начальной осью координат совпадает вектор напряжения или тока) отдельно.

## 6 Требования к алгоритмам и методам измерений

### 6.1 Классы процессов измерений ПКЭ

Измерения ПКЭ в приборах должны производиться в соответствии с требованиями ГОСТ 30804.4.30 (ГОСТ Р 51317.4.30-2008 (МЭК 61000-4-30:2008) для классов процессов измерений «А» или «S».

Мобильные приборы, применяемые для проведения точных измерений при краткосрочных испытаниях электрической энергии с целью проверки соответствия значений ПКЭ нормам качества электроэнергии, должны соответствовать классу процессов измерений «А».

Стационарные приборы, применяемые автономно или в составе информационно-измерительных систем для непрерывного контроля (мониторинга) качества электрической энергии, должны соответствовать классам процессов измерений «А» или «S».

Класс процессов измерений определяет требования к алгоритмам измерений и метрологическим характеристикам.

### 6.2 Измерительные интервалы времени

#### 6.2.1 Основной измерительный интервал времени

Длительность основного измерительного интервала времени должна быть равна длительности 10 периодов (10T) 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.

На основном измерительном интервале времени 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 измерительном интервале времени определяются повышенные и пониженные напряжения, используемые для расчета положительного и отрицательного отклонения напряжения соответственно, а также дополнительные параметры напряжения, параметры тока, параметры углов фазовых сдвигов и параметры мощности.

Не допускаются перекрытия между основными измерительными интервалами времени, кроме случаев, возникающих при синхронизации основных измерительных интервалов прибора с началом 1- или 10-минутного календарного интервала времени. В этом случае начало основного перекрывающего измерительного интервала времени определяется в соответствии с ГОСТ 30804.4.30 (ГОСТ Р 51317.4.30).

Пропуски между основными измерительными интервалами времени для приборов класса «А» не допускаются.

Для приборов класса «S» не допускаются пропуски между основными измерительными интервалами времени при измерении:

*а) ПКЭ:*

- положительного отклонения напряжения;
- отрицательного отклонения напряжения;
- установившегося отклонения напряжения;
- коэффициента несимметрии напряжений по обратной последовательности;
- коэффициента несимметрии напряжений по нулевой последовательности;

*б) дополнительных параметров напряжения:*

- среднеквадратического значения напряжения основной частоты;
- среднеквадратического значения напряжения (включает гармоники, интергармоники, информационные сигналы в электрических сетях);
- среднеквадратического значения напряжений прямой, обратной и нулевой последовательностей;

*в) параметров силы тока:*

- среднеквадратического значения силы тока (включает гармоники, интергармоники, информационные сигналы в электрических сетях);
- среднеквадратического значения силы тока основной частоты;
- среднеквадратического значения силы тока прямой, обратной и нулевой последовательностей;
- коэффициента несимметрии тока по обратной последовательности;

- коэффициента несимметрии тока по нулевой последовательности;

*г) параметров углов фазовых сдвигов:*

- угла фазового сдвига между напряжениями основной частоты;

- угла фазового сдвига между токами основной частоты;

- угла фазового сдвига между напряжением и током основной частоты;

- углов фазовых сдвигов между симметричными составляющими напряжений и токов прямой, обратной и нулевой последовательностей;

*д) параметров электрической мощности:*

- активной мощности (включает мощности гармоник, интергармоник, информационных сигналов в электрических сетях);

- активной мощности основной частоты;

- реактивной мощности (включает мощности гармоник, интергармоник, информационных сигналов в электрических сетях);

- реактивной мощности основной частоты;

- полной мощности (включает мощности гармоник, интергармоник, информационных сигналов в электрических сетях);

- полной мощности основной частоты;

- активных мощностей прямой, обратной и нулевой последовательностей;

- реактивных мощностей прямой, обратной и нулевой последовательностей;

- полных мощностей прямой, обратной и нулевой последовательностей.

Для приборов класса «S» допускаются пропуски между основными измерительными интервалами времени при измерении:

*а) ПКЭ:*

- суммарного коэффициента гармонических составляющих напряжения (коэффициента искажения синусоидальности напряжения);

- коэффициента  $n$ -ой гармонической составляющей напряжения;

- коэффициента  $h$ -ой интергармонической составляющей напряжения;

*б) параметров силы тока:*

- суммарного коэффициента гармонических составляющих тока (коэффициента искажения синусоидальности тока);

- коэффициента  $n$ -й гармонической составляющей тока;

- коэффициента  $h$ -й интергармонической составляющей тока;

*в) углов фазовых сдвигов между гармоническими составляющими напряжения и тока;*

*д) параметров электрической мощности:*

- активной мощности  $n$ -ой гармонической составляющей;

- реактивной мощности  $n$ -ой гармонической составляющей;

- полной мощности  $n$ -ой гармонической составляющей.

Основной измерительный интервал времени используется для получения объединенных (усредненных) результатов измерений за интервалы времени, указанные в п. 6.2.4.

6.2.3 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.

6.2.4 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 измерительными интервалами времени, кроме случаев, возникающих при синхронизации основных измерительных интервалов прибора с началом 1- или 10 - минутного календарного интервала времени. В этих случаях начало основного перекрывающего измерительного интервала времени определяется в соответствии с ГОСТ 30804.4.30 (ГОСТ Р 51317.4.30).

В приборе 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.

#### 6.2.4.1 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 (ГОСТ Р 51317.4.30). За значение ПКЭ на данном измерительном интервале времени должно приниматься значение, равное квадратному корню из среднеарифметического значения квадратов результатов измерений, полученных на основных измерительных интервалах времени ( $10T$ ).

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

#### 6.2.4.2 Интервал объединения 1 минута

Данный интервал времени должен начинаться в момент равенства нулю секунд таймера прибора. За значение ПКЭ на данном измерительном интервале времени должно приниматься значение, равное квадратному корню из среднеарифметического

значения квадратов результатов измерений, полученных на основных измерительных интервалах времени (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 среднеарифметического значения квадратов результатов измерений, полученных за основные интервалы времени (10Т), которые завершились в данную минуту.

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

#### 6.2.4.3 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 среднеарифметического значения квадратов результатов измерений, полученных на основных измерительных интервалах времени (10Т).

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.

#### 6.2.4.4 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 среднеарифметического 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.

6.2.5 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 30804.4.15.

6.2.6 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:

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

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

#### 6.3.1 Общие положения

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

Объединение результатов измерений, полученных на основных измерительных интервалах, должно производиться в соответствии с п. 6.2.

Требования к методам измерений параметров напряжения и тока, не рассмотренных в пункте 6.3, а также параметров углов фазовых сдвигов, мощности и энергии устанавливает производитель СИ.

#### 6.3.2 Отрицательное и положительное отклонения напряжения

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

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

6.3.2.2 Определить пониженное и повышенное значения напряжения на каждом  $i$ -ом основном измерительном интервале времени, входящем в объединенный интервал времени.

Если среднеквадратическое значение напряжения на основном измерительном интервале больше значения заявленного входного напряжения  $U_{звх}$ , равного значению номинального напряжения электрической сети ( $U_{звх} = U_{ном}$ ) или значению согласованного напряжения электропитания ( $U_{звх} = U_c$ ), то:

- пониженное значение напряжения на основном измерительном интервале  $U_{10T(-),i}$  вычисляется по формуле:

$$U_{10T(-),i} = U_{звх}, \quad (2)$$

- повышенное значение напряжения на основном измерительном интервале  $U_{10T(+),i}$  вычисляется по формуле:

$$U_{10T(+),i} = U_{10T,i}. \quad (3)$$

Если  $U_{10T}$  меньше,  $U_{зп}$ , то:

- пониженное значение напряжения на основном измерительном интервале вычисляется по формуле:

$$U_{10T(-),i} = U_{10T,i}, \quad (4)$$

- повышенное значение напряжения на основном измерительном интервале вычисляется по формуле:

$$U_{10T(+),i} = U_{звх}. \quad (5)$$

6.3.2.3 Определить пониженное и повышенное значения напряжения на объединенном интервале

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

$$U_{m(-)} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^k U_{10T(-),i}^2}{k}}, \quad (6)$$

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

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

$$U_{m(+)} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^k U_{10T(+),i}^2}{k}}. \quad (7)$$

#### 6.3.2.4 Определить отрицательное и положительное отклонения напряжения

Отрицательное отклонение напряжения  $\delta U_{(-)}$  вычисляется по формуле:

$$\delta U_{(-)} = [(U_{звх} - U_{m(-)})/U_{звх}] \cdot 100. \quad (8)$$

Положительное отклонение напряжения  $\delta U_{(+)}$  вычисляется по формуле:

$$\delta U_{(+)} = [(U_{m(+)} - U_{звх})/U_{звх}] \cdot 100. \quad (9)$$

#### 6.3.3 Установившееся отклонение напряжения

Значение установившегося отклонения напряжения вычисляется по формуле:

$$\delta U_{(1)} = [(U_{(1)} - U_{ном})/U_{ном}] \cdot 100, \quad (10)$$

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

$U_{ном}$  – номинальное значение напряжения.

#### 6.3.4 Отклонение частоты

Значение отклонения частоты  $\Delta f$  на специальном измерительном интервале времени (10 с) вычисляется по формуле:

$$\Delta f = f - f_{ном}, \quad (11)$$

где  $f$  – значение частоты,

$f_{ном}$  – номинальное значение частоты.

#### 6.3.5 Коэффициент несимметрии напряжений по обратной последовательности

Коэффициент несимметрии напряжений по обратной последовательности рассчитывается по формуле:

$$K_{2U} = (U_{2(мф)}/U_{1(мф)}) \cdot 100, \quad (12)$$

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

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

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:

$$U_{1(\text{мф})} = \sqrt{3} \cdot U_{1(\phi)}, \quad (13)$$

$$U_{2(\text{мф})} = \sqrt{3} \cdot U_{2(\phi)}. \quad (14)$$

### 6.3.6 Коэффициент несимметрии напряжений по нулевой последовательности

Коэффициент несимметрии напряжений по нулевой последовательности для четырехпроводных электрических сетей рассчитывается по формуле:

$$K_{0U} = (U_{0(\phi)} / U_{1(\phi)}) \cdot 100, \quad (15)$$

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

$U_{0(\phi)}$  – среднеквадратическое значение фазных напряжений нулевой последовательности.

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

$$K_{0U} = (U_{0(\phi)} \cdot \sqrt{3} / U_{1(\text{мф})}) \cdot 100. \quad (16)$$

### 6.3.7 Коэффициент $n$ -ой гармонической составляющей напряжения

Коэффициент  $n$ -ой гармонической составляющей напряжения рассчитывается по формуле:

$$K_{U(n)} = (U_{sg(n)} / U_{sg(1)}) \cdot 100, \quad (17)$$

где  $U_{sg(n)}$  – среднеквадратическое значение напряжения  $n$ -ой гармонической подгруппы, определяемое в соответствии с ГОСТ 30804.4.7 (ГОСТ Р 51317.4.7),

$U_{sg(1)}$  – среднеквадратическое значение напряжения первой гармонической подгруппы.

Для приборов класса «S» допускается использовать следующую формулу:

$$K_{U(n)} = (U_{g(n)} / U_{g(1)}) \cdot 100, \quad (18)$$

где  $U_{g(n)}$  – среднеквадратическое значение напряжение  $n$ -ой гармонической группы, определяемое в соответствии с ГОСТ 30804.4.7 (ГОСТ Р 51317.4.7),

$U_{g(1)}$  – среднеквадратическое значение напряжения первой гармонической группы.

### 6.3.8 Коэффициент искажения синусоидальности напряжения

Коэффициент искажения синусоидальности напряжения является суммарным коэффициентом гармонических составляющих (подгрупп) и вычисляется по формуле:

$$K_{U(n)} = \sqrt{\sum_{n=2}^{40} \left( \frac{U_{sg(n)}}{U_{sg(1)}} \right)^2}. \quad (19)$$

Для приборов класса «S» допускается коэффициент искажения синусоидальности напряжения принимать равным суммарному коэффициенту

гармонических групп и вычислять по формуле:

$$K_{U(n)} = \sqrt{\sum_{n=2}^{40} \left( \frac{U_{g(n)}}{U_{g(1)}} \right)^2}. \quad (20)$$

### 6.3.9 Коэффициент $h$ -й интергармонической составляющей напряжения

Коэффициент  $h$ -ой интергармонической составляющей напряжения ( $h$  изменяется от 1 до 49) рассчитывается по формуле:

$$K_{Uig(h)} = (U_{isg(h)}/U_{sg(1)}) \cdot 100, \quad (21)$$

где  $U_{isg(h)}$  – среднеквадратическое значение напряжения  $h$ -ой интергармонической центрированной подгруппы, определяемое в соответствии с ГОСТ 30804.4.7 (ГОСТ Р 51317.4.7),

$U_{sg(1)}$  – среднеквадратическое значение напряжения первой гармонической подгруппы.

Для приборов класса «S» метод измерений устанавливает изготовитель СИ.

### 6.3.10 Коэффициент $n$ -ой гармонической составляющей тока

Коэффициент  $n$ -ой гармонической составляющей тока ( $n$  изменяется от 2 до 50) рассчитывается по формуле:

$$K_{I(n)} = (I_{sg(n)}/I_{sg(1)}) \cdot 100, \quad (22)$$

где  $I_{sg(n)}$  – среднеквадратическое значение силы тока  $n$ -ой гармонической подгруппы, определяемый в соответствии с ГОСТ 30804.4.7 (ГОСТ Р 51317.4.7),

$I_{sg(1)}$  – среднеквадратическое значение силы тока первой гармонической подгруппы.

Для приборов класса «S» метод измерений устанавливает изготовитель СИ.

### 6.3.11 Коэффициент искажения синусоидальности тока

Коэффициент искажения синусоидальности тока является суммарным коэффициентом гармонических составляющих (подгрупп) и вычисляется по формуле:

$$K_{I(n)} = \sqrt{\sum_{n=2}^{40} \left( \frac{I_{sg(n)}}{I_{sg(1)}} \right)^2}. \quad (23)$$

Для приборов класса «S» метод измерений устанавливает изготовитель СИ.

### 6.3.12 Коэффициент $h$ -й интергармонической составляющей тока

Коэффициент  $h$ -ой интергармонической составляющей тока ( $h$  изменяется от 1 до 49) рассчитывается по формуле:

$$K_{Iig(h)} = (I_{isg(h)}/I_{sg(1)}) \cdot 100, \quad (24)$$

где  $I_{isg(h)}$  – среднеквадратическое значение силы тока  $h$ -ой интергармонической центрированной подгруппы, определяемый в соответствии с ГОСТ 30804.4.7 (ГОСТ Р 51317.4.7),

$I_{sg(1)}$  – среднеквадратическое значение силы тока первой гармонической

подгруппы.

Для приборов класса «S» метод измерений устанавливает изготовитель СИ.

### 6.3.13 Коэффициент несимметрии токов по обратной последовательности

Коэффициент несимметрии токов по обратной последовательности рассчитывается по формуле:

$$K_{2I} = (I_2 / I_1) \cdot 100, \quad (25)$$

где  $I_1$  – среднеквадратическое значение силы тока прямой последовательности,

$I_2$  – среднеквадратическое значение силы тока обратной последовательности.

### 6.3.14 Коэффициент несимметрии токов по нулевой последовательности

Коэффициент несимметрии токов по нулевой последовательности рассчитывается по формуле:

$$K_{0I} = (I_0 / I_1) \cdot 100, \quad (26)$$

где  $I_0$  – среднеквадратическое значение силы тока нулевой последовательности.

## 6.4 Определение параметров случайных событий

### 6.4.1 Значения напряжений, используемые для обнаружения и определения параметров случайных событий

Измерения параметров случайных событий производятся на основе измерений среднеквадратических значений напряжений, определяемых за период сигнала основной частоты. Начало измерения среднеквадратического значения напряжения должно происходить при каждом переходе сигнала через нулевое значение (при положительной и отрицательной скорости изменения сигнала). Таким образом, соседние измерительные интервалы перекрывают друг друга на половину периода. Данные среднеквадратические значения напряжения обозначается как  $U_{rms(1/2),k}$ , где  $k$  – номер очередного значения.  $U_{rms(1/2),k}$  включает в себя гармоники, интергармоники, информационные сигналы в электрических сетях и определяется по формуле:

$$U_{rms(1/2),k} = \sqrt{\frac{1}{T} \int_{t_k}^{t_k+T} u^2(t) dt}, \quad (27)$$

где  $T$  – период сигнала основной частоты,

$u(t)$  – сигнал напряжения,

$t_k$  – момент времени начала измерительного интервала при переходе сигнала напряжения через нулевое значение ( $t_k = t_0 + k \cdot T/2$ , где  $k = 0, 1, 2, 3, \dots$ ).

В приборах класса «S» измерения параметров случайных событий производятся также на основе измерений среднеквадратических значений напряжений, определяемых за период сигнала основной частоты. Однако начало измерения среднеквадратического значения напряжения может быть не связано с переходом сигнала через нулевое значение. Кроме того, измерительные интервалы следуют друг за другом через период сигнала основной частоты, то есть без

перекрытия. Это напряжение обозначается как  $U_{rms(1),m}$ , где  $m$  – номер очередного значения. Данное напряжение включает в себя гармоники, интергармоники, информационные сигналы в электрических сетях и определяется по формуле:

$$U_{rms(1),m} = \sqrt{\frac{1}{T} \int_{t_m}^{t_m+T} u^2(t) dt}, \quad (28)$$

где  $t_m$  – момент времени начала измерительного интервала ( $t_m = t_1 + k \cdot T$ , где  $k = 0, 1, 2, 3, \dots$ ).

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

#### 6.4.2.1 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  $U_{ном}$ .

#### 6.4.2.2 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  $U_{ном}$ .

#### 6.4.2.3 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  $U_{ном}$ .

6.4.2.4 Требования к определению опорного напряжения, используемого для задания пороговых значений случайных событий

В качестве опорного напряжения  $U_0$  должно использоваться номинальное (согласованное) напряжение или скользящее опорное напряжение сравнения.

Расчет скользящего опорного напряжения сравнения производится после окончания каждого основного интервала времени ( $10T$ ) для всех напряжений (3-х фазных и/или 3-х междуфазных), участвующих в оценке случайных событий по формуле:

$$U_{sr(n)} = 0,9967 \cdot U_{sr(n-1)} + 0,0033 \cdot U_{10T}, \quad (29)$$

где  $U_{sr(n)}$  – применяемое для определения динамических событий среднеквадратическое значение скользящего опорного напряжения сравнения,

$U_{sr(n-1)}$  – предыдущее среднеквадратическое значение скользящего опорного напряжения сравнения,

$U_{10T}$  – последний результат измерения среднеквадратического значения напряжения на основном измерительном интервале времени.

Начальное значение скользящего опорного напряжения сравнения устанавливается равным входному напряжению. Если последний результат измерения значения напряжения на основном интервале времени маркируется, то расчет скользящего опорного напряжения сравнения не производится и используется его предыдущее значение.

#### 6.4.3 Глубина провала напряжения

Глубина провала напряжения рассчитывается по формуле:

$$\delta U_{\text{пр}} = ((U_{\text{звх}} - U_{\text{пр}}) / U_{\text{звх}}) \cdot 100, \quad (30)$$

где  $U_{\text{звх}}$  – заявленное входное напряжение (номинальное или согласованное напряжение),

$U_{\text{пр}}$  – остаточное напряжение провала, равное наименьшему среднеквадратическому значению напряжения, определяемому через каждую половину периода сигнала основной частоты или период сигнала основной частоты для приборов класса «S»:

$$U_{\text{пр}} = \min (U_{\text{rms}(1/2)}) \text{ или } U_{\text{пр}} = \min (U_{\text{rms}(1)}). \quad (31)$$

#### 6.4.4 Коэффициент временного перенапряжения

Коэффициент временного перенапряжения рассчитывается по формуле:

$$K_{\text{пер}U} = U_{\text{пер}} / U_{\text{звх}}, \quad (32)$$

где  $U_{\text{звх}}$  – заявленное входное напряжение (номинальное или согласованное напряжение),

$U_{\text{пер}}$  – максимальное значение напряжения при перенапряжении, равное наибольшему среднеквадратическому значению напряжения, определяемому через каждую половину периода сигнала основной частоты или период сигнала основной частоты для приборов класса «S»:

$$U_{\text{пер}} = \max (U_{\text{rms}(1/2)}) \text{ или } U_{\text{пер}} = \max (U_{\text{rms}(1)}). \quad (33)$$

#### 6.5 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 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 в зависимости от используемой методики контроля качества электрической энергии.

## 7 Требования к метрологическим характеристикам

### 7.1 Номинальные значения измеряемых величин

Номинальные значения напряжения  $U_{ном}$  при подключении с помощью трансформаторов напряжения должны соответствовать установленным в Таблице 7.1.

Таблица 7.1 – Номинальные значения напряжений

Стандартное значение, В	Допускаемое значение, В
100/ $\sqrt{3}$ ; 110/ $\sqrt{3}$ ; 120/ $\sqrt{3}$ ; 100; 110; 200/ $\sqrt{3}$ ; 120; 200 (по ГОСТ 1983)	220/ $\sqrt{3}$ ; 220

Номинальные значения токов  $I_{ном}$  при подключении с помощью трансформаторов тока должны соответствовать установленным в Таблице 7.2.

Таблица 7.2 – Номинальные значения токов

Стандартное значение, А	Допускаемое значение, А
1; 2; 5 (по ГОСТ 7746)	0,2; 0,3; 0,6; 1,0; 1,5; 2,0; 2,5; 5,0; 10,0

Номинальное значение частоты  $f_{ном}$  равно 50 Гц.

В обоснованных случаях допускается использовать другие номинальные значения измеряемых величин.

7.2 Метрологические характеристики приборов при измерениях ПКЭ и дополнительных параметров напряжения должны соответствовать требованиям ГОСТ 30804.4.30 (ГОСТ Р 51317.4.30) для классов «А» и «S», а пределы допускаемых основных погрешностей измерений приборами этих параметров не должны превышать значений, установленных в Таблице 7.3, в соответствующих диапазонах измерений.

Таблица 7.3 – Диапазоны измерений и пределы допускаемой основной погрешности измерений ПКЭ и дополнительных параметров напряжения

ПКЭ и параметры напряжения	Класс характеристик процесса измерения	Диапазон измерений	Пределы допускаемой основной погрешности (форма выражения погрешности)	Примечание
Среднеквадратическое значение напряжения $U_{\text{ср}}$ <sup>1)</sup>	A	$0,1 \cdot U_{\text{НОМ}} - 1,5 \cdot U_{\text{НОМ}}$	$\pm 0,1 \% (\gamma)$	–
	S	$0,2 \cdot U_{\text{НОМ}} - 1,2 \cdot U_{\text{НОМ}}$	$\pm 0,5 \% (\gamma)$	
Отрицательное отклонение напряжения $\delta U_{(-)}$	A	0 % – 90 %	$\pm 0,1 \% (\Delta)$	–
	S	0 % – 80 %	$\pm 0,5 \% (\Delta)$	
Положительное отклонение напряжения $\delta U_{(+)}$	A	0 % – 50 %	$\pm 0,1 \% (\Delta)$	–
	S	0 % – 20 %	$\pm 0,5 \% (\Delta)$	
Установившееся отклонение напряжения $\delta U_{\text{уст}}$	A	- 20 % – 20 %	$\pm 0,2 \% (\Delta)$	–
	S		$\pm 0,5 \% (\Delta)$	
Частота $f$	A	42,5 Гц – 57,5 Гц	$\pm 0,01 \text{ Гц } (\Delta)$	–
	S		$\pm 0,05 \text{ Гц } (\Delta)$	
Отклонение частоты $\Delta f$	A	- 7,5 Гц – 7,5 Гц	$\pm 0,01 \text{ Гц } (\Delta)$	–
	S		$\pm 0,05 \text{ Гц } (\Delta)$	
Коэффициент несимметрии напряжений по обратной последовательности $K_{2U}$	A	0,5 % – 5 %	$\pm 0,15 \% (\Delta)$	–
	S	1,0 % – 5 %	$\pm 0,3 \% (\Delta)$	
Коэффициент несимметрии напряжений по нулевой последовательности $K_{0U}$	A	0,5 % – 5 %	$\pm 0,15 \% (\Delta)$	–
	S	1,0 % – 5 %	$\pm 0,3 \% (\Delta)$	
Коэффициент $n$ -ой гармонической составляющей напряжения $K_{U(n)}$ <sup>2)</sup>	A	10 % – 200 % класс 3 по ГОСТ Р 51317.2.4	$\pm 0,05 \cdot U_{\text{НОМ}}/U_{(1)} \% (\Delta)$ $\pm 5 \% (\delta)$	$K_{U(n)} < U_{\text{НОМ}}/U_{(1)}$ $K_{U(n)} \geq U_{\text{НОМ}}/U_{(1)}$
	S	10 % – 100 % класс 3 по ГОСТ Р 51317.2.4	$\pm 0,15 \cdot U_{\text{НОМ}}/U_{(1)} \% (\Delta)$ $\pm 5 \% (\delta)$	$K_{U(n)} < 3 \cdot U_{\text{НОМ}}/U_{(1)}$ $K_{U(n)} \geq 3 \cdot U_{\text{НОМ}}/U_{(1)}$
Коэффициент искажения синусоидальности напряжения $K_U$	A	10 % – 200 % класс 3 по ГОСТ Р 51317.2.4	$\pm 0,1 \cdot U_{\text{НОМ}}/U_{(1)} \% (\Delta)$ $\pm 10 \% (\delta)$	$K_U < U_{\text{НОМ}}/U_{(1)}$ $K_U \geq U_{\text{НОМ}}/U_{(1)}$
	S	10 % – 100 % класс 3 по ГОСТ Р 51317.2.4	$\pm 0,15 \cdot U_{\text{НОМ}}/U_{(1)} \% (\Delta)$ $\pm 10 \% (\delta)$	$K_U < 3 \cdot U_{\text{НОМ}}/U_{(1)}$ $K_U \geq 3 \cdot U_{\text{НОМ}}/U_{(1)}$
Коэффициент $h$ -ой интергармонической составляющей напряжения $K_{U(h)}$ <sup>3)</sup>	A	10 % – 200 % класс 3 по ГОСТ Р 51317.2.4	$\pm 0,05 \cdot U_{\text{НОМ}}/U_{(1)} \% (\Delta)$ $\pm 5 \% (\delta)$	$K_{U(h)} < U_{\text{НОМ}}/U_{(1)}$ $K_{U(h)} \geq U_{\text{НОМ}}/U_{(1)}$
	S	Устанавливает изготовитель СИ		
Кратковременная доза фликера $P_{st}$	A	0,2 – 10	$\pm 5 \% (\delta)$	–
	S	0,4 – 4	$\pm 5 \% (\delta)$	
Длительная доза фликера $P_{lt}$	A	0,2 – 10	$\pm 5 \% (\delta)$	–
	S	0,4 – 4	$\pm 5 \% (\delta)$	
Глубина провала напряжения $\delta U_{\text{п}}$	A	10 % – 100 %	$\pm 0,2 \% (\Delta)$	–
	S		$\pm 1,0 \% (\Delta)$	
Длительность провала и прерывания напряжения $\Delta t_{\text{п}}$	A	0 – 60 с	$\pm 0,02 \text{ с } (\Delta)$	–
	S		$\pm 0,04 \text{ с } (\Delta)$	
Коэффициент временного перенапряжения $K_{\text{пер}U}$	A	1 – 1,5	$\pm 0,002 (\Delta)$	–
	S		$\pm 0,01 (\Delta)$	
Длительность временного перенапряжения $\Delta t_{\text{пер}U}$	A	0 – 60 с	$\pm 0,02 \text{ с } (\Delta)$	–
	S		$\pm 0,04 \text{ с } (\Delta)$	
Напряжение информационных сигналов в электрической сети $U_{\text{ИС}}$	A	$0,01 \cdot U_{\text{НОМ}} - 0,15 \cdot U_{\text{НОМ}}$	$\pm 0,15 \% (\gamma)$	$0,01 \cdot U_{\text{НОМ}} \leq U_{\text{ИС}} \leq 0,03 \cdot U_{\text{НОМ}}$
			$\pm 5 \% (\delta)$	$0,03 \cdot U_{\text{НОМ}} < U_{\text{ИС}} \leq 0,15 \cdot U_{\text{НОМ}}$
	S		Устанавливает изготовитель СИ	
Амплитуда импульса напряжения $U_A$	A	0,5 кВ – 6 кВ	$\pm 10 \% (\delta)$	–
	S			
Длительность импульса напряжения $\Delta t_{\text{и}}$	A	10 мкс – 5000 мкс	$\pm 10 \% (\delta)$	–
	S			

<sup>1)</sup> Среднеквадратическое значение напряжения с учетом гармоник, интергармоник, информационных сигналов  $U$  и среднеквадратическое значение напряжения основной частоты  $U_{(1)}$ .

<sup>2)</sup> Требования к пределам допускаемой погрешности измерений коэффициента  $n$ -ой гармонической составляющей напряжения соответствуют требованиям ГОСТ 30804.4.7 (ГОСТ Р 51317.4.7) к точности измерений гармонических составляющих напряжения ( $U_{sg(n)}$ , для класса S допускается использовать  $U_{g(n)}$ ). Для приборов класса А в соответствии с ГОСТ 30804.4.30 (ГОСТ Р 51317.4.30) и ГОСТ 30804.4.7 (ГОСТ Р 51317.4.7) пределы допускаемой погрешности при измерении напряжения гармонической подгруппы при  $U_{sg(n)} < 0,01 \cdot U_{ном}$  составляют  $\pm 0,05\%$  ( $\gamma$ ) и при  $U_{sg(n)} \geq 0,01 \cdot U_{ном}$  составляют  $\pm 5\%$  ( $\delta$ ). Для приборов класса S в соответствии с ГОСТ 30804.4.30 (ГОСТ Р 51317.4.30) и ГОСТ 30804.4.7 (ГОСТ Р 51317.4.7) пределы допускаемой погрешности при измерении напряжения гармонической подгруппы (группы) при  $U_{sg(n)} < 0,03 \cdot U_{ном}$  ( $U_{g(n)} < 0,03 \cdot U_{ном}$ ) составляют  $\pm 0,15\%$  ( $\gamma$ ) и при  $U_{g(n)} \geq 0,03 \cdot U_{ном}$  ( $U_{g(n)} \geq 0,03 \cdot U_{ном}$ ) составляют  $\pm 5\%$  ( $\delta$ ).

<sup>3)</sup> Требования к пределам допускаемой погрешности измерений коэффициента  $h$ -ой интергармонической составляющей напряжения соответствуют требованиям ГОСТ 30804.4.7 (ГОСТ Р 51317.4.7) к точности измерений напряжения интергармонической центрированной подгруппы ( $U_{isg(h)}$ ). Для приборов класса А в соответствии с ГОСТ 30804.4.30 (ГОСТ Р 51317.4.30) и ГОСТ 30804.4.7 (ГОСТ Р 51317.4.7) пределы допускаемой погрешности при измерении напряжения интергармонической центрированной подгруппы при  $U_{isg(h)} < 0,01 \cdot U_{ном}$  составляют  $\pm 0,05\%$  ( $\gamma$ ) и при  $U_{isg(h)} \geq 0,01 \cdot U_{ном}$  составляют  $\pm 5\%$  ( $\delta$ ). Для приборов класса S в соответствии с ГОСТ 30804.4.30 (ГОСТ Р 51317.4.30) пределы допускаемой погрешности при измерении интергармонической составляющей напряжения устанавливает изготовитель СИ.

Примечание – Изготовитель СИ может установить требования к основной погрешности приборов при измерениях ПКЭ и дополнительных параметров напряжения, приведенных в 5.3 и 5.4, для которых пределы допускаемой основной погрешности в настоящей Таблице не установлены.

В Таблице 7.3 установлены пределы допускаемых основных погрешностей, выраженные в форме:

- абсолютных погрешностей  $\Delta$ ;
- относительных погрешностей  $\delta$ ;
- приведенных погрешностей  $\gamma$  с нормирующим значением, равным значению номинального напряжения  $U_{ном}$ .

7.3 Метрологические характеристики приборов при измерениях параметров тока, угла фазового сдвига, электрической мощности и энергии должны соответствовать значениям, установленным в таблице 7.4.

В Таблице 7.4 установлены пределы допускаемых основных погрешностей, выраженные в форме:

- абсолютных погрешностей  $\Delta$ ;
- относительных погрешностей  $\delta$ ;
- приведенных погрешностей  $\gamma$  с нормирующим значением, указанным в графе «Примечание».

7.4 Пределы допускаемой погрешности приборов при измерении текущего времени по отношению к времени «Национальной шкалы координированного времени Российской Федерации UTC (SU)» для приборов класса «А» по ГОСТ 30804.4.30 (ГОСТ Р 51317.4.30) не должны превышать  $\pm 0,02$  с. Данное требование к измерению текущего времени должно выполняться с применением синхронизации, периодически проводимой во время измерений, с помощью приёмника систем ГЛОНАСС, GPS (приемник может входить в комплект поставки приборов) или путем приема радиосигналов точного времени. При отсутствии синхронизации пределы допускаемой основной относительной погрешности приборов при измерении текущего времени для приборов класса «А» по

ГОСТ 30804.4.30 (ГОСТ Р 51317.4.30) не должны превышать  $\pm 1$  с/сут.

Таблица 7.4 – Диапазоны измерений и пределы допускаемой основной погрешности измерений параметров тока, угла фазового сдвига, электрической мощности и энергии

ПКЭ	Класс характеристик процесса измерения	Диапазон измерений	Пределы допускаемой основной погрешности (форма выражения погрешности)	Примечание
Среднеквадратическое значение силы тока <sup>1)</sup>	A	$0,01 \cdot I_{НОМ} - 1,5 \cdot I_{НОМ}$	$\pm 0,1 \% (\gamma)$	$\gamma$ относительно $I_{МАКС}^{2)}$
	S	$0,02 \cdot I_{НОМ} - 1,2 \cdot I_{НОМ}$	$\pm 1,0 \% (\gamma)$	
Коэффициент гармонической составляющей тока $K_{I(n)}$ <sup>3)</sup>	A	0,2 % – 30 %	$\pm 0,15 \cdot I_{НОМ}/I_{(1)} \% (\Delta)$	$K_{I(n)} < 3 \cdot I_{НОМ}/I_{(1)}$
			$\pm 5 \% (\delta)$	$K_{I(n)} \geq 3 \cdot I_{НОМ}/I_{(1)}$
	S		$\pm 0,5 \cdot I_{НОМ}/I_{(1)} \% (\Delta)$	$K_{I(n)} < 3 \cdot I_{НОМ}/I_{(1)}$
			$\pm 5 \% (\delta)$	$K_{I(n)} \geq 3 \cdot I_{НОМ}/I_{(1)}$
Суммарный коэффициент гармонических составляющих тока $K_I$	A	1 % – 50 %	$\pm 0,15 \cdot I_{НОМ}/I_{(1)} \% (\Delta)$	$K_I < 3 \cdot I_{НОМ}/I_{(1)}$
			$\pm 10 \% (\delta)$	$K_I \geq 3 \cdot I_{НОМ}/I_{(1)}$
	S		$\pm 0,5 \cdot I_{НОМ}/I_{(1)} \% (\Delta)$	$K_I < 3 \cdot I_{НОМ}/I_{(1)}$
			$\pm 10 \% (\delta)$	$K_I \geq 3 \cdot I_{НОМ}/I_{(1)}$
Коэффициент интергармонической составляющей тока $K_{I(h)}$ <sup>4)</sup>	A	0,2 % – 30 %	$\pm 0,15 \cdot I_{НОМ}/I_{(1)} \% (\Delta)$	$K_{I(h)} < 3 \cdot I_{НОМ}/I_{(1)}$
	S		$\pm 5 \% (\delta)$	$K_{I(h)} \geq 3 \cdot I_{НОМ}/I_{(1)}$
			Устанавливает изготовитель СИ	
Угол фазового сдвига между напряжениями основной частоты $\varphi_U$	A	- 180° – 180°	$\pm 0,2^\circ (\Delta)$	–
	S			
Угол фазового сдвига между токами основной частоты $\varphi_I$	A	- 180° – 180°	$\pm 0,5^\circ (\Delta)$	–
	S			
Угол фазового сдвига между напряжением и током основной частоты $\varphi_{UI}$	A	- 180° – 180°	$\pm 0,5^\circ (\Delta)$	–
	S			
Угол фазового сдвига между гармоническими составляющими напряжения и тока $\varphi_{UI(n)}$	A	- 180° – 180°	$\pm 5^\circ (\Delta)$	–
	S			
Активная мощность $P^{5)}$	A	$0,05 \cdot I_{НОМ} - 1,5 \cdot I_{НОМ}$ $0,8 \cdot U_{НОМ} - 1,2 \cdot U_{НОМ}$	$\pm 0,5 \% (\gamma)$	$\gamma$ относительно $S$
	S	$0,05 \cdot I_{НОМ} - 1,2 \cdot I_{НОМ}$ $0,8 \cdot U_{НОМ} - 1,2 \cdot U_{НОМ}$		
Реактивная мощность $Q^{5)}$	A	$0,05 \cdot I_{НОМ} - 1,5 \cdot I_{НОМ}$ $0,8 \cdot U_{НОМ} - 1,2 \cdot U_{НОМ}$	$\pm 0,5 \% (\gamma)$	$\gamma$ относительно $S$
	S	$0,05 \cdot I_{НОМ} - 1,2 \cdot I_{НОМ}$ $0,8 \cdot U_{НОМ} - 1,2 \cdot U_{НОМ}$		
Полная мощность $S^{5)}$	A	$0,05 \cdot I_{НОМ} - 1,5 \cdot I_{НОМ}$ $0,8 \cdot U_{НОМ} - 1,2 \cdot U_{НОМ}$	$\pm 0,5 \% (\delta)$	–
	S	$0,05 \cdot I_{НОМ} - 1,2 \cdot I_{НОМ}$ $0,8 \cdot U_{НОМ} - 1,2 \cdot U_{НОМ}$		
Активная энергия $W_A$	A	Класс точности 0,5S по ГОСТ 31819.22 (пункт 8.1)		–
	S			
Реактивная энергия $W_P$	A	Класс точности 1 по ГОСТ 31819.23 (пункт 8.1)		–
	S			

<sup>1)</sup> Среднеквадратическое значение силы тока с учетом гармоник, интергармоник, информационных сигналов  $I$  и среднеквадратическое значение силы тока основной частоты  $U_{(1)}$ .

<sup>2)</sup>  $I_{\text{макс}}$  – максимальное среднеквадратическое значение силы тока, которое измеряется прибором.

<sup>3)</sup> Требования к пределам допускаемой погрешности измерений коэффициента  $n$ -ой гармонической составляющей силы тока соответствуют требованиям ГОСТ 30804.4.7 (ГОСТ Р 51317.4.7) к точности измерений силы тока гармонической составляющей. Для приборов класса А в соответствии с ГОСТ 30804.4.30 (ГОСТ Р 51317.4.30) и ГОСТ 30804.4.7 (ГОСТ Р 51317.4.7) пределы допускаемой погрешности при измерении силы тока гармонических подгрупп при  $I_{sg(n)} < 0,03 \cdot I_{\text{ном}}$  составляют  $\pm 0,15$  % ( $\gamma$  относительно  $I_{\text{ном}}$ ) и при  $I_{sg(n)} \geq 0,03 \cdot I_{\text{ном}}$  составляют  $\pm 5$  % ( $\delta$ ). Для приборов класса S в соответствии с ГОСТ 30804.4.30 (ГОСТ Р 51317.4.30) и ГОСТ 30804.4.7 (ГОСТ Р 51317.4.7) пределы допускаемой погрешности при измерении силы тока гармонической группы при  $I_{g(n)} < 0,03 \cdot I_{\text{ном}}$  составляют  $\pm 0,5$  % ( $\gamma$  относительно  $I_{\text{ном}}$ ) и при  $I_{g(n)} \geq 0,03 \cdot I_{\text{ном}}$  составляют  $\pm 5$  % ( $\delta$ ).

<sup>4)</sup> Требования к пределам допускаемой погрешности измерений коэффициента  $h$ -ой интергармонической составляющей силы тока соответствуют требованиям ГОСТ 30804.4.7 (ГОСТ Р 51317.4.7) к точности измерений силы тока интергармонической центрированной подгруппы. Для приборов класса А в соответствии с ГОСТ 30804.4.30 (ГОСТ Р 51317.4.30) и ГОСТ 30804.4.7 (ГОСТ Р 51317.4.7) пределы допускаемой погрешности при измерении силы тока интергармонической центрированной подгруппы при  $I_{isg(h)} < 0,03 \cdot I_{\text{ном}}$  составляют  $\pm 0,15$  % ( $\gamma$  относительно  $I_{\text{ном}}$ ) и при  $I_{isg(h)} \geq 0,03 \cdot I_{\text{ном}}$  составляют  $\pm 5$  % ( $\delta$ ). Для приборов класса S в соответствии с ГОСТ 30804.4.30 (ГОСТ Р 51317.4.30) пределы допускаемой погрешности при измерении гармонических составляющих силы тока устанавливает изготовитель СИ.

<sup>5)</sup> Электрическая мощность в заданной полосе частот (включает мощности гармоник, интергармоник, информационных сигналов в электрических сетях) и электрическая мощность основной частоты.

Примечание – Изготовитель СИ может установить требования к основной погрешности приборов при измерениях параметров силы тока, угла фазового сдвига, электрической мощности, приведенных в пп. 5.5–5.7, для которых пределы допускаемой основной погрешности в настоящей Таблице не установлены.

Пределы допускаемой основной относительной погрешности приборов при измерении текущего времени для приборов класса «S» по ГОСТ 30804.4.30 (ГОСТ Р 51317.4.30) не должны превышать  $\pm 5$  с/сут.

7.5 Дополнительная температурная погрешность приборов в диапазоне рабочих температур при измерении параметров, приведенных в пп. 7.2 и 7.3, не должна превышать половины соответствующих пределов допускаемой основной погрешности на каждые 10 °С изменения температуры окружающей среды по отношению к нормальным условиям.

7.6 Дополнительная температурная погрешность приборов в диапазоне рабочих температур при измерении текущего времени не должна превышать соответствующих пределов допускаемой основной погрешности на каждые 10 °С изменения температуры окружающей среды по отношению к нормальным условиям.

7.7 Пределы допускаемых погрешностей измерений в рабочих условиях эксплуатации устанавливает производитель средств измерений.

7.8 Метрологические характеристики приборов, используемых при измерении параметров электроэнергетических величин, не рассмотренных в данном разделе, устанавливает производитель приборов.

7.9 Межповерочный интервал приборов должен быть не менее 2 лет.

## 8 Требования к функциональным характеристикам

### 8.1 Общие требования

Приборы должны выполнять следующие функции:

- обеспечивать задание параметров и режимов работы прибора;

- измерение ПКЭ и других параметров электроэнергетических величин;
- статистическая обработка результатов измерений ПКЭ;
- отсчет текущего времени и ведение календаря;
- прием и обработку команд коррекции времени внутреннего таймера;
- сохранение (архивирование) результатов измерений и заданных параметров в запоминающих устройствах (архивах) приборов;
- отображение результатов измерений на табло приборов;
- обмен данными (параметрами и результатами измерений) с внешними устройствами с помощью интерфейсов передачи данных;
- ведение журналов событий;
- самопроверка и контроль работоспособности;
- сохранение данных (времени, параметров работы и результатов измерений) при отключении электропитания;
- защита данных от несанкционированного доступа.

## 8.2 Задание параметров

Приборы должны обеспечивать задание следующих параметров:

- календарного времени и даты;
- нормативных значений ПКЭ (нормально и предельно допустимых значений);
- номинальных (согласованных) значений измеряемых сигналов (напряжений и токов);
- коэффициентов трансформации измерительных трансформаторов напряжения, к которым подключается прибор;
- номинальное значение первичного тока измерительных трансформаторов тока, к которым подключается прибор;
- интервалов времени наибольших и наименьших нагрузок;
- используемых интервалов объединения результатов измерений ПКЭ;
- длительности испытаний электрической энергии.

## 8.3 Измерение ПКЭ и других параметров электрических величин

Определение текущих результатов измерений производится в соответствии с алгоритмами, определенными в разделе 6.

## 8.4 Статистическая обработка результатов измерений ПКЭ

8.4.1 Статистическая обработка результатов измерений ПКЭ, характеризующих продолжительные изменения характеристик напряжения

К ПКЭ, характеризующим продолжительные изменения характеристик напряжения, относятся медленные изменения напряжения (отклонения напряжения), отклонение частоты, колебания напряжения (доза фликера), несимметрия напряжений в трехфазной системе (коэффициенты несимметрии по обратной и нулевой последовательностям), несинусоидальность напряжения (коэффициенты искажения

синусоидальности, коэффициенты гармонических составляющих).

8.4.1.1 Интервалы времени, используемые для статистической обработки объединенных результатов измерений ПКЭ в приборе должны использоваться следующие интервалы времени:

- 1) 24 часа (суточный интервал);
- 2) 7 суток (недельный интервал).

Для статистической обработки результатов измерения ПКЭ, связанных со значением напряжения (положительное и отрицательное отклонение напряжения, установившееся значение напряжения), допускается использование следующих дополнительных интервалов времени:

- 1) интервал времени наибольших нагрузок в течение суток;
- 2) интервал времени наименьших нагрузок в течение суток;
- 3) интервал времени, объединяющий интервалы времени наибольших нагрузок за каждые сутки одной недели;
- 4) интервал времени, объединяющий интервалы времени наименьших нагрузок за каждые сутки одной недели.

#### 8.4.1.2 Статистические характеристики результатов измерений ПКЭ

Приборы должны определять следующие статистические характеристики совокупности объединенных результатов измерений, полученных за время испытаний:

- наибольшее ( $X_{\text{нб}}$ ) и/или наименьшее ( $X_{\text{нм}}$ ) значение результатов измерений;
- верхнее ( $X_{\text{в}}$ ) и/или нижнее ( $X_{\text{н}}$ ) значение диапазона содержащего 95% результатов измерений;
- относительное время выхода за границы диапазона нормально допустимых значений ( $T1$ );
- относительное время выхода за границы диапазона предельно допустимых значений ( $T2$ ).

Статистические характеристики, используемые для измеряемых ПКЭ, представлены в Таблице 8.1.

8.4.1.3 Расчет граничных значений диапазонов, содержащих 95% результатов измерений ПКЭ:

- 1) Подготовка результатов измерений ПКЭ к расчету верхних и нижних значений ПКЭ.

Все измеренные за интервал времени испытаний электрической энергии значения ПКЭ упорядочивают по возрастанию на числовой оси и каждому значению присваивают номер от 1 до наибольшего  $N$ .

- 2) Определение упорядоченных номеров верхних значений ПКЭ, характеризующих несимметрию трехфазной системы напряжений ( $K_{2U}$ ,  $K_{0U}$ ) и несинусоидальность сигналов напряжений ( $K_U$ ,  $K_{U(n)}$ ), а также положительных и отрицательных отклонений напряжения.

Упорядоченный номер верхнего значения ПКЭ определяют по формуле:

$$N_B = 0,95 \cdot N, \quad (34)$$

где  $N$  – общее число результатов измерений ПКЭ.

Таблица 8.1

Статистическая характеристика ПКЭ	ПКЭ										
	$\delta U_{(1)}$	$\delta U$	$\delta U_{(+), \delta U_{(-)}}$	$\Delta f$	$K_{2U}$	$K_{0U}$	$K_U$	$K_{U(n)}$	$K_{Uig(n)}$	$P_{st}$	$P_{lt}$
$X_{нб}$	$\delta U_{(1)нб}$	$\delta U_{нб}$	$\delta U_{(+),нб}$	$\Delta f_{нб}$	$K_{2Uнб}$	$K_{0Uнб}$	$K_{Uнб}$	$K_{U(n)нб}$	$K_{Uig(n)нб}$	$P_{st нб}$	$P_{lt нб}$
$X_{нм}$	$\delta U_{(1)нм}$	$\delta U_{нм}$	$\delta U_{(-),нм}$	$\Delta f_{нм}$	-	-	-	-	-	-	-
$X_B$	$\delta U_{(1)B}$	$\delta U_B$	$\delta U_{(+),B}$	$\Delta f_B$	$K_{2UB}$	$K_{0UB}$	$K_{UB}$	$K_{U(n)B}$	$K_{Uig(n)B}$	$P_{st B}$	$P_{lt B}$
$X_H$	$\delta U_{(1)H}$	$\delta U_H$	$\delta U_{(-),H}$	$\Delta f_H$	-	-	-	-	-	-	-
$X_{нб}^I$	$\delta U_{(1)нб}^I$	$\delta U_{нб}^I$	$\delta U_{(+),нб}^I$	-	-	-	-	-	-	-	-
$X_{нм}^I$	$\delta U_{(1)нм}^I$	$\delta U_{нм}^I$	$\delta U_{(-),нм}^I$	-	-	-	-	-	-	-	-
$X_B^I$	$\delta U_{(1)B}^I$	$\delta U_B^I$	$\delta U_{(+),B}^I$	-	-	-	-	-	-	-	-
$X_H^I$	$\delta U_{(1)H}^I$	$\delta U_H^I$	$\delta U_{(-),H}^I$	-	-	-	-	-	-	-	-
T1	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
T2	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
Примечание: Индекс <sup>I</sup> обозначает интервал времени наибольших нагрузок											

3) Определение упорядоченных номеров верхних и нижних значений ПКЭ, характеризующих установившееся отклонение напряжений ( $\delta U_{(1)}$ ) и отклонение частоты ( $\Delta f$ ).

а) Определяют количество значений ПКЭ, выходящих за нижнее нормально допустимое значение –  $m_H$  и верхнее нормально допустимое значение –  $m_B$ .

б) Если  $m_H + m_B \leq 0,05 \cdot N$ , то упорядоченный номер нижнего значения ПКЭ определяют по формуле:

$$N_H = 1 + (0,05 \cdot N + m_H - m_B) / 2, \quad (35)$$

а упорядоченный номер верхнего значения ПКЭ определяют по формуле:

$$N_B = N_H + 0,95 \cdot N. \quad (36)$$

в) Если  $m_H + m_B > 0,05 \cdot N$ , то упорядоченный номер нижнего значения ПКЭ определяют по формуле:

$$N_H = 1 + 0,05 \cdot N \cdot m_H / (m_H + m_B), \quad (37)$$

а упорядоченный номер верхнего значения ПКЭ определяют по формуле:

$$N_B = N_H + 0,95 \cdot N. \quad (38)$$

4) Определение верхнего и нижнего значения ПКЭ

Выбирают из упорядоченного ряда значения ПКЭ с номерами  $N_H$ ,  $N_B$ .

Выбранные значения являются соответственно нижним и верхним значением ПКЭ.

#### 8.4.1.4 Требования к точности расчетов статистических характеристик ПКЭ

Погрешности определения статистических характеристик ПКЭ не должны превышать пределов допускаемых погрешностей, установленных для измерения ПКЭ.

#### 8.4.1.5 Расчет относительного времени превышения нормально допустимого значения ПКЭ

Относительное время превышения нормально допустимого значения ПКЭ ( $T_1$ ) рассчитывается по формуле:

$$T_1 = (N_1 / N_\Sigma) \cdot 100, \quad (39)$$

где  $N_1$  – количество результатов измерений ПКЭ, вышедших за диапазон нормально допустимых значений,

$N_\Sigma$  – количество результатов измерений ПКЭ за интервал испытаний.

Относительное время превышения предельно допустимого значения ПКЭ ( $T_2$ ) рассчитывается по формуле:

$$T_2 = (N_2 / N_\Sigma) \cdot 100, \quad (40)$$

где  $N_2$  – количество результатов измерений ПКЭ, вышедших за диапазон предельно допустимых значений.

#### 8.4.2 Статистическая обработка результатов измерений ПКЭ, характеризующих случайные события

К случайным событиям относятся:

- провалы напряжений;
- перенапряжения;
- прерывания напряжений.

##### 8.4.2.1 Требования к интервалам времени, используемым для статистической обработки

Для статистической обработки результатов измерений ПКЭ, характеризующих случайные события, используется интервал времени, равный одному году.

##### 8.4.2.2 Требования к номенклатуре статистических характеристик:

1) Приборы должны определять общее количество и общую продолжительность случайных событий каждого напряжения и всей трехфазной системы с момента пуска прибора за один год.

2) Приборы должны фиксировать количество провалов напряжений с определенными диапазонами значений глубины провала и его длительности.

3) Приборы должны фиксировать количество перенапряжений с определенными диапазонами значений коэффициентов перенапряжений и их длительностей.

4) Приборы должны фиксировать количество прерываний напряжений с определенными диапазонами значений длительностей прерываний напряжений.

## 8.5 Требования к функциям, связанным с календарным временем

8.5.1 Приборы должны обеспечивать отсчет текущего времени (часы, минуты, секунды) и ведение календаря (день, месяц, год).

8.5.2 До запуска в работу (режим стоп) приборы должны обеспечивать возможность ввода текущего значения времени и даты.

8.5.3 После запуска приборов должна обеспечиваться возможность коррекции показаний таймера не менее одного раза в сутки.

8.5.4 Приборы должны иметь возможность осуществлять переход на зимнее и летнее время согласно введённым датам перехода.

## 8.6 Сохранение результатов измерений ПКЭ и их статистических характеристик

Приборы должны сохранять в своей внутренней памяти или в памяти устройств, подключенных к ним, следующие данные:

- статистические характеристики ПКЭ, полученные за время испытаний электрической энергии;
- объединенные (усредненные) результаты измерений;
- параметры случайных событий (провалов напряжений, прерываний напряжений, перенапряжений).

Архивы должны быть циклическими, то есть после заполнения памяти прибора, выделенной под архив, новые данные должны записываться на место самых старых данных.

### 8.6.1 Требования к архивированию статистических характеристик ПКЭ

После окончания каждого интервала испытаний электрической энергии все определяемые на этом интервале статистические характеристики ПКЭ должны архивироваться во внутренней памяти прибора. Глубина хранения информации данного архива у стационарных приборов должна быть не менее 1 года, у мобильных приборов - не менее одной недели.

В обоснованных случаях допускается устанавливать другие значения глубины хранения архива статистических характеристик ПКЭ.

### 8.6.2 Требования к архивированию объединенных результатов измерений

Глубина архивов объединенных результатов измерений должна быть не менее значения, соответствующего длительности испытаний электрической энергии (7 суток).

### 8.6.3 Требования к архивированию параметров случайных событий

Приборы должны сохранять измерительную информацию не менее чем о 100 последних провалах напряжения, не менее чем о 100 последних прерываниях напряжений и не менее чем о 100 последних временных перенапряжениях по каждому фазному напряжению, каждому междуфазному напряжению и трехфазной системы в целом.

8.7 Отображение текущих и сохраненных в соответствующих архивах результатов измерений на табло прибора

Мобильные приборы должны иметь табло и необходимые элементы управления для просмотра результатов измерений.

Стационарные приборы, предназначенные для использования в качестве измерительных (измерительно-вычислительных) компонентов измерительных систем, могут не иметь табло и органов управления. Для получения измерительной информации с таких приборов необходимо обеспечить возможность передачи ее по интерфейсам с помощью протоколов передачи данных.

## 8.8 Требования к параметрам информационного обмена

8.8.1 Приборы должны иметь один или несколько интерфейсов передачи данных:

- RS-232;
- RS-485;
- USB;
- Ethernet.

8.8.2 Протоколы передачи данных должны обеспечивать возможность получения с прибора следующей информации:

- оперативных результатов измерений (10Т или 150Т);
- архивных результатов измерений (150Т, 10с, 1мин, 10мин, 2ч);
- архивных статистических характеристик ПКЭ;
- параметров случайных событий и их статистических характеристик;
- параметров работы прибора;
- журналов событий.

8.8.3 Протоколы передачи данных должны обеспечивать возможность задания параметров работы (конфигурирования) приборов.

## 8.9 Ведение журналов событий

Приборы должны вести журнал событий с указанием времени и даты возникновения события. В журнале должны фиксироваться следующие события:

- включение/отключение электропитания прибора;
- установка/снятие пароля;
- коррекция времени;
- пуск прибора в работу.

## 8.10 Самопроверка и контроль работоспособности

Приборы должны проводить самопроверку и контроль работоспособности при включении прибора или по команде оператора.

## 8.11 Сохранение данных при отключении электропитания

8.11.1 Приборы должны обеспечивать сохранение заданных параметров работы, результатов измерений, содержащихся в архивах приборов, записей в журнале событий и статистической информации при отключении электропитания на

время не менее 15 суток.

8.11.2 При отключении электропитания приборы должны обеспечивать непрерывную работу таймера часов на время не менее 15 суток.

8.11.3 Приборы должны обеспечивать возобновление работы при восстановлении электропитания.

#### 8.12 Защита данных от несанкционированного доступа

8.12.1 Приборы должны обеспечивать программную защиту значений параметров работы от несанкционированного изменения с помощью системы паролей, имеющих один или несколько уровней.

8.12.2 Приборы должны обеспечивать защиту результатов измерений от каких-либо изменений во всех режимах работы.

8.12.3 В стационарных приборах должна обеспечиваться защита от несанкционированного доступа к разъемам для подключения измерительных цепей напряжения и тока, а также сети электропитания.

### 9 Условия применения

9.1 Значения (области значений) влияющих величин, характеризующих климатические воздействия и электропитание приборов в нормальных условиях применения, и допустимые отклонения от них должны соответствовать указанным в Таблице 9.1.

9.2 Для приборов с электропитанием от внутреннего или внешнего источника постоянного тока конкретные значения напряжения и силы тока для нормальных условий применения должны быть установлены в документации на приборы конкретного типа.

9.3 Приборы должны быть отнесены к 3, 4 или 5 группе по климатическим и механическим воздействиям в рабочих условиях применения, а также в предельных условиях транспортирования по ГОСТ 22261.

9.4 Значения влияющих величин, характеризующих климатические и механические воздействия в рабочих условиях применения и предельных условиях транспортирования приборов различных групп установлены в таблицах 9.2 – 9.4.

Таблица 9.1 – Нормальные условия применения

Влияющая величина	Нормальное значение (нормальная область значений)	Допускаемое отклонение от нормального значения при испытаниях
Температура окружающего воздуха, °С	20	$\pm 0,5; \pm 1; \pm 2; \pm 5; +10$ и $-5; \pm 10$
Относительная влажность воздуха, %	От 30 до 80	–
Атмосферное давление, кПа (мм рт. ст.)	От 84 до 106 (от 630 до 795)	–
Частота питающей сети, Гц	50 и (или) 60	$\pm 0,5$
Напряжение питающей сети переменного тока, В	220	$\pm 4,4$

Форма кривой переменного напряжения питающей сети	Синусоидальная	Коэффициент несинусоидальности напряжения не более 5 %
---	----------------	--

9.5 Допускается изготавливать приборы для применения в более широком диапазоне рабочих температур и влажности, чем это установлено для конкретной группы по Таблице 9.2.

Таблица 9.2 – Рабочие условия применения (климатические воздействия)

Влияющая величина	Значение влияющей величины для приборов групп		
	3	4	5
Температура окружающего воздуха, °С	От 5 до 40	От минус 10 до 55	От минус 30 до 50
Относительная влажность воздуха, %	90 при 25 °С	90 при 30 °С или 98 при 25 °С	90 при 25 °С или 98 при 25 °С
Атмосферное давление, кПа (мм рт. ст.)	От 70 до 106,7 (От 537 до 800)		От 60 до 106,7 (От 460 до 800)

9.6 Допускается изготавливать приборы одного типа, относящиеся к различным группам по климатическим и механическим воздействиям.

Таблица 9.3 – Рабочие условия применения (механические воздействия)

Влияющая величина	Значение влияющей величины для приборов групп		
	3	4	5
Вибрация: частота, Гц максимальное ускорение, м/с <sup>2</sup>	Не устанавливают	От 10 до 55 От 2 до 30	От 10 до 70 От 2 до 40
Механические удары многократного действия: число ударов в минуту максимальное ускорение, м/с <sup>2</sup> длительность импульса, мс число ударов по каждому направлению воздействия	Не устанавливают	От 10 до 50 100 16 1000	От 10 до 50 150 6 4000
Механические удары одиночного действия: максимальное ускорение, м/с <sup>2</sup> длительность импульса, мс число ударов по каждому направлению воздействия	Не устанавливают	300 6 3	500 3 3

Таблица 9.4 – Предельные условия транспортирования

Влияющая величина	Значение влияющей величины для приборов групп		
	3	4	5
Температура окружающего воздуха, °С	По ГОСТ 15150 условия хранения 3 или 5 (от минус 25 до 55 или от минус 50 до 70)		
Относительная влажность воздуха, %	По ГОСТ 15150 условия хранения 3 или 5 (95 при 25 °С или 95 при 30 °С)		

Атмосферное давление, кПа (мм рт. ст.)	От 70 до 106,7 (От 537 до 800)	От 60 до 106,7 (От 460 до 800)
Транспортная тряска:	80-120	
число ударов в минуту	30	
максимальное ускорение, м/с <sup>2</sup>	1	2
продолжительность воздействия, ч		

## 10 Требования к измерительным входам

### 10.1 Измерительные входы напряжения

Приборы должны иметь одну или несколько групп трехфазных измерительных входов напряжения.

Измерительные входы напряжения должны быть гальванически изолированы от частей приборов, доступных для пользователя.

Допускается осуществлять электропитание приборов от измерительных входов напряжения.

Потребляемая мощность по каждому измерительному входу напряжения не должна превышать 3 В·А при отсутствии электрического питания прибора по измерительному входу.

### 10.2 Измерительные входы тока

Приборы должны иметь одну или несколько групп трехфазных измерительных входов тока.

Измерительные входы тока могут подключаться как в разрыв измерительной цепи, так и с помощью разъемных трансформаторов тока (токоизмерительных клещей).

Измерительные входы тока, предназначенные для подключения в разрыв измерительной цепи, должны быть гальванически изолированы от измерительных входов напряжения и частей приборов, доступных пользователю.

Мобильные приборы во входных измерительных цепях тока должны использовать разъемные трансформаторы тока (токоизмерительные клещи).

Потребляемая мощность по каждому измерительному входу тока не должна превышать 3 В·А.

## 11 Требования к электропитанию

11.1 Электрическое питание приборов допускается осуществлять одним или всеми приведенными ниже способами:

- от переменного напряжения по отдельному входу;
- от измеряемого напряжения по измерительным входам напряжения;
- от внешнего или внутреннего источника постоянного тока.

Конкретная схема организации электрического питания должна быть указана в эксплуатационной документации на приборы.

11.2 Электрическое питание приборов для стационарного применения должно осуществляться от сети переменного тока номинальным напряжением 220 (230) В, частотой 50 Гц или от измеряемого напряжения по измерительному входу напряжения.

11.3 Электрическое питание приборов для мобильного применения может осуществляться от внешнего или внутреннего источника постоянного тока или от сети переменного тока номинальным напряжением 220 (230) В, частотой 50 Гц.

11.4 Приборы могут иметь резервное электрическое питание, используемое при пропадании напряжения основного источника питания. В качестве резервного источника электрического питания допускается использовать резервную сеть переменного тока или источник электрического питания постоянного тока.

Переход на резервное электрическое питание должен происходить автоматически без нарушения установленных режимов работы и функционального состояния приборов.

11.5 Требования к приборам при электрическом питании переменным напряжением

11.5.1 Нормальные условия для приборов в части электрического питания:

- нормальное значение частоты питающей сети 50 Гц, допускаемое отклонение от нормального значения  $\pm 0,5$  Гц;
- нормальное значение напряжения питающей сети переменного тока 220 (230) В, допускаемое отклонение от нормального значения  $\pm 4,4$  В;
- коэффициент искажения синусоидальности кривой напряжения не более 5%.

11.5.2 Рабочие условия для приборов в части электрического питания:

- среднеквадратическое значение напряжения от 85 до 265 В;
- частота напряжения от 45 до 55 Гц;
- коэффициент искажения синусоидальности кривой напряжения не более 20%.

11.6 Требования к приборам при электрическом питании переменным напряжением по измерительным входам напряжения

Электрическое питание приборов может осуществляться фазным напряжением с номинальным значением 57,7 В или междуфазным напряжением с номинальным значением 100 В. Конкретное номинальное значение напряжения электрического питания должно быть определено в эксплуатационной документации на приборы.

11.6.1 Нормальные условия для приборов в части электрического питания по измерительным входам:

- среднеквадратическое значение фазного (междуфазного) напряжения от 56,5 (98,0) до 58,9 (102) В;
- частота напряжения от 49,5 до 50,5 Гц;
- коэффициент искажения синусоидальности кривой напряжения не более 5%.

11.6.2 Рабочие условия для приборов в части электрического питания по измерительным входам:

- среднеквадратическое значение фазного (междуфазного) напряжения от 46,0 (78,0) до 69,0 (122,0) В;
- частота напряжения от 42,5 до 57,5 Гц;
- коэффициент искажения синусоидальности кривой напряжения не более 20%.

11.7 Требования к приборам при электрическом питании от внутреннего или внешнего источника постоянного тока устанавливаются в стандартах и других нормативных документах на приборы конкретного типа.

11.8 Электрическое питание прибора допускается осуществлять от источников с иными параметрами выходных напряжений, требования к которым устанавливаются в нормативных документах на приборы конкретного типа.

## **12 Требования к времени установления рабочего режима и продолжительности непрерывной работы**

### **12.1 Время установления рабочего режима**

Время установления рабочего режима не должно превышать 10 минут.

### **12.2 Продолжительность непрерывной работы**

Приборы должны обеспечивать непрерывную работу без ограничения длительности.

Для мобильных приборов допускается время непрерывной работы не менее 7 суток.

## **13 Требования к устойчивости и прочности при климатических и механических воздействиях**

13.1 Приборы должны быть тепло-, холодо- и влагоустойчивыми, то есть должны сохранять технические и метрологические характеристики в пределах норм, установленных на приборы конкретного типа, во время воздействия на них влияющей величины в рабочих климатических условиях применения по Таблице 9.2.

13.2 Приборы должны быть тепло-, холодо- и влагопрочными, то есть должны сохранять технические и метрологические характеристики в пределах норм, установленных на приборы конкретного типа, после воздействия на них влияющей величины в предельных климатических условиях транспортирования по Таблице 9.4.

13.3 Приборы 4 и 5-й групп по Таблице 9.2 должны быть ударопрочными при воздействии механических ударов многократного действия, соответствующие предельным механическим рабочим условиям по Таблице 9.3.

13.4 Приборы должны быть прочными к воздействию свободного падения.

13.5 Приборы в транспортной таре должны обладать прочностью при транспортировании, то есть должны выдерживать без повреждений транспортную тряску, соответствующую предельным условиям транспортирования по Таблице 9.4.

13.6 Допускается устанавливать другие требования к приборам в соответствии с ГОСТ 22261-94.

## **14 Требования к конструкции**

14.1 Приборы могут быть изготовлены в следующих конструктивных исполнениях:

- приборы для мобильного применения (приборы, предназначенные для непродолжительных измерений);

- приборы для стационарного применения (приборы, предназначенные для постоянной установки в пунктах контроля качества электрической энергии и организации непрерывных и длительных измерений).

Вид конструктивного исполнения должен быть указан в документации на приборы конкретного типа.

14.2 Корпус должен быть сконструирован таким образом, чтобы любая деформация, не имеющая постоянного характера, не могла нарушить нормальное функционирование приборов.

14.3 Приборы стационарного исполнения должны изготавливаться со степенью защиты, обеспечиваемой оболочками, не ниже IP51 по ГОСТ 14254.

14.4 Если не оговорено иное, приборы, предназначенные для присоединения к сети, в которой напряжение в нормальных условиях превышает 250 В относительно земли и корпус которых полностью или частично металлический, должны иметь зажим защитного заземления.

14.5 Конструкция зажимов измерительных цепей напряжения и тока, цепей электропитания приборов для мобильного применения должна предусматривать надежное механическое крепление и электрический контакт используемых соединительных проводов с возможностью быстрого (оперативного) подключения.

14.6 В приборах для мобильного применения для измерений параметров тока рекомендуется использовать разъемные трансформаторы тока (токоизмерительные клещи) с возможностью надежного быстрого (оперативного) подключения.

14.7 Конструкция зажимов измерительных цепей напряжения и тока, цепей электропитания приборов для стационарного применения должна обеспечивать надежное механическое крепление и электрический контакт используемых соединительных проводов.

14.8 Приборы для мобильного применения должны быть оснащены табло и клавиатурой управления. Приборы для стационарного применения могут не иметь указанных конструктивных элементов.

14.9 Приборы класса «А» по ГОСТ 30804.4.30 (ГОСТ Р 51317.4.30) должны иметь модуль синхронизации внутреннего таймера с «Национальной шкалой координированного времени Российской Федерации UTC (SU)» (встроенный или выносной).

14.10 Приборы должны обеспечивать обмен информацией через интерфейсы передачи данных, сведения о которых должны быть приведены в документации на приборы конкретного типа.

14.11 В цепи электропитания приборов должны быть установлены плавкие предохранители, доступ к которым должен быть обеспечен без вскрытия приборов.

Допускается не устанавливать предохранители в приборах с силой тока потребления от сети 100 мА и менее.

14.12 Конструкция приборов должна обеспечивать пломбирование для

предотвращения несанкционированного изменения их программного обеспечения, доступа к внутренним частям, влияющим на результаты измерений. Должно быть обеспечено независимое пломбирование приборов предприятием-изготовителем при выпуске из производства и метрологической службой после выполнения поверки.

14.13 Габаритные и установочные размеры, а также масса приборов должны быть указаны в документации на приборы конкретного типа.

## **15 Требования к программному обеспечению**

Программное обеспечение (ПО) средств измерений должно соответствовать общим и специальным требованиям в соответствии с ГОСТ Р 8.654.

### **15.1 Требования к документации**

15.1.1 ПО приборов должно сопровождаться документацией, которая должна полно и однозначно описывать назначение, основные функции и структуру ПО.

15.1.2 Минимальный набор документов, сопровождающий ПО приборов, должен содержать следующую информацию:

- наименование ПО, обозначение его версии или версий его модулей;
- описание назначения ПО, его структуры и выполняемых функций;
- описание методов и способов идентификации ПО, а также его метрологически значимых частей, функций и параметров;
- описание реализованных в ПО расчётных алгоритмов;
- описание интерфейса пользователя, всех меню и диалогов;
- описание интерфейсов связи ПО для передачи, обработки и хранения данных (в т.ч. посредством сетей связи);
- описание реализованных методов защиты ПО и данных;
- описание способов хранения измеренных данных на встроенном, удалённом или съёмном носителе;
- описание требуемых системных и аппаратных средств.

15.1.3 Графическая и текстовая информация в технической документации должна быть представлена таким образом, чтобы она была пригодна для полного и однозначного понимания.

### **15.2 Требования к структуре программного обеспечения**

15.2.1 В структуре ПО приборов должна быть выделена метрологически значимая часть. Метрологически значимое ПО подлежит идентификации и оценке влияния на метрологические характеристики приборов по каждому измеряемому параметру и ПКЭ.

15.2.2 Метрологически значимое ПО приборов должно быть разработано таким образом, чтобы его невозможно было подвергнуть искажающему воздействию через интерфейсы пользователя и другие интерфейсы.

15.2.3 Команды и данные, введённые через интерфейс пользователя или интерфейс связи приборов, не должны оказывать влияние на метрологически

значимое ПО приборов и данные. Если ПО приборов способно воспринимать команды, то техническая документация на ПО должна содержать полный перечень команд, описания их назначения и воздействия на функции приборов и данные.

15.2.4 Обмен данными между метрологически значимыми и незначимыми частями ПО приборов должен осуществляться через защищённый интерфейс.

### 15.3 Требования к идентификации программного обеспечения

15.3.1 Для проверки соответствия метрологически значимого ПО приборов документации, а также для подтверждения его целостности и подлинности должна быть проведена идентификация ПО. В ПО приборов необходимо предусмотреть возможность доступа к идентификационным данным с помощью интерфейсов пользователя или интерфейсов связи.

15.3.2 Идентификационные данные метрологически значимой части ПО приборов должны быть указаны в описании типов приборов и в их эксплуатационной документации.

15.4 Требования к влиянию программного обеспечения на метрологические характеристики средств измерений

15.4.1 При проведении испытаний приборов в целях утверждения типа должна быть оценена степень влияния метрологически значимой части ПО на метрологические характеристики приборов по каждому измеряемому параметру и ПКЭ. При этом должна быть предусмотрена возможность такой оценки с помощью программных и метрологических тестов.

15.4.2 Метрологические характеристики приборов по каждому измеряемому параметру и ПКЭ должны быть приведены в описании типа на приборы и должны быть указаны с учетом влияния метрологически значимой части ПО.

### 15.5 Требования к защите программного обеспечения и данных

15.5.1 Метрологически значимая часть ПО прибора и данные должны быть защищены от случайных или непреднамеренных изменений.

15.5.2 ПО приборов должно быть защищено от несанкционированной модификации, загрузки или считывания данных.

15.5.3 В приборах должна быть предусмотрена защита от несанкционированного удаления физического запоминающего устройства, содержащего метрологически значимое ПО или данные.

### 15.6 Специальные требования

15.6.1 Если ПО приборов может быть обновлено (загружено), то модули, обеспечивающие обновление, относятся к метрологически значимому ПО. Обновление метрологически значимой части ПО должно сопровождаться проведением испытаний в целях утверждения типа с соблюдением требований пунктов 15.3.1, 15.4.

15.6.2 Сохраняемые или передаваемые результаты измерений (данные) должны быть защищены с помощью средств, обеспечивающих их подлинность, достоверность и целостность.

## **16 Требования безопасности**

16.1 Приборы должны соответствовать требованиям безопасности, установленным техническим регламентом Таможенного союза «О безопасности низковольтного оборудования» (ТР ТС 004/2011) или техническими регламентами Евразийского экономического сообщества, а в случае их отсутствия - техническими регламентами государств-членов Таможенного союза, распространяющимися на приборы в соответствии с областью применения указанных технических регламентов.

16.2 Приборы должны иметь защиту согласно ГОСТ Р 52319:

- от прямого или косвенного воздействия электрического тока,
- от механических опасностей,
- от распространения огня,
- от опасностей, вызываемых жидкостями.

16.3 Приборы должны быть устойчивы к ударам и тряске согласно ГОСТ Р 52319.

16.4 Предельная допустимая температура частей приборов и теплостойкость отдельных элементов приборов не должны превышать значений, указанных в ГОСТ Р 52319.

16.5 Компоненты, входящие в состав приборов, должны соответствовать требованиям ГОСТ Р 52319.

16.6 Цепи измерения напряжения и тока должны соответствовать ГОСТ Р 52319 и иметь соответствующую категорию измерений:

- в цепях до 150 В не ниже CAT IV,
- в цепях до 300 В не ниже CAT III,
- в цепях до 600 В не ниже CAT II.

16.7 Цепи измерения тока, предназначенные для присоединения к измерительным трансформаторам без внутренней защиты, должны быть соответствующим образом защищены, чтобы предотвратить возникновение опасности в результате прерывания работы этих цепей во время функционирования приборов и соответствовать ГОСТ Р 52319.

16.8 Приборы не должны вызывать опасности при любой комбинации номинальных входных напряжений в соответствии с ГОСТ Р 52319.

16.9 Маркировка приборов и эксплуатационная документация в части требований безопасности должна соответствовать ГОСТ Р 52319.

16.10 Хранение, транспортирование, эксплуатация и утилизация приборов не должны наносить вреда окружающей среде.

## **17 Требования электромагнитной совместимости**

### **17.1 Общие требования**

Приборы должны соответствовать требованиям и нормам к помехоустойчивости и помехоэмиссии технического регламента Таможенного союза

«Электромагнитная совместимость технических средств» (ТР ТС 020/2011) или технического регламента Евразийского экономического сообщества, а в случае их отсутствия - технических регламентов государств-членов Таможенного союза.

Соответствие требованиям должно обеспечиваться выполнением норм ГОСТ Р 51522.1 для оборудования класса А.

## 17.2 Требования к помехоэмиссии

17.2.1 Напряжение кондуктивных и излучаемых промышленных радиопомех, создаваемых прибором, не должно превышать значений, указанных в ГОСТ Р 51318.11 для оборудования класса А, группы 1.

Для приборов может быть установлено напряжение кондуктивных и излучаемых промышленных радиопомех, не превышающее норм, указанных в ГОСТ Р 51318.11 для оборудования класса Б группы 1.

17.2.2 Эмиссия гармонических составляющих тока в цепи электропитания, создаваемая прибором, должна соответствовать требованиям ГОСТ Р 51317.3.2, для технических средств класса А.

17.2.3 Изменения напряжения, колебания напряжения и фликер в цепи электропитания, создаваемые прибором, должны соответствовать требованиям ГОСТ Р 51317.3.3.

## 17.3 Требования к помехоустойчивости

17.3.1 Приборы должны быть устойчивы ко всем видам электромагнитных помех в соответствии с ГОСТ Р 51522.1 для оборудования, предназначенного для применения в промышленных зонах.

Нормы устойчивости и критерии качества функционирования приборов должны быть не ниже указанных в разделе 6.2 ГОСТ Р 51552.1, Таблица 2.

17.3.2 Портативные ручные приборы, применяемые для испытаний, измерений и мониторинга должны быть устойчивы ко всем видам электромагнитных помех в соответствии с ГОСТ Р 51522.2.2.

Нормы устойчивости и критерии качества функционирования приборов должны быть не ниже указанных в приложении А ГОСТ Р 51552.1, Таблица А1 и разделе 6.2 ГОСТ Р 51522.2.2.

17.3.3 Приборы, подключаемые к оборудованию, расположенному вне «защищенной» зоны на подстанциях среднего и высокого напряжения, должны быть устойчивы ко всем видам электромагнитных помех в соответствии с ГОСТ Р 51317.6.5.

Нормы устойчивости и критерии качества функционирования приборов должны быть не ниже указанных в разделе 6 ГОСТ Р 51317.6.5 таблицы 1-5 для технических средств, размещаемых на подстанциях среднего или высокого напряжения.

## 18 Требования к надежности

В качестве показателя надежности, характеризующего долговечность, должен использоваться средний срок службы.

В качестве показателя надежности, характеризующего ремонтпригодность, должно использоваться среднее время восстановления работоспособного состояния.

18.1 Для приборов должны быть установлены показатели надежности, характеризующие следующие свойства приборов:

- безотказность;
- долговечность;
- ремонтпригодность.

В качестве показателя надежности, характеризующего безотказность, должна использоваться средняя наработка на отказ  $T_0$ .

В качестве показателя надежности, характеризующего долговечность, должен использоваться средний срок службы  $T_{сл}$ .

В качестве показателя надежности, характеризующего ремонтпригодность, должно использоваться среднее время восстановления  $T_в$ .

18.2 Допускается дополнительно устанавливать другие показатели надежности по ГОСТ 27.002.

18.3 Количественные значения показателей надежности выбирают по ГОСТ 27883 и устанавливают в документации на приборы конкретного типа.

18.4 Значения показателей надежности должны устанавливаться для нормальных и (или) рабочих условий применения приборов.

В документации на приборы конкретного типа должно быть указано, для каких условий применения устанавливаются значения показателей надежности.

## **19 Требования к маркировке**

19.1 На приборы должны быть нанесены:

- наименование и (или) условное обозначение типа средств измерений;
- товарный знак и (или) наименование предприятия-изготовителя;
- порядковый номер по системе нумерации предприятия-изготовителя;
- дата (год) изготовления;
- испытательное напряжение изоляции (символы С-1 – С-3 по ГОСТ 23217);
- знак утверждения типа средств измерений;
- единый знак обращения продукции на рынке государств – членов Таможенного союза или знак соответствия, принятый в национальных системах сертификации государств-участников Содружества Независимых Государств.

19.2 Если на приборы наносятся единицы измеряемых величин, то они должны наноситься по ГОСТ 8.417.

19.3 Степень защиты, обеспечиваемая оболочками приборов, должна наноситься в соответствии с ГОСТ 14254.

19.4 На электрические соединители приборов должны быть нанесены обозначения, позволяющие определить части разъемов, подлежащие соединению

между собой. На ответные части одного и того же соединителя наносят одинаковые обозначения. Единственный соединитель допускается не обозначать. Обозначение наносят непосредственно на корпуса ответных частей соединителей или на кабели панели приборов около частей соединителя.

19.5 На органы управления приборов или вблизи них должны быть нанесены надписи или обозначения, указывающие назначение этих органов.

19.6 На титульные листы эксплуатационных документов должны быть нанесены знак утверждения типа и единый знак обращения продукции на рынке государств – членов Таможенного союза.

19.7 Маркировка должна соответствовать требованиям безопасности, ГОСТ 26828, шрифт надписей – ГОСТ 26.020. Маркировка должна быть нанесена способом, обеспечивающим четкость и сохранность маркировки в течение всего срока эксплуатации.

19.8 Маркировка упаковки приборов должна соответствовать ГОСТ 14192 и документации на приборы конкретного типа.

## **20 Требования к комплектности**

20.1 Комплектность приборов должна быть установлена в документации на приборы конкретного типа.

20.2 В комплект поставки приборов должен входить комплект эксплуатационной документации по ГОСТ 2.601.

В комплект поставки должны также входить:

- методика поверки;
- свидетельство (и/или знак поверки в паспорте (формуляре) о первичной поверке при выпуске из производства;
- копия описания типа.

## **21 Требования к упаковке**

21.1 Упаковка должна обеспечивать защиту приборов от климатических и механических повреждений при транспортировании, погрузочно-разгрузочных работах и хранении.

21.2 В документации на приборы конкретного типа должны быть определены требования к виду, типу используемых материалов, габаритным размерам и массе потребительской и (или) транспортной тары, а также приведена другая необходимая информация.

## **22 Требования к транспортированию и хранению**

22.1 Упакованные приборы должны транспортироваться в закрытых транспортных средствах любого вида.

При транспортировании самолетом упакованные приборы должны быть

размещены в отапливаемых герметизированных отсеках.

22.2 Значения влияющих величин климатических и механических воздействий на упакованные приборы при транспортировании должны находиться в пределах, указанных в Таблице 9.4.

22.3 Трюмы судов, кузова автомобилей, используемые для перевозки упакованных приборов, не должны иметь следов цемента, угля, химикатов и т. д.

22.4 Расстановка и крепление в транспортных средствах упакованных приборов должны обеспечивать их устойчивое положение, исключать возможность смещения и ударов их друг о друга, а также о стенки транспортных средств.

22.5 Укладывая упакованные изделия в штабеля следует в соответствии с правилами и нормами, действующими на соответствующем виде транспорта, чтобы не допускать деформации транспортной тары при возможных механических перегрузках.

22.6 Приборы до введения в эксплуатацию следует хранить на складах в упаковке предприятия-изготовителя при температуре окружающего воздуха от 0 до 40 °С и относительной влажности воздуха 80 % при температуре 25 °С.

Хранить приборы без упаковки следует при температуре окружающего воздуха от 10 до 35 °С и относительной влажности воздуха 80 % при температуре 25 °С.

В помещениях для хранения приборов содержание пыли, паров кислот и щелочей, агрессивных газов и других вредных примесей, вызывающих коррозию, не должно превышать содержание коррозионно-активных агентов для атмосферы типа I по ГОСТ 15150.

Расположение приборов на складах должно обеспечивать их свободное перемещение и доступ к ним.

22.7 По требованию заказчика приборы могут быть законсервированы для длительного хранения по ГОСТ 9.014.



**УТВЕРЖДЕНЫ**

Решением Электроэнергетического Совета СНГ

Протокол № 45 от 25 апреля 2014 года

**МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ ПО ПРОВЕРКЕ ТЕХНИЧЕСКОГО  
СОСТОЯНИЯ И ОРГАНИЗАЦИИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ЛИНИЙ  
ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ, РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ (ПЕРЕКЛЮЧАТЕЛЬНЫХ)  
ПУНКТОВ И ТРАНСФОРМАТОРНЫХ ПОДСТАНЦИЙ**

**Сведения о нормативно-техническом документе:**

**НТД разработан:** Комиссией по координации сотрудничества государственных органов энергетического надзора государств-участников СНГ совместно с Исполнительным комитетом ЭЭС СНГ.

**СОДЕРЖАНИЕ**

1.	Краткая характеристика установленного электрооборудования и характеристика электросетей	144
2.	Организация эксплуатации оборудования, зданий, сооружений энергообъектов. Организация работы с персоналом	145
3.	Состояние производственных зданий и сооружений, их санитарно-технические устройства (организация ремонта и содержания строительной части электропомещений)	150
4.	Эксплуатация электрического оборудования: распределительных (переключательных) пунктов, трансформаторных подстанций и линий электропередачи	151
5.	Выполнение Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок и профилактика травматизма	169
6.	Надежность схемы электроснабжения	173
7.	Пожарная безопасность энергообъектов	173
8.	Выполнение предыдущих предписаний	174
9.	Выполнение мероприятий в области энергосбережения и повышения энергоэффективности	174
10.	Приложение (Таблица 1 и 2)	175

При осуществлении мероприятий по контролю за состоянием и надзору за безопасной эксплуатацией линий электропередачи, распределительных (переключательных) пунктов и трансформаторных подстанций должностные лица национальных органов государственного энергетического надзора государств - участников СНГ дают оценку соответствия выполнения юридическим лицом (собственником) нормативных правовых актов и документов в области электроэнергетики с одновременным заполнением соответствующих Таблиц, указанных в Приложении к настоящим Методическим указаниям.

Требования настоящих Методических указаний могут быть скорректированы с учетом положений технических нормативных правовых актов государств - участников СНГ.

**1. Краткая характеристика установленного электрооборудования и электрических сетей, организация эксплуатации** (устанавливается и оформляется до выезда на энергообъект, в сетевую организацию):

1.1. Общие сведения о предприятии:

1.1.1. Полное наименование.

1.1.2. Краткое наименование.

1.1.3. Юридический адрес (с указанием района, города).

1.1.4. Почтовый адрес (с указанием района, города), телефоны, телетайп, факс, E-mail.

1.1.5. Доля государственной собственности (%).

1.1.6. Данные о руководителях предприятия, основных подразделений.

1.2. Краткая техническая характеристика организации (энергообъекта):

1.2.1. Количество подстанций и установленная мощность трансформаторов.

1.2.2. Характеристика установленного оборудования, режим работы.

1.3. Основные технико-экономические показатели электрической сети:

1.3.1. Объем электросетевого хозяйства (км, МВА).

1.3.2. Сведения об основном оборудовании и ЛЭП, находящихся в эксплуатации (год ввода в эксплуатацию).

1.3.3. Сведения о силовых трансформаторах, на которых по результатам периодических измерений нагрузок зафиксированы нагрузки свыше 70% от номинальной нагрузки (с указанием номеров ТП, ПС).

1.3.4. Сведения об отпуске (передаче, потреблении) электроэнергии за последний год (тыс. кВтч).

1.3.5. Разрешенная мощность (сетевое ограничение) (тыс. кВА).

1.3.6. Установленная мощность (сетевое ограничение) (тыс. кВА).

1.3.7. Сведения о наличии оперативно-выездных бригад, их штатной укомплектованности, оснащении приспособлениями и инструментом, средствами защиты, необходимыми средствами передвижения и связи.

1.3.8. Сведения об аварийно-ремонтной службе, её укомплектовании необходимым запасом материалов, оборудования для выполнения аварийно-восстановительных работ.

1.3.9. Сведения о количестве аварий за последние 3 года, всего (ед. в год.), в т. ч. по видам оборудования (трансформаторы, сети и др.).

1.3.10. Отключаемость/повреждаемость на 100 км ВЛ 0,4-1150 кВ за последние 3 года.

1.3.11. Сведения о количестве несчастных случаев в электроустановках за последние 3 года (всего, с разбивкой по годам), в том числе:

- тяжелых;
- групповых;
- со смертельным исходом;
- со смертельным исходом (не более одного пострадавшего).

1.3.12. Общая численность работающих (чел.) за последние 3 года.

1.3.13. Численность персонала (чел.), в том числе оперативного, оперативно-ремонтного и ремонтного персонала.

1.3.14. Численность управленческого персонала и специалистов (чел.), в т. ч. руководящих работников, оперативных работников, специалистов.

1.4. Наличие актов разграничения балансовой принадлежности и эксплуатационной ответственности сторон.

1.5 Требуемая и фактическая категория надёжности электроснабжения.

1.6. Тип, мощность и количество конденсаторных установок, режим работы.

1.7. Протяжённость электрических сетей на разных напряжениях.

1.8. Возможность обеспечения собственных нужд подстанции от технологических электростанций. Характеристика электростанций:

- тип;
- мощность;
- количество;
- режим работы.

1.9. Наличие аккумуляторных установок и их технические характеристики.

## **2. Организация эксплуатации оборудования, зданий, сооружений энергообъектов. Организация работы с персоналом.**

2.1. Распределение между структурными подразделениями энергообъекта функций и границ по обслуживанию оборудования, зданий, сооружений и коммуникаций.

2.2. Наличие акта приемки в эксплуатацию оборудования с относящимися к нему зданиями и сооружениями.

### 2.3. Организация работы с персоналом.

2.3.1. Прохождение предварительных (при поступлении на работу) и периодических (в течении трудовой деятельности) медицинских осмотров работниками организации, занятыми на работах с вредными веществами, опасными и неблагоприятными производственными факторами.

2.3.2. Создание в соответствии с типовыми положениями кабинета по технике безопасности, технического кабинета и технической библиотеки, оснащенных техническими средствами обучения и тренажа.

2.3.3. Стажировка персонала, наличие программ, указаний на стажировку.

2.3.4. Дублирование, наличие программ.

2.3.5. Порядок допуска работников (персонала) к самостоятельной работе:

- прохождение необходимых инструктажей по безопасности труда, обучение (стажировка) и проверка знаний, дублирование в объеме требований правил работы с персоналом;

- лица, допускаемые к работам, связанным с опасными, вредными и неблагоприятными производственными факторами, не должны иметь медицинских противопоказаний для выполнения этих работ;

- оформление распорядительным документом руководителя организации или структурного подразделения допуска к самостоятельной работе;

- уведомление о допуске к самостоятельной работе оперативного руководителя соответствующих оперативных служб и смежных организаций, с которыми ведутся оперативные переговоры.

2.3.6. Наличие документов, определяющих должностных лиц подразделения, на которых возложено руководство и контроль за организацией и проведением работы с персоналом.

2.3.7. Наличие программ и планов обучения новых работников.

2.3.8. Специальная подготовка персонала организации и наличие планов и программ специальной подготовки персонала, их выполнение.

2.3.9. Проведение инструктажей. Регистрация первичных инструктажей, наличие перечня профессий работников, освобожденных от первичного инструктажа на рабочем месте, утвержденного руководителем предприятия. Наличие годового перечня тем плановых инструктажей с разбивкой по месяцам, ведение журнала регистрации инструктажей.

2.3.10. Проведение внеплановых инструктажей, ознакомление персонала с приказами, срочными сообщениями, обзорами аварий и несчастных случаев.

2.3.11. Наличие приказа, определяющего состав комиссии по проверке знаний рабочих, руководителей и специалистов, места и даты проверки.

2.3.12. Правильность ведения протоколов и (или) журналов проверки знаний, соответствие их действующим правилам.

2.3.13. Организация и проведение обходов и осмотров рабочих мест дежурного и оперативно-ремонтного персонала руководящими работниками предприятия и его структурных подразделений. Отражение результатов обходов в документации.

2.3.14. Организация повышения квалификации персонала.

2.3.15. Наличие документов, подтверждающих прохождение аттестации специалистов, осуществляющих эксплуатацию, руководителей и членов аттестационных комиссий организаций в комиссиях национальных органов государственного энергетического надзора.

2.3.16. Наличие разработанного и согласованного в соответствии с национальным законодательством порядка проведения работы с персоналом.

2.3.17. Проверка участия в контрольной противоаварийной тренировке (один раз в три месяца) работников из числа оперативного, оперативно-ремонтного и ремонтного персонала.

2.3.18. Проверка участия в контрольной противопожарной тренировке (один раз в полугодие) работников из числа оперативного, оперативно-ремонтного и ремонтного персонала.

2.4. Технический и технологический надзор за организацией эксплуатации энергообъектов.

2.4.1. Определение лиц (наличие распорядительного документа о назначении лиц), ответственных за состояние каждой из энергоустановок (оборудования, зданий и сооружений) и их безопасную эксплуатацию.

2.4.2. Назначение персонала по техническому и технологическому надзору.

2.4.3. Наличие утвержденных должностных инструкций (функций) персонала по техническому и технологическому надзору.

2.4.4. Наличие записей в техническом паспорте энергообъекта о результатах технического освидетельствования оборудования, зданий и сооружений.

2.4.5. Периодичность осмотров оборудования, зданий и сооружений, установленная техническим руководителем энергообъекта.

2.4.6. Контроль состояния оборудования, строительных конструкций, зданий и сооружений. Наличие специального журнала технического состояния, оборудования, зданий и сооружений.

2.4.7. Организация технического освидетельствования оборудования, зданий и сооружений. Наличие и состав комиссии по техническому освидетельствованию.

2.4.8. Наличие инструкции по предотвращению и ликвидации технологических нарушений.

2.4.9. Порядок ликвидации технологических нарушений, организация их учета и исследований, передача информации о технологических нарушениях в органы государственного контроля и надзора.

2.5. Техническое обслуживание, ремонт и модернизация.

2.5.1. Наличие плана-графика испытаний и измерений электрооборудования, годовых графиков ремонта, согласованных с организацией, в оперативном управлении или ведении которой находятся оборудование и сооружения.

2.5.2. Наличие программы приемки оборудования, зданий и сооружений из капитального и среднего ремонта, согласованной с исполнителями и утвержденной техническим руководителем энергообъекта.

2.5.3. Наличие приказа о назначении и составе комиссии по приемке оборудования, зданий и сооружений из капитального и среднего ремонта.

2.5.4. Наличие в электрических сетях ремонтно-производственной базы.

2.5.5. Наличие на энергообъекте стационарных и инвентарных грузоподъемных машин и средств механизации, транспортных средств, такелажа, оснастки, инструмента и приспособлений для обслуживания и ремонта оборудования.

2.5.6. Обеспечение энергообъекта запасными частями, материалами и обменным фондом узлов и оборудования для запланированных объемов ремонта.

2.5.7. Организация работ по техническому обслуживанию и капитальному ремонту оборудования.

2.5.8. Организация ремонтного производства оборудования, зданий и сооружений.

2.6. Техническая документация.

2.6.1. Наличие на каждом энергообъекте документов:

- акты отвода земельных участков;
- генеральный план участка с нанесенными зданиями и сооружениями, включая подземное хозяйство;
- геологические, гидрогеологические и другие данные о территории с результатами испытаний грунтов и анализа грунтовых вод;
- акты заложения фундаментов с разрезами шурфов;
- акты приемки скрытых работ;
- первичные акты об осадках зданий, сооружений и фундаментов под оборудование;
- первичные акты испытания устройств, обеспечивающих взрывобезопасность, пожаробезопасность, молниезащиту и противокоррозионную защиту сооружений;
- первичные акты испытаний внутренних и наружных систем водоснабжения, пожарного водопровода, канализации, газоснабжения, теплоснабжения, отопления и вентиляции;
- первичные акты индивидуального опробования и испытаний оборудования и технологических трубопроводов;
- акты приемочных комиссий (рабочей и государственной);
- утвержденная проектная документация со всеми последующими изменениями;

- технические паспорта зданий, сооружений, технологических узлов и оборудования;

- исполнительные рабочие чертежи оборудования и сооружений, чертежи всего подземного хозяйства;

- исполнительные рабочие схемы первичных и вторичных электрических соединений;

- исполнительные рабочие технологические схемы;

- чертежи запасных частей к оборудованию;

- оперативный план пожаротушения;

- комплект действующих и отмененных инструкций по эксплуатации оборудования, зданий и сооружений; должностных инструкций для всех категорий специалистов и для рабочих, относящихся к дежурному персоналу; инструкций по охране труда.

2.6.2. Наличие утвержденного техническим руководителем энергообъекта перечня необходимых инструкций, положений, технологических и оперативных схем для подстанции, района, участка.

2.6.3. Наличие на основном и вспомогательном оборудовании подстанций табличек с номинальными данными.

2.6.4. Наличие нумерации основного и вспомогательного оборудования, в том числе трубопроводов, систем и секций шин.

2.6.5. Доведение информации об изменениях в инструкциях, схемах и чертежах до сведения всех работников (с записью в журнале распоряжений), для которых обязательно знание этих инструкций, схем и чертежей.

2.6.6. Проверка исполнительных технологических схем (чертежей) и исполнительных схем первичных электрических соединений на их соответствие фактическим эксплуатационным не реже 1 раза в 3 года с отметкой в них о проверке.

2.6.7. Соблюдение сроков пересмотра инструкций и перечней необходимых инструкций и исполнительных рабочих схем (чертежей) не реже 1 раза в 3 года.

2.6.8. Наличие комплектов необходимых схем в органах диспетчерского управления соответствующего уровня, у диспетчера электрической сети, дежурного подстанции, района электрической сети и мастера оперативно-выездной бригады.

2.6.9. Наличие оперативной документации у дежурного подстанции с постоянным дежурством, диспетчера районной электросети:

- суточная оперативная исполнительная схема или схема-макет;

- оперативный журнал;

- журнал заявок или картотека заявок на вывод из работы оборудования, находящегося в управлении и ведении диспетчера энергосистемы;

- журнал релейной защиты, автоматики и телемеханики;

- карты уставок релейной защиты и автоматики;

- журнал распоряжений;

- журнал дефектов и неполадок с оборудованием;
- перечень электрических сетей с наведенным напряжением более 25 В.

2.6.10. Наличие суточных ведомостей на рабочих местах оперативно-диспетчерского персонала, на щитах управления с постоянным дежурством персонала, на диспетчерских пунктах.

2.6.11. Соблюдение установленного порядка и сроков хранения электронных носителей информации с записями показаний регистрирующих приборов, оперативных переговоров в нормальных условиях и оперативных переговоров при авариях и других нарушениях в работе:

- электронные носители информации с записями показаний регистрирующих приборов - 3 года;
- электронные записи оперативных переговоров в нормальных условиях - 10 суток, если не поступит указание о продлении срока;
- электронные записи оперативных переговоров при авариях и других нарушениях в работе - 3 месяца, если не поступит указание о продлении срока.

2.6.12. Наличие записей в журнале дефектов и неполадок.

### **3. Состояние производственных зданий и сооружений, их санитарно-технические устройства (организация ремонта и содержания строительной части электропомещений).**

3.1. Наличие утвержденного руководителем энергообъекта перечня строительных конструкций основных производственных зданий и сооружений, подвергаемых техническому освидетельствованию специализированной организацией.

3.2. Состояние кровли зданий и сооружений, отсутствие протечек:

- отсутствие мусора и строительных материалов на кровле;
- проверка работоспособности системы сброса ливневых вод и ее очистка.

3.3. Состояние дверей распределительных устройств, направление открытия:

- двери из распределительного устройства (РУ) выше 1 кВ должны открываться в направлении других помещений или наружу;
- двери между отсеками одного РУ выше 1 кВ или между смежными помещениями двух РУ должны иметь устройство, фиксирующее двери в закрытом положении и не препятствующее открыванию дверей в обоих направлениях;
- двери между помещениями (отсеками) РУ выше 1 кВ разных напряжений должны открываться в сторону РУ с низшим напряжением;
- двери из помещений РУ до 1 кВ переменного тока и до 1,5 кВ постоянного тока должны открываться в сторону других помещений или наружу.
- ширина дверей должна быть не менее 0,75 м, высота не менее 1,9 м.

3.4. Наличие самозапирающихся замков на дверях помещений распределительных устройств, кроме РУ городских и сельских распределительных сетей напряжением 10кВ и ниже.

3.5. Наличие двух и более выходов из распределительного устройства при длине электрических щитов и распределительного устройства более 7 м.

3.6. Состояние отверстий и проемов в наружных стенах, их ограждение и защита:

- пробивка отверстий, устройство проемов в несущих и ограждающих конструкциях, установка, подвеска и крепление к строительным конструкциям технологического оборудования, транспортных средств, трубопроводов и устройств для подъема грузов при монтаже, демонтаже и ремонте оборудования. (Вырезка связей каркаса недопустима без согласования с проектной организацией и лицом, отвечающим за эксплуатацию здания (сооружения));

- заделка отверстий в ограждающих конструкциях зданий и помещений, после прокладки токопроводов и других коммуникаций материалом, обеспечивающим огнестойкость по времени не ниже огнестойкости самой ограждающей конструкции, но не менее 45 мин;

- наличие сеток или решеток с ячейками размером 10×10 мм, прочих отверстий в наружных стенах для предотвращения проникновения животных и птиц.

3.7. Отсутствие соединительной и запорной арматуры на трубопроводах отопления в помещениях распределительных устройств напряжением выше 1 кВ, наличие сплошной водонепроницаемой оболочки на транзитных трубопроводах.

3.8. Конструкция и покрытие распределительных устройств, исключающих образование цементной пыли. Отсутствие порогов в дверях между отдельными помещениями и в коридорах.

3.9. Наличие спланированной площадки на высоте не менее 0,2 м от уровня планировки при установке распределительных устройств на открытом воздухе.

3.10. Организация надзора за состоянием откосов, косогулов, выемок.

3.11. Осмотр водоотводящих сетей и устройств, подготовка их к пропуску талых вод; состояние откачивающих механизмов и уплотнений мест прохода кабелей, труб, вентиляционных каналов через стены зданий.

3.12. Состояние площадок, конструкций и транспортных переходов зданий и сооружений.

#### **4. Эксплуатация электрического оборудования: распределительных (переключательных) пунктов, трансформаторных подстанций и линий электропередачи.**

4.1. Силовые трансформаторы, реакторы (шунтирующие, компенсационные, дугогасящие, токоограничивающие).

4.1.1. Наличие барьеров для ограждения токоведущих частей:

- применение барьеров при входе в камеры выключателей, трансформаторов и других аппаратов для их осмотра при наличии напряжения на токоведущих частях;

- барьеры устанавливаются на высоте 1,2 м и должны быть съемными.

4.1.2. Наличие маслоприемников, маслоотводоов и маслосборников у маслonaполненных силовых трансформаторов (реакторов) с количеством масла более 600 кг распределительных устройств и трансформаторных подстанций. Засыпка маслоприемников гравием или щебнем толщиной слоя не менее 0,25 м.

4.1.3. Наличие маслоприемников под трансформаторами и другими маслonaполненными аппаратами при сооружении камер трансформаторов над подвалом, на втором этаже и выше, а также при устройстве выхода из камер в коридор.

4.1.4. Наличие стационарных (подстанционных) номеров на баках трансформаторов и реакторов наружной установки, на дверях и внутри трансформаторных пунктов и камер.

4.1.5. Наличие устройств, обеспечивающих допустимый температурный режим в трансформаторных помещениях ТП и ПС.

4.1.6. Температурный режим помещений трансформаторных подстанций и камер:

- в помещениях, в которых дежурный персонал находится 6 часов и более, температура воздуха не ниже + 18 °С и не выше + 28 °С;

- в ремонтной зоне закрытых распределительных устройств на время проведения ремонтных работ температура не ниже + 5 °С.

4.1.7. Наличие указателей уровня, давления и температуры масла маслonaполненных трансформаторов и аппаратов. Наличие сигнализации уровня и температуры. Организация защиты масла трансформаторов и вводов от увлажнения и окисления.

4.1.8. Соблюдение сроков ремонта трансформаторов и реакторов (капитальный, текущий) и их составных частей (устройства регулирования напряжения под нагрузкой, системы охлаждения и др.), установленные техническим руководителем энергосистемы (энергообъекта).

4.1.9. Соблюдение сроков осмотров трансформаторов (реакторов) без отключения.

4.1.10. Наличие протоколов (актов, заключений, карт изоляции и (или) электронной базы данных) профилактических испытаний трансформаторов, реакторов (в соответствии с объемом и нормами испытаний электрооборудования).

4.1.11. Установка трансформаторов. Соблюдение уклонов крышки и маслoпроводов трансформаторов.

4.1.12. Соблюдение порядка вывода из работы и ввода в работу трансформаторов при срабатывании газового реле.

4.1.13. Наличие средств пожаротушения и их состояние.

4.1.14. Наличие двустороннего питания для электродвигателей устройств охлаждения трансформаторов (реакторов), а для трансформаторов с принудительной циркуляцией масла - с применением АВР.

## 4.2. Распределительные устройства (РУ).

4.2.1. Температурный режим внутри помещений закрытых распределительных устройств и в помещениях, в которых находится дежурный персонал:

- температура воздуха внутри помещений ЗРУ в летнее время - не выше 40°С;
- температура в помещении комплектных распределительных устройств с элегазовой изоляцией (КРУЭ) в соответствии с эксплуатационной технической документацией изготовителя;
- в помещениях, в которых дежурный персонал находится 6 часов и более, температура воздуха не ниже + 18°С и не выше + 28°С;
- в ремонтной зоне закрытых распределительных устройств на время проведения ремонтных работ температура не ниже + 5°С.

4.2.2. Положение уровня масла в масляных выключателях, измерительных трансформаторах и вводах в пределах шкалы маслоуказателя при максимальном и минимальном значениях температуры окружающего воздуха. Контроль давления/плотности изолирующей среды (масла, воздуха, элегаза) в коммутационных аппаратах, измерительных трансформаторах и вводах в установленных пределах при максимальном и минимальном значениях температуры окружающей среды.

4.2.3. Положение (в запертом состоянии) приводов разъединителей и шкафов щитков низкого напряжения на переключательных пунктах и других устройствах, не имеющих ограждений.

4.2.4. Наличие надписей о назначении присоединений и диспетчерском наименовании на дверях и внутренних стенках камер ЗРУ, оборудовании ОРУ, наружных и внутренних лицевых частях КРУ, сборках, лицевых и оборотных сторонах панелей щитов.

4.2.5. Наличие опломбированных блокировочных устройств (оперативной блокировки) на оборудовании РУ напряжением 3 кВ и выше. Определение схем и объема блокировочных устройств: по РУ, находящимся в ведении диспетчера органа диспетчерского управления соответствующего уровня, - решением технического руководителя энергосистемы, по остальным РУ - решением технического руководителя энергообъекта.

4.2.6. Соответствие окраски шин, буквенно-цифрового и цветового обозначения расцветки шин фаз и металлических корпусов оборудования РУ нормативным требованиям:

- шины защитного заземления в электроустановках напряжением до 1 кВ с глухо заземлённой нейтралью - буквенное обозначение РЕ и цветовое обозначение чередующимися продольными или поперечными полосами одинаковой ширины (для шин от 15 до 100 мм) желтого и зеленого цветов;
- обозначение шин при переменном трехфазном токе: шины фазы А - желтым, фазы В - зеленым, фазы С - красным цветами;
- обозначение шин при переменном однофазном токе: шина В, присоединенная к концу обмотки источника питания, - красным цветом, шина А, присоединенная к началу обмотки источника питания, - желтым цветом;

- обозначение шин при постоянном токе: положительная шина (+) - красным цветом, отрицательная (-) - синим и нулевая рабочая М - голубым цветом.

4.2.7. Наличие ограждения токоведущих частей и электрооборудования РУ и подстанций напряжением выше 1000 В:

- высота сетчатых и смешанных ограждений токоведущих частей и электрооборудования: над уровнем планировки для ОРУ и открыто установленных трансформаторов - 2 или 1,6 м; над уровнем пола для ЗРУ и трансформаторов, установленных внутри здания, - 1,9 м;

- размер отверстий в сетках не более 25×25 мм, сетки с приспособлениями для запираания их на замок;

- высота от нижней кромки ограждений до уровня пола в ОРУ 0,1 - 0,2 м, в ЗРУ - на уровне пола.

4.2.8. Наличие указателей отключенного и включенного положений на выключателях со встроенным приводом или с приводом, расположенным в непосредственной близости к выключателю и не отделенным от него сплошным непрозрачным ограждением (стенкой), приводах разъединителей, заземляющих ножей, отделителей, короткозамыкателей и других аппаратов.

4.2.9. Наличие окраски рукояток приводов заземляющих ножей (в красный цвет) и заземляющих ножей (в черный цвет).

4.2.10. Обеспечение РУ и подстанций телефонной и другими видами связи, согласно принятой системе обслуживания.

4.2.11. Оборудование РУ и трансформаторных подстанций электрическим освещением.

4.2.12. Наличие и состояние стационарных площадок для обслуживания мачтовых трансформаторных подстанций, шкафов управления выключателей и разъединителей, верхняя часть которых расположена на высоте 2 м и более.

4.2.13. Осмотр электроустановок РУ без отключения от сети (осматриваются выборочно, по всем зданиям и сооружениям):

- наличие мнемосхем в распределительных устройствах;

- наличие надписей, указывающих назначение отдельных цепей, панелей, аппаратов в распределительных устройствах и низковольтных комплектных устройствах;

- наличие надписей с указанием положения «включено», «отключено» на приводах коммутационных аппаратов;

- ограждение неизолированных токоведущих частей от случайных прикосновений (используются сетки с размерами ячеек не более 25×25 мм, сплошные или смешанные ограждения высотой не менее 1,7 м);

- наличие антикоррозийного покрытия металлических частей РУ и низковольтных комплектных устройств.

4.2.14. Наличие на внешней стороне входных дверей РУ предупреждающего знака безопасности «Осторожно! Электрическое напряжение».

4.2.15. Наличие утвержденного техническим руководителем или работником, ответственным за электрохозяйство, перечня средств защиты для каждого объекта. Наличие в РУ переносных заземлений, средств по оказанию первой помощи пострадавшим от несчастных случаев, защитных и противопожарных средств.

4.2.16. Наличие на предохранительных щитках и (или) у предохранителей присоединений надписей, указывающих номинальный ток плавкой вставки.

4.2.17. Наличие протоколов (актов, заключений, карт изоляции и (или) электронной базы данных) периодических испытаний электрооборудования объектов электросетевого хозяйства (в соответствии с объемом и нормами испытаний электрооборудования).

4.2.18. Наличие на дверях РУ предупреждающих знаков в соответствии с положениями инструкции по применению и испытанию средств защиты, используемых в электроустановках.

4.2.19. Наличие устройств электроподогрева в шкафах с аппаратурой устройств релейной защиты и автоматики, связи и телемеханики, в шкафах управления и в распределительных шкафах воздушных выключателей, а также в шкафах приводов масляных выключателей, отделителей, короткозамыкателей и двигательных приводов разъединителей, установленных в РУ, в которых температура окружающего воздуха может быть ниже допустимого значения.

4.2.20. Состояние кабельных каналов и наземных лотков ОРУ и ЗРУ.

4.2.21. Наличие утвержденного графика контроля за температурой контактных соединений шин объектов электросетевого хозяйства.

4.2.22. Наличие быстродействующей защиты от дуговых коротких замыканий внутри шкафов КРУ 6-10кВ.

4.2.23. Оборудование вытяжной вентиляцией помещений РУ, содержащих оборудование, заполненное маслом, элегазом или компаундом.

4.2.24. Проверка соблюдения сроков проведения капитального ремонта оборудования объектов электросетевого хозяйства.

Примечание: Требования пунктов 4.2.2. – 4.2.4., 4.2.6., 4.2.8. – 4.2.12., 4.2.14. – 4.2.21., 4.2.23. и 4.2.24. для распределительных устройств до и выше 1000 В. Требования пункта 4.2.13. для распределительных устройств до 1000 В. Требования пунктов 4.2.1., 4.2.5., 4.2.7. и 4.2.22. для распределительных устройств выше 1000 В.

4.3. Аккумуляторные установки.

4.3.1. Наличие квалифицированного обслуживающего персонала (аккумуляторщика или специально обученного электромонтера) и обеспеченность его контрольными приборами, спецодеждой и специальным инвентарем.

4.3.2. Наличие на каждой аккумуляторной установке журналов для записи осмотров и объемов проведенных работ.

4.3.3. Наличие утвержденного техническим руководителем энергообъекта графика осмотра аккумуляторных батарей.

4.3.4. Наличие приборов для контроля напряжения отдельных элементов батареи, плотности и температуры электролита.

4.3.5. Наличие местной инструкции о порядке эксплуатации системы вентиляции в помещениях аккумуляторных батарей на подстанциях. Оборудование принудительной вентиляции вентилятором взрывобезопасного исполнения.

4.3.6. Наличие разделительного трансформатора между цепями постоянного и переменного тока при применении выпрямительных устройств для подзаряда и заряда аккумуляторных батарей, наличие устройств сигнализации об отключении выпрямительных устройств.

4.3.7. Проведение проверки работоспособности батареи по падению напряжения при толковых токах (не менее 1 раза в год) и контрольного разряда (при необходимости).

4.3.8. Проведение измерений напряжения, плотности и температуры электролита каждого элемента аккумуляторной батареи (не реже 1 раза в месяц).

4.3.9. Проведение ежегодного анализа электролита кислотной аккумуляторной батареи открытого исполнения по пробам, взятым из контрольных элементов (количество контрольных элементов устанавливается техническим руководителем энергообъекта в зависимости от состояния батареи, но не менее 10%).

4.3.10. Наличие устройства контроля изоляции на шинах постоянного оперативного тока.

4.3.11. Наличие местных инструкций по эксплуатации аккумуляторных батарей.

4.3.12. Наличие на дверях помещения аккумуляторной батареи надписей «Аккумуляторная», «Огнеопасно», «Запрещается курить».

4.3.13. Наличие протоколов (актов и заключений) испытаний (проверок и измерений) аккумуляторных установок (в соответствии с объемом и нормами испытаний электрооборудования).

4.3.14. Наличие вблизи помещения аккумуляторной батареи водопроводного крана и раковины.

#### 4.4. Конденсаторные установки.

4.4.1. Наличие стационарных устройств измерения тока в фазах конденсаторных установок (разность не более 10%).

4.4.2. Контроль температуры окружающего воздуха в месте установки конденсаторов (недопустимо: превышение верхнего значения, указанного в инструкции по эксплуатации конденсаторов, включение конденсаторной установки при температуре конденсаторов ниже минус 40 град. С – для конденсаторов климатического исполнения У и Т, и минус 60 град. С - для конденсаторов климатического исполнения ХЛ).

4.4.3. Осмотр конденсаторной установки без отключения не реже 1 раза в месяц.

4.4.4. Проведение среднего ремонта конденсаторных установок (в зависимости от их технического состояния по решению технического руководителя энергообъекта) и ежегодного текущего ремонта.

4.4.5. Наличие разрядных устройств конденсаторных установок (трансформаторов напряжения или устройств с активно-индуктивным сопротивлением - для конденсаторных установок выше 1 кВ, устройств с активным или активно-индуктивным сопротивлением - для конденсаторных установок до 1 кВ).

4.4.6. Наличие внешних предохранителей на батареях с параллельно-последовательным включением конденсаторов для защиты каждого конденсатора выше 1,05 кВ.

4.4.7. Наличие сетчатых ограждений (защитных кожухов) конденсаторных установок, размещенных в общем помещении.

4.4.8. Наличие протоколов (актов и заключений) периодических испытаний конденсаторных установок (в соответствии с объемом и нормами испытаний электрооборудования).

4.5. Воздушные линии электропередачи (ВЛ).

4.5.1. Наличие графика периодических осмотров ВЛ, утвержденного техническим руководителем организации, эксплуатирующей электрические сети.

4.5.2. Выполнение периодических осмотров воздушных линий:

- не реже 1 раза в год - каждой ВЛ по всей длине (конкретные сроки определяются техническим руководителем энергообъекта);

- не реже 1 раза в год - инженерно-техническим персоналом выборочные осмотры отдельных ВЛ или их участков (ВЛ и их участки, подлежащие капитальному ремонту, осматриваются полностью).

4.5.3. Проведение внеочередных осмотров воздушных линий:

- при образовании на проводах и тросах гололеда, при пляске проводов, во время ледохода и разлива рек, при лесных и степных пожарах, а также после стихийных бедствий;

- после автоматического отключения ВЛ релейной защитой.

4.5.4. Наличие на опорах ВЛ на высоте 2 - 3 метров постоянных знаков:

- порядковый номер опоры, номер ВЛ или ее условное обозначение - на всех опорах; на двухцепных и многоцепных опорах ВЛ;

- информационные знаки с указанием ширины охранной зоны ВЛ;

- расцветка фаз - на ВЛ 35 кВ и выше на концевых опорах, опорах, смежных с транспозиционными, и на первых опорах ответвлений от ВЛ;

- предупреждающие плакаты - на всех опорах ВЛ в населенной местности;

- плакаты с указанием расстояния от опоры ВЛ до кабельной линии связи - на опорах, установленных на расстоянии менее половины высоты опоры до кабелей связи.

4.5.5. Наличие антикоррозионной защиты стальных опор и металлических деталей железобетонных и деревянных опор, грозозащитных тросов и тросовых элементов опор:

- защита металлических опор и подножек, металлических деталей железобетонных и деревянных опор, бетонных и железобетонных конструкций,

древесины элементов деревянных опор производится с учетом требований строительных норм и правил по защите строительных конструкций от коррозии;

- защита стальных опор, стальных элементов и деталей железобетонных и деревянных опор - горячей оцинковкой;

- защита грозозащитного троса и оттяжек - нанесением защитной смазки.

4.5.6. Выполнение периодических верховых осмотров с выборочной проверкой проводов и тросов в зажимах и в дистанционных распорках воздушных линий:

- не реже 1 раза в 6 лет - на ВЛ напряжением 35 кВ и выше или их участках, имеющих срок службы 20 лет и более, или проходящих в зонах интенсивного загрязнения, а также по открытой местности;

- не реже 1 раза в 12 лет - на остальных воздушных линиях 35 кВ и выше и их участках.

4.5.7. Соблюдение сроков капитального ремонта ВЛ (по решению технического руководителя организации, эксплуатирующей электрические сети):

- на ВЛ с железобетонными и металлическими опорами - не реже 1 раза в 12 лет,

- на ВЛ с деревянными опорами - не реже 1 раза в 6 лет.

4.5.8. Соблюдение сроков выполнения проверок и измерений, выполнение отдельных работ, наличие подтверждающих документов (протоколов, актов, записей в журналах):

- не реже 1 раза в 3 года – измерение ширины просеки;

- при необходимости - проверка состояния трассы ВЛ (при проведении осмотров и измерений расстояний от проводов до деревьев и кустарников под проводами), измерения стрел провеса проводов;

- через 3 - 6 лет после ввода ВЛ в эксплуатацию - проверка загнивания деталей деревянных опор, далее - не реже 1 раза в 3 года, а также перед подъемом на опору или смены деталей;

- проверка визуально состояния изоляторов и линейной арматуры при осмотрах, проверка электрической прочности подвесных тарельчатых фарфоровых изоляторов: первый раз на 1-2-м, второй раз на 6-10-м годах после ввода ВЛ в эксплуатацию и далее с периодичностью, приведенной в типовой инструкции по эксплуатации воздушных линий электропередачи напряжением 35-800 кВ в зависимости от уровня отбраковки и условий работы изоляторов на ВЛ;

- по мере необходимости - проверка состояния прессуемых, сварных, болтовых (на ВЛ напряжением до 20 кВ), выполненных овальными соединителями соединений проводов (производится визуально при осмотре линии);

- не реже 1 раза в 6 лет - проверка состояния болтовых соединений проводов ВЛ напряжением 35 кВ и выше путем электрических измерений;

- не реже 1 раза в 6 лет - проверка и подтяжка бандажей, болтовых соединений и гаек анкерных болтов, выборочная проверка состояния фундаментов и U-образных болтов на оттяжках со вскрытием грунта;

- не реже 1 раза в 6 лет - проверка состояния железобетонных опор и приставок;

- не реже 1 раза в 6 лет - проверка состояния антикоррозионного покрытия металлических опор и траверс, металлических подножников и анкеров оттяжек с выборочным вскрытием грунта;

- не реже 1 раза в 6 лет - проверка натяжения в оттяжках опор;

- не реже 1 раза в 6 лет - измерение сопротивления заземления опор, а также повторных заземлений нулевого провода (и выборочно на 2% опор с заземлителями в населенной местности, на участках ВЛ с наиболее агрессивными, оползневыми, выдуваемыми или плохо проводящими грунтами, после монтажа, переустройства, ремонта, а также в эксплуатации - не реже 1 раза в 12 лет);

- при приемке в эксплуатацию, в дальнейшем - при подключении новых потребителей и выполнении работ, вызывающих изменение этого сопротивления - измерение сопротивления петли фаза-нуль на ВЛ напряжением до 1000 В;

- проверка состояния опор, проводов, тросов, расстояний от проводов до поверхности земли и различных объектов, до пересекаемых сооружений - при осмотрах ВЛ.

4.5.9. Наличие перспективных схем организации эксплуатации (с учетом существующей материальной базы энергопредприятия), отражающих размещение производственных баз, состав необходимых помещений, оснащение средствами механизации работ, транспортом и складами аварийного резерва, оборудование средствами связи.

4.5.10. Наличие в организации, эксплуатирующей электрические сети, специальных приборов для дистанционного определения мест повреждения ВЛ напряжением 110 кВ и выше, мест междуфазных замыканий на ВЛ, переносных приборов для определения мест замыкания на землю ВЛ напряжением 6-35 кВ.

4.5.11. Наличие протоколов (актов и заключений) профилактических проверок и измерений воздушных линий электропередачи (в соответствии с объемом и нормами испытаний электрооборудования).

4.5.12. Наличие неснижаемого аварийного запаса материалов и деталей, согласно установленным нормам.

4.5.13. Наличие инструкций по эксплуатации ВЛ, которые должны применяться при техническом обслуживании, ремонте ВЛ.

4.5.14. Порядок согласования границ охранной зоны ВЛ в соответствии с требованиями национальных нормативных актов.

4.5.15. Проверка установления охранных зон и соблюдения особых условий использования земельных участков, расположенных в границах охранных зон объектов электросетевого хозяйства со стороны юридических лиц и населения и информирование предприятий, организаций и граждан, находящихся в районе прохождения ВЛ, о положениях указанных правил.

4.5.16. Наличие и исправность схем плавки гололеда на ВЛ напряжением выше 1000 В для сетевых предприятий, у которых свыше 50 % ВЛ проходят в районах с толщиной стенки гололеда 25 мм и более, а также с частыми образованиями гололеда

или изморози в сочетании с сильными ветрами и в районах с частой и интенсивной пляской проводов.

4.5.17. Наличие отметок в эксплуатационной документации (журнале или ведомости дефектов) о выявлении неисправностей, обнаруженных при осмотре ВЛ и производстве проверок и измерений, организация устранения неисправностей.

4.5.18. Проверка наличия и работоспособности средств связи с ремонтно-производственной базой (РПБ) и органами диспетчерского управления соответствующего уровня у бригад, выполняющих работы на ВЛ.

4.5.19 Проверка и опробование устройств РЗА и вторичных цепей.

Примечание: Требования пунктов 4.5.1.– 4.5.3., 4.5.6.– 4.5.9., 4.5.11. – 4.5.15., 4.5.17. – 4.5.19 для воздушных линий до и выше 1000 В. Требования пунктов 4.5.4., 4.5.5., 4.5.10. и 4.5.16 для воздушных линий выше 1000 В.

4.6. Силовые кабельные линии электропередачи.

4.6.1. Наличие съемных несгораемых плит, перекрывающих кабельные каналы и двойные полы в распределительных устройствах.

4.6.2. Наличие в организации, эксплуатирующей кабельные линии, лаборатории, зарегистрированной (при необходимости) в национальном органе государственного энергетического надзора, оснащенной аппаратами для определения мест повреждения кабеля, измерительными приборами и передвижными измерительными и испытательными установками.

4.6.3. Контроль за тепловым режимом работы кабелей, температурой воздуха в кабельных сооружениях и работой вентиляционных устройств (температура воздуха внутри кабельных туннелей, каналов и шахт в летнее время не должна превышать температуру наружного воздуха более чем на 10 град. С).

4.6.4. Покрытие (негорючими антикоррозионными лаками и красками) металлической не оцинкованной брони кабелей, проложенных в кабельных сооружениях, и металлических конструкций с не металлизированным покрытием, кабельных коробов из обычной стали.

4.6.5. Наличие деревянных щитов с паркетом (защищенных снизу асбестом и по асбесту жостью) для перекрытия кабельных каналов и двойных полов в помещениях щитов управления с паркетными полами.

4.6.6. Наличие протоколов (актов и заключений) профилактических испытаний и измерений кабельных линий (в соответствии с объемом и нормами испытаний электрооборудования).

4.6.7. Наличие специальных защитных кожухов для локализации пожаров и взрывов на соединительных муфтах силовых кабелей напряжением 6 - 35 кВ.

4.6.8. Наличие на кабельной линии (в начале линии, в конце и через 50 метров на открыто проложенных кабелях, на поворотах трассы и в местах прохода кабелей через огнестойкие перегородки и перекрытия) бирок с обозначением марки, напряжения, сечения, номера или наименования линии.

4.6.9. Наличие на кабельных соединительных муфтах бирок с обозначением номера муфты и даты монтажа.

4.6.10. Наличие утвержденного техническим руководством энергообъекта графика контроля степени осушения изоляции вертикальных участков кабелей с бумажной изоляцией напряжением 20 – 35 кВ.

4.6.11. Наличие (определение) сроков осмотра туннелей, шахт, кабельных этажей и каналов:

- не реже 1 раза в месяц на подстанциях с постоянным оперативным обслуживанием:

- в сроки, установленные техническим руководителем энергообъекта, на подстанциях без постоянного оперативного обслуживания.

4.6.12. Наличие и согласование охранных зон подземных кабельных трасс в размере площадки над кабелями:

- для кабельных линий выше 1 кВ - по 1 м с каждой стороны от крайних кабелей;

- для кабельных линий до 1 кВ - по 1 м с каждой стороны от крайних кабелей, при прохождении кабельных линий в городах под тротуарами - на 0,6 м в сторону зданий сооружений и на 1 м в сторону проезжей части.

4.6.13. Отбор пробы масла из маслонаполненных кабельных линий и пробы жидкости из муфт кабелей с пластмассовой изоляцией на напряжение 110 кВ и выше (перед включением новой линии в работу, через 1 год после включения, затем через 3 года и в последующем 1 раз в 6 лет).

4.6.14. Наличие на кабельную линию на напряжение выше 1000 В оформленных документов:

- исполнительный чертеж трассы с указанием мест установки соединительных муфт, выполненный в масштабах 1:200 и 1:500;

- скорректированный проект кабельной линии на напряжение 110 кВ и выше, согласованный перед прокладкой с организацией, эксплуатирующей линии, а в случае изменения марки кабеля - с заводом-изготовителем и эксплуатирующей организацией;

- чертеж профиля кабельной линии в местах пересечения с дорогами и другими коммуникациями для кабельных линий на напряжение 35 кВ и для особо сложных трасс кабельных линий на напряжение 6 - 10 кВ;

- акты состояния кабелей на барабанах и, в случае необходимости, протоколы разборки и осмотра образцов (для импортных кабелей разборка обязательна);

- журнал кабельных линий;

- инвентарная опись всех элементов кабельной линии;

- акты строительных и скрытых работ с указанием пересечений и сближений кабелей со всеми подземными коммуникациями;

- акты на монтаж кабельных муфт;

- акты приемки траншей, блоков, труб, каналов под монтаж;

- акты на монтаж устройств по защите кабельных линий от электрохимической коррозии, а также результаты коррозионных испытаний в соответствии с проектом;

- протокол испытания изоляции кабельной линии повышенным напряжением после прокладки;
- результаты измерения сопротивления изоляции;
- акты осмотра кабелей, проложенных в траншеях и каналах перед закрытием;
- протокол прогрева кабелей на барабанах перед прокладкой при низких температурах;
- акт проверки и испытания автоматических стационарных установок систем пожаротушения и пожарной сигнализации.

Кроме того для кабельной линии напряжением 110 кВ и выше:

- исполнительные высотные отметки кабеля и подпитывающей аппаратуры (для линий 110 - 220 кВ низкого давления);
- результаты испытаний масла во всех элементах линий;
- результаты пропиточных испытаний;
- результаты опробования и испытаний подпитывающих агрегатов на линиях высокого давления;
- результаты проверки систем сигнализации давления;
- акты об усилиях тяжения при прокладке;
- акты об испытаниях защитных покровов повышенным напряжением после прокладки;
- протоколы заводских испытаний кабелей, муфт и подпитывающей аппаратуры;
- результаты испытаний устройств автоматического подогрева муфт;
- результаты измерения тока по токопроводящим жилам и оболочкам (экранам) каждой фазы;
- результаты измерения рабочей емкости жил кабелей;
- результаты измерения активного сопротивления изоляции;
- результаты измерения сопротивления заземления колодцев и концевых муфт;
- паспорт.

4.6.15. Наличие на кабельную линию на напряжение до 1000 В паспорта, кабельного журнала, скорректированного проекта линий, актов, протоколов испытаний и измерений.

4.6.16. Наличие записей в суточных ведомостях о контроле нагрузок на ответственные кабельные линии, отходящие от электростанций и подстанций, имеющих постоянный дежурный персонал.

4.6.17. Контроль за нагрузками на подстанциях, не имеющих постоянного дежурного персонала (не реже 1 раза в год в период летнего или осенне-зимнего максимума в часы суток, соответствующие максимальной нагрузке кабельной линии).

#### 4.6.18. Периодичность осмотра кабельных линий:

- трассы кабелей, проложенных в земле, с напряжением кабеля до 35 кВ – 1 раз в 3 месяца;
- трассы кабелей, проложенных в земле, с напряжением кабеля 110 – 500 кВ – 1 раз в месяц;
- трассы кабелей, проложенных под усовершенствованным покрытием на территории городов, с напряжением кабеля до 35 кВ – 1 раз в 12 месяцев;
- трассы кабелей, проложенных в коллекторах, туннелях, шахтах и по железнодорожным мостам, с напряжением кабеля до 35 кВ – 1 раз в 6 месяцев;
- трассы кабелей, проложенных в коллекторах, туннелях, шахтах и по железнодорожным мостам, с напряжением кабеля 110 – 500 кВ – 1 раз в 3 месяца;
- подпитывающие пункты при наличии сигнализации давления масла (при отсутствии сигнализации – по местным инструкциям), с напряжением кабеля 110 – 500 кВ – 1 раз в месяц;
- кабельные колодцы, с напряжением кабеля до 35 кВ – 1 раз в 24 месяца;
- кабельные колодцы, с напряжением кабеля 100 – 500 кВ – 1 раз в 3 месяца.

4.6.19. Наличие записей в суточных ведомостях о контроле нагрузок на ответственных кабельных линиях, отходящих от подстанций, имеющих постоянный дежурный персонал.

4.6.20. Организация и проведение контроля за нагрузками на подстанциях, не имеющих постоянный дежурный персонал (не реже 1 раза в год в период летнего или осенне-зимнего максимума в часы суток, соответствующие максимальной нагрузке кабельной линии).

Примечание: Требования пунктов 4.6.1. – 4.6.6., 4.6.8., 4.6.9., 4.6.11., 4.6.12., 4.6.16., 4.6.17., 4.6.19. и 4.6.20. для кабельных линий до и выше 1000 В. Требования пункта 4.6.15. для кабельных линий до 1000 В. Требования пунктов 4.6.7., 4.6.10., 4.6.13., 4.6.14., 4.6.18. для кабельных линий выше 1000 В.

#### 4.7. Релейная защита и электроавтоматика (РЗА).

4.7.1. Наличие на панелях с обслуживаемых сторон надписей, указывающих присоединения, к которым относится панель, ее назначение, порядковый номер панели в щите.

4.7.2. Наличие на аппаратуре, установленной на панелях, надписей или маркировки согласно схемам.

4.7.3. Наличие на панелях РЗА и шкафах двухстороннего обслуживания, на панелях и пультах управления (на лицевой и оборотной сторонах) надписей, указывающих их назначение в соответствии с диспетчерским наименованием.

4.7.4. Контроль (измерение) сопротивления изоляции вторичных цепей устройств РЗА:

- в электрически связанных цепях напряжением выше 60 В относительно земли и между цепями различного назначения, в электрически не связанных цепях (измерительные цепи, цепи оперативного тока, сигнализации) - не ниже 1 МОм;

- во вторичных цепях напряжением 60 В и ниже, питающихся от отдельного источника или через разделительный трансформатор, - не ниже 0,5 МОм.

4.7.5. Наличие записей в журнале релейной защиты и электроавтоматики о разрешении на ввод новых устройств, их включении в работу и их дальнейшем обслуживании.

4.7.6. Наличие технической документации на устройства РЗА:

- паспорта-протоколы (с записями результатов технического обслуживания);
- инструкции или методические указания по наладке и проверке;
- технические данные об устройствах в виде карт уставок и характеристик;
- исполнительные рабочие схемы: принципиальные, монтажные или принципиально-монтажные;

- рабочие программы вывода в проверку (ввода в работу) сложных устройств РЗА с указанием последовательности, способа и места отсоединения их цепей от остающихся в работе устройств РЗА, цепей управления оборудованием и цепей тока и напряжения;

- перечень групп устройств, на которые должны быть составлены рабочие программы, утвержденные техническим руководителем энергосистемы или энергообъекта;

- протоколы-отчеты по оценке электромагнитной обстановки и разработке мероприятий по обеспечению электромагнитной совместимости микропроцессорных устройств РЗА, АСУ, АСКУЭ и связи.

4.7.7. Наличие местной инструкции, устанавливающей периодичность контроля и опробования, перечень аппаратов и устройств РЗА, подлежащих опробованию, порядок операций при опробовании, а также порядок действий персонала при выявлении отклонений от норм.

4.7.8. Периодичность осмотра панелей и пультов управления, панелей РЗА, сигнализации, установленная руководством энергообъекта.

4.7.9. Наличие маркировки проводов и жил контрольных кабелей, автоматических выключателей, колодок предохранителей:

- на контрольных кабелях на концах, в местах разветвления и пересечения потоков кабелей, при проходе их через стены, потолки - маркировка, соответствующая схемам;

- на автоматических выключателях, колодках и предохранителях - маркировка, с указанием назначения и тока.

4.7.10. Наличие записей в оперативном журнале об операциях по переключениям.

4.7.11. Наличие таблиц положения переключающих устройств (ключей, накладок, испытательных блоков и других приспособлений), программ для сложных переключений.

4.7.12. Наличие протоколов (актов и заключений) о вводе в работу, техническом обслуживании и испытаниях устройств РЗА и вторичных цепей.

4.7.13. Обеспечение селективности действия аппаратов защиты (предохранителей и автоматических выключателей) в цепях оперативного тока.

4.8. Заземляющие устройства.

4.8.1. Наличие окраски заземляющих проводников.

4.8.2. Наличие опознавательных знаков у мест ввода заземляющих проводников в здание.

4.8.3. Наличие защиты от коррозии и черной окраски открыто проложенных заземляющих проводников.

4.8.4. Наличие протоколов проверки и измерений параметров заземляющего устройства:

- измерение сопротивления заземляющего устройства и не реже 1 раза в 12 лет выборочная проверка со вскрытием грунта для оценки коррозионного состояния элементов заземлителя, находящихся в земле;

- проверка наличия и состояния цепей между заземлителем и заземляемыми элементами, соединений естественных заземлителей с заземляющим устройством - не реже 1 раза в 12 лет;

- измерение напряжения прикосновения в электроустановках, заземляющее устройство которых выполнено по нормам на напряжение прикосновения;

- проверка (расчетная) соответствия напряжения на заземляющем устройстве требованиям правил устройства электроустановок (ПУЭ) - после монтажа, переустройства и капитального ремонта заземляющего устройства, но не реже 1 раза в 12 лет;

- проверка пробивных предохранителей и полного сопротивления петли фаза-нуль (в установках до 1000 В) - не реже 1 раза в 6 лет.

4.8.5. Измерения сопротивления заземляющих устройств в периоды наибольшего высыхания грунта:

- в сетях напряжением 35 кВ и ниже у опор с разъединителями, защитными промежутками, трубчатыми и вентильными разрядниками и у опор с повторными заземлителями нулевых проводов - не реже 1 раза в 6 лет;

- выборочно на 2% опор с заземлителями в населенной местности, на участках ВЛ с наиболее агрессивными, оползневыми, выдуваемыми или плохо проводящими грунтами - после монтажа, переустройства, ремонта, а также в эксплуатации - не реже 1 раза в 12 лет.

4.8.6. Периодичность измерения напряжений прикосновения:

- после монтажа, переустройства и капитального ремонта заземляющего устройства, но не реже 1 раза в 6 лет.

4.8.7. Проверка коррозионного состояния заземлителей:

- на подстанциях - в местах, где заземлители наиболее подвержены коррозии, а также вблизи нейтралей силовых трансформаторов, короткозамыкателей;

- на ВЛ - у 2% опор с заземлителями.

4.8.8. Наличие протоколов (актов и заключений) испытаний заземляющих устройств (в соответствии с объемом и нормами испытаний электрооборудования).

#### 4.9. Защита от перенапряжений.

4.9.1. Наличие на подстанциях и в организациях, эксплуатирующих электрические сети, сведений по защите от перенапряжений каждого распределительного устройства и воздушной линии электропередачи:

- очертание защитных зон молниеотводов, прожекторных мачт, металлических и железобетонных конструкций, возвышающихся сооружений и зданий;

- паспортные защитные характеристики использованных на воздушной линии электропередачи ограничителей перенапряжений, вентильных и трубчатых разрядников и искровых промежутков;

- схемы распределительных устройств со значениями длин защищенных тросом подходов воздушной линии электропередачи (для ВЛ с тросом по всей длине - длин опасных зон) и соответствующими им расстояниями по ошиновке между защитными аппаратами РУ и защищаемым оборудованием;

- значения сопротивлений заземления опор воздушной линии электропередачи, в том числе тросовых подходов воздушной линии электропередачи, распределительных устройств, трансформаторных подстанций и переключательных пунктов;

- данные о проводимости грунтов по трассе воздушной линии электропередачи и территории распределительного устройства;

- данные о пересечении воздушных линий электропередачи между собой, с линиями связи, радиотрансляции, автоблокировочными линиями железных дорог.

4.9.2. Проверка (ежегодная перед грозовым сезоном) состояния защиты от перенапряжений распределительных устройств и воздушных линий электропередачи, регистрация случаев грозовых отключений и повреждений воздушных линий электропередачи, оборудования распределительных устройств и трансформаторных подстанций.

4.9.3. Наличие записей в листках обхода о срабатывании разрядников.

4.9.4. Наличие местных инструкций по верховым осмотрам без снятия с опор, дополнительным осмотрам и проверкам трубчатых разрядников, установленных в зонах интенсивного загрязнения.

4.9.5. Измерение емкостных токов, токов дугогасящих реакторов, токов замыкания на землю и напряжений смещения нейтрали в сетях с компенсацией емкостного тока (при вводе в эксплуатацию, при значительных изменениях режимах сети, но не реже 1 раза в 6 лет).

4.9.6. Применение дугогасящих реакторов.

Применяют при емкостных токах замыкания на землю, превышающих следующие значения:

- 30 А – при номинальном напряжении сети 6 кВ;

- 20 А – при номинальном напряжении сети 10кВ;

15 А – при номинальном напряжении сети 15-20 кВ;

10 А – при номинальном напряжении сети 35 кВ и выше;

10 А и более - в сетях 6 - 35 кВ с воздушными линиями электропередачи на железобетонных и металлических опорах.

4.9.7. Наличие местных инструкций, отражающих порядок операций по включению и отключению каждой линии электропередачи 330-750 кВ и линий 110-220 кВ большой длины.

4.9.8. Осмотр и проверка трубчатых разрядников и защитных промежутков при обходах ВЛ. Проверка трубчатых разрядников со снятием с опор 1 раз в 3 года.

4.9.9. Наличие протоколов (актов и заключений) профилактических испытаний вентильных и трубчатых разрядников и ограничителей перенапряжений (в соответствии с объемом и нормами испытаний электрооборудования).

4.10. Электрические сети освещения.

4.10.1. Наличие отличительных знаков или окраски на светильниках аварийного освещения.

4.10.2. Питание светильников рабочего и аварийного освещения от разных независимых источников питания.

4.10.3. Наличие на выключателях (рубильниках, автоматах) щитов и сборок осветительной сети надписей с указанием наименования присоединения.

4.10.4. Наличие на предохранителях щитов осветительной сети надписи с указанием значения тока плавкой вставки.

4.10.5. Питание переносных ручных светильников ремонтного освещения от сети напряжением не выше 50В, при работах в особо неблагоприятных условиях - не выше 12 В.

4.10.6. Наличие на розетках надписей с указанием номинального напряжения. Конструктивное исполнение розеток (вилки) напряжением 12 - 42 В, 127 В и 220 В (вилки 12 - 42 В не должны подходить к розеткам 127 В и 220 В).

4.10.7. Наличие на светильниках сети рабочего и аварийного (эвакуационного) освещения рассеивателей, экранирующих и защитных решеток.

4.10.8. Питание сетей внутреннего, наружного и охранного освещения подстанций по отдельным линиям.

4.10.9. Обеспечение дежурного персонала схемами сетей освещения, запасом калиброванных вставок, лампами всех напряжений осветительной сети.

4.10.10. Обеспечение дежурного и оперативно-ремонтного персонала переносными электрическими фонарями.

4.10.11. Установление периодичности осмотра и проверки осветительной сети:

- не реже 1 раза в месяц в дневное время - проверка действия автомата аварийного освещения;

- 2 раза в год - проверка исправности аварийного освещения при отключении рабочего освещения;

- при вводе в эксплуатацию и в дальнейшем по мере необходимости - измерение освещенности рабочих мест;

- 1 раз в год - испытание изоляции стационарных трансформаторов 12 - 42 В;

- 2 раза в год - испытание изоляции переносных трансформаторов и светильников 12 - 42 В.

4.10.12. Наличие утвержденного техническим руководителем энергообъекта графика проверки состояния стационарного оборудования и электропроводки аварийного, эвакуационного и рабочего освещения, испытаний и измерений сопротивления изоляции.

4.10.13. Наличие двустороннего управления освещением в коридорах РУ, имеющих два выхода и в проходных туннелях.

4.11. Энергетические масла.

4.11.1. Наличие:

- сертификатов качества или паспортов предприятия-изготовителя на энергетические масла;

- паспорта безопасности для химической продукции (вещество, смесь, материал), подготовленные производителем продукции, на языке оригинала и на русском языке;

- сертификатов качества (паспортов или протоколов испытаний), подтверждающих отсутствие стойких органических загрязнителей полихлордифенилов (ПХД), полихлорбифенилов (ПХБ) на каждую поставляемую партию трансформаторного масла.

4.11.2. Наличие воздухоосушительных фильтров на баках (резервуарах) для хранения масел.

4.11.3. Наличие в организациях, эксплуатирующих электрические сети, запаса трансформаторного масла (не менее 2% залитого в оборудование), запаса смазочных материалов для вспомогательного оборудования (не менее 45-дневной потребности, не менее 110% объема наиболее вместимого аппарата для потребителей, имеющих на балансе маслонаполненное оборудование).

4.11.4. Наличие на трубопроводах, предназначенных для залива масла в оборудование, пробоотборных устройств перед запорной арматурой на входе в оборудование.

4.11.5. Наличие на подстанциях 500 кВ, независимо от мощности установленных трансформаторов, и на подстанциях 330 кВ с трансформаторами мощностью 200 МВ·А и более масляного хозяйства (склада масла, трех резервуаров изоляционного масла, мастерской маслохозяйства с оборудованием для обработки и анализа масла).

4.11.6. Контроль качества трансформаторного масла (в соответствии с объемом и нормами испытаний электрооборудования).

## **5. Выполнение Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок.**

5.1 Наличие профессиональной подготовки у персонала, принимаемого для выполнения работ в электроустановках, соответствующей характеру работы.

5.2. Обучение электротехнического персонала (до допуска к самостоятельной работе) приёмам освобождения пострадавшего от действия электрического тока, оказания первой помощи при несчастных случаях.

5.3. Прохождение электротехническим (электротехнологическим) персоналом проверки знаний Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок и других нормативно-технических документов (правил и инструкций по технической эксплуатации, пожарной безопасности, пользованию защитными средствами, устройства электроустановок).

5.4. Наличие удостоверений о проверке знаний у работников и наличие записей в них о праве проведения специальных работ на основе соответствующих правил и требований.

5.5. Наличие распоряжения руководителя организации о закреплении опытного работника за работником, проходящим стажировку и дублирование.

5.6. Наличие распоряжения руководителя организации о допуске работника к стажировке и дублированию.

5.7. Наличие распоряжения руководителя организации или структурного подразделения о виде оперативного обслуживания электроустановки, числе работников из числа оперативного персонала в смене.

5.8. Наличие распорядительного документа руководителя организации о допуске оперативного или оперативно-ремонтного персонала к выполнению оперативных переключений.

5.9. Наличие письменного распоряжения (указания) руководителя организации о предоставлении права единоличного осмотра электроустановок, электротехнической части технологического оборудования оперативному персоналу, обслуживающему электроустановку в рабочее время или находящегося на дежурстве, либо работнику из числа административно-технического персонала.

5.10. Наличие распоряжения руководителя организации о порядке хранения и выдачи ключей от электроустановок:

- учёт ключей у оперативного персонала, административно-технического персонала в электроустановках, не имеющих местного оперативного персонала;
- нумерация ключей и их хранение в запираемом ящике;
- наличие запасного комплекта;
- выдача и возврат ключей под расписку работникам, имеющим право единоличного осмотра (в том числе оперативному персоналу), от всех помещений,
- выдача и возврат ключей под расписку (при допуске по наряду-допуску) допускающему из числа оперативного персонала, ответственному руководителю и производителю работ, наблюдающему - от помещений, в которых предстоит работать;

- учёт выдачи и возврата ключей в специальном журнале или в оперативном журнале.

5.11. Наличие письменного указания руководителя организации о предоставлении работникам прав:

- выдающего наряд, распоряжение;
- допускающего;
- ответственного руководителя работ;
- производителя работ (наблюдающего).

5.12. Оформление (заполнение) нарядов-допусков для работы в электроустановках.

5.13. Наличие и ведение журнала учёта работ по нарядам и распоряжениям.

5.14. Наличие записей в оперативном журнале о допуске к работам по нарядам и распоряжениям.

5.15. Соблюдение сроков хранения нарядов-допусков:

- в течение 30 суток - по полностью законченным работам, после чего они могут быть уничтожены;
- в случае аварий, инцидентов или несчастных случаев при выполнении работ – хранение нарядов в архиве организации вместе с материалами расследования.

5.16. Наличие (на рабочем месте персонала) разработанного техническим руководителем (ответственным за электрохозяйство) и утверждённого руководителем организации перечня работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации.

5.17. Наличие в перечне работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации, разделения работ, проводимых единолично и бригадой.

5.18. Наличие в перечне работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации, указаний о порядке регистрации работ (уведомление вышестоящего оперативного персонала о месте и характере работы, ее начале и окончании, оформлении работы записью в оперативном журнале и т.п.).

5.19. Наличие в перечне работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации, требований о распространении их только на электроустановки до 1000 В и их проведении силами оперативного или оперативно-ремонтного персонала на закреплённом за этим персоналом оборудовании, участке.

5.20. Соблюдение требований по распространению работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации (перечень работ), на электроустановки до 1000 В и выполнению этих работ силами оперативного или оперативно-ремонтного персонала на закреплённом за этим персоналом оборудовании, участке.

5.21. Наличие сопроводительных писем командировающей организации с указанием цели командировки и списка работников, которым могут быть предоставлены права выдачи наряда, исполнять обязанности ответственных руководителей, производителей работ и членов бригады, с подтверждением их групп по электробезопасности.

5.22. Оформление руководителем организации-заказчика резолюцией на письме командировающей организации или письменным указанием права работы в действующих электроустановках в качестве выдающих наряд, ответственных руководителей, производителей работ и членов бригады.

5.23. Прохождение командированными работниками вводного и первичного инструктажа по электробезопасности с записью в журналах инструктажа.

5.24. Ознакомление командированных работников с электрическими схемами и особенностями электроустановки, в которой предстоит работать.

5.25. Порядок предоставления работникам специализированной организации, постоянно обслуживающей электроустановки, право работы оперативно-ремонтным персоналом после соответствующей подготовки и проверки знаний в комиссии по месту постоянной работы.

5.26. Наличие Перечня профессий и рабочих мест, требующих отнесения производственного персонала к группе I по электробезопасности.

5.27. Наличие распоряжения руководителя организации о назначении работников с группой III из числа электротехнического персонала, которым предоставлено право присвоения группы I по электробезопасности.

5.28. Наличие и ведение Журнала учёта присвоения группы I по электробезопасности не электротехническому персоналу.

5.29. Наличие назначенного распоряжением руководителя организации работника, ответственного за поддержание исправного состояния, проведение периодических испытаний и проверок ручных электрических машин, переносных светильников, электроинструмента и вспомогательного оборудования.

5.30. Наличие, состояние, порядок учета, проверка и испытание ручных электрических машин, переносных светильников, электроинструмента и вспомогательного оборудования:

- ведение строгого учета в организации (структурном подразделении);
- прохождение проверки и испытания в сроки и объемы, установленные ГОСТом, техническими условиями на изделия, действующими объемами и нормами испытания электрооборудования и аппаратов электроустановок.

5.31. Наличие работников, ответственных за состояние средств защиты.

5.32. Наличие комплектов электрозащитных средств в распределительных устройствах, трансформаторных подстанциях, распределительных пунктах и сетях, щитовых и пультах управления подстанциями, оперативно-выездных бригадах и бригадах обслуживания.

5.33. Порядок хранения и размещения средств защиты:

- средства защиты должны находиться в качестве инвентарных в помещениях электроустановок или входить в инвентарное имущество выездных бригад, средства защиты могут выдаваться для индивидуального пользования;
- хранение средств защиты в закрытых помещениях;
- хранение средств защиты из резины и полимерных материалов, находящихся в эксплуатации, в шкафах, на стеллажах, полках отдельно от инструмента и других

средств защиты, принятие мер по защите их от воздействия кислот, щелочей, масел, бензина и других разрушающих веществ, а также от прямого воздействия солнечных лучей и теплоизлучения нагревательных приборов (не ближе 1 м от них);

- хранение средств защиты из резины и полимерных материалов, находящихся в складском запасе, в сухом помещении при температуре (0 - 30) °С;

- хранение изолирующих штанг, токоизмерительных клещей и указателей напряжения выше 1000 В в условиях, исключающих их прогиб и соприкосновение со стенами;

- хранение средств защиты органов дыхания в сухих помещениях в специальных сумках;

- хранение экранирующих средств защиты отдельно от электрозащитных;

- хранение индивидуальных экранирующих комплектов в специальных шкафах: спецодежды - на вешалках; спецобуви, средств защиты головы, лица и рук - на полках (исключение воздействия на них влаги и агрессивных сред);

- хранение средств защиты, находящихся в пользовании выездных бригад или в индивидуальном пользовании персонала, - в ящиках, сумках или чехлах отдельно от прочего инструмента;

- размещение средств защиты в специально оборудованных местах, как правило, у входа в помещение, а также на щитах управления;

- наличие в местах хранения перечней средств защиты;

- оборудование мест хранения крючками или кронштейнами для штанг, клещей изолирующих, переносных заземлений, плакатов безопасности, а также шкафами, стеллажами и т.п. для прочих средств защиты.

#### 5.34. Порядок учета средств защиты:

- нумерация, находящихся в эксплуатации электрозащитных средств и средств индивидуальной защиты (кроме касок защитных, диэлектрических ковров, изолирующих подставок, плакатов безопасности, защитных ограждений, штанг для переноса и выравнивания потенциала). Допускается использование заводских номеров;

- нумерация отдельно для каждого вида средств защиты с учетом принятой системы организации эксплуатации и местных условий;

- нанесение инвентарного номера непосредственно на средство защиты краской или выбивание на металлических деталях. Возможно также нанесение номера на прикрепленную к средству защиты специальную бирку;

- нумерация общего номера на каждой части, если средство защиты состоит из нескольких частей.

#### 5.35. Наличие и ведение журналов учета и содержания средств защиты.

5.36. В подразделениях предприятий и организаций необходимо вести журналы учета и содержания средств защиты.

5.37. Регистрация в журнале учета средств защиты, выданных в индивидуальное пользование.

5.38. Проверка 1 раз в 6 месяцев (для переносных заземлений - не реже 1 раза в 3 месяца) наличия и состояния средств защиты работником, ответственным за их состояние, с записью в журнале учета и содержания средств защиты.

5.39. Наличие данных по измерениям уровней напряженности электрического и магнитных полей во всей зоне, где может находиться персонал.

5.40. Наличие технологических карт или проекта производства работ (ППР) при капитальных ремонтах электроустановок и ВЛ.

5.41. Обеспеченность энергетической службы и подразделений энергосетевого хозяйства организации действующими нормативными техническими документами:

- Правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей;
- Правилами по охране труда при эксплуатации электроустановок;
- Правилами устройства электроустановок;
- Инструкцией по применению и испытанию средств защиты, используемых в электроустановках;
- Инструкцией по оказанию первой помощи при несчастных случаях на энергоустановках и опасных производственных объектах;
- Правилами работы с персоналом в организациях электроэнергетики государств-участников СНГ.

## **6. Надежность схемы электроснабжения.**

6.1. Требуемая категория надёжности, фактическая категория надёжности электроснабжения.

6.2. Наличие нормативно-технической документации, определяющей электроприемники в отношении обеспечения надежности электроснабжения.

6.3. Выполнение ранее выданных технических условий (если они выдавались) по приведению фактической схемы электроснабжения к требуемой.

6.4. Наличие 3-го независимого взаимно резервирующего источника питания для особой группы электроприёмников I категории надёжности электроснабжения.

## **7. Пожарная безопасность энергообъектов.**

7.1. Наличие приказов о назначении ответственных лиц по пожарной безопасности.

7.2. Соблюдение порядка и периодичность проверки знаний по пожарной безопасности инженерно-технических работников, рабочих и служащих.

7.3. Наличие плана тушения пожара, оперативного плана пожаротушения.

7.4. Организация противопожарных инструктажей и занятий по пожарно-техническому минимуму. Проведение противопожарных тренировок (охват, проведение совместных учений с военизированными пожарными частями). Проверка знаний по Правилам пожарной безопасности.

7.5. Организация огневых и пожароопасных работ.

7.6. Противопожарное состояние энергообъектов.

7.7. Надежность схемы электроснабжения пожарных насосов.

7.8. Укомплектованность электроустановок первичными средствами пожаротушения.

7.9. Информирование органов государственного пожарного надзора при обнаружении нарушений требований пожарной безопасности.

## **8. Выполнение предыдущих предписаний.**

8.1. Состояние выполнения ранее выданных национальным органом государственного энергетического надзора предписаний по перечисленным выше вопросам.

8.2. Выполнение указаний национальных органов государственного энергетического надзора по перечисленным выше и другим вопросам, не вошедшим в настоящие Методические указания, обеспечивающим безопасность и охрану труда в электроустановках и предупреждение электротравматизма.

## **9. Выполнение мероприятий в области энергосбережения и повышения энергоэффективности.**

9.1. Оснащение зданий, строений, сооружений приборами учета используемых энергетических ресурсов.

9.2. Принятие программ в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности.

9.3. Проведение обязательного энергетического обследования (энергоаудита) в установленный срок.

Таблица 1

**Программа проверки линий электропередачи**

<b>№ п/п МУ</b>	<b>Обязательные требования по вопросам организации безопасной эксплуатации и технического состояния объектов электросетевого хозяйства</b>	<b>Структурная единица и порядковый номер, определяющего обязательное требование</b>
1	2	3

Таблица 2

**Программа проверки распределительных (переключательных) пунктов и трансформаторных подстанций**

<b>№ п/п МУ</b>	<b>Обязательные требования по вопросам организации безопасной эксплуатации и технического состояния объектов электросетевого хозяйства</b>	<b>Структурная единица и порядковый номер, определяющего обязательное требование</b>
1	2	3

Примечание: Должностные лица национальных органов государственного энергетического надзора государств-участников СНГ при осуществлении мероприятий по контролю за состоянием и надзору за безопасной эксплуатацией электросетевого оборудования (линий электропередачи, распределительных (переключательных) пунктов и трансформаторных подстанций) заполняют соответствующую Таблицу (1 или 2) с указанием в колонках:

- 1 - номера пунктов (п/п) настоящих Методических указаний
- 2 - соответствующие обязательные требования и оценка их соответствия
- 3 - структурные единицы и порядковый номер, определяющие эти требования



**УТВЕРЖДЕН**

Решением Электроэнергетического Совета СНГ  
Протокол №45 от 25 апреля 2014 года

**План работы Рабочей группы  
по вопросам работы с персоналом и подготовки кадров  
в электроэнергетике СНГ  
на 2014 – 2015 гг.**

№ п/п	Мероприятия*	Сроки выполнения	Ответственные за исполнение
1.	Рассмотрение заявлений образовательных учреждений/организаций, претендующих на получение статуса базовых организаций по подготовке кадров в сфере электроэнергетики государств - участников СНГ	по мере поступления заявлений	Руководитель РГ, Члены РГ, Исполнительный комитет ЭЭС СНГ
2.	Разработка проекта Концепции о формировании единого пространства в области профессионального образования, профессионального обучения, повышения квалификации и переподготовки специалистов (кадров) электроэнергетической отрасли государств - участников СНГ	2014-2015 г.г.	Руководитель РГ, Члены РГ, Исполнительный комитет ЭЭС СНГ
3.	Разработка предложений о создании единых информационных ресурсов, обеспечивающих возможность профессионального образования, профессионального обучения, повышения квалификации и переподготовки специалистов (кадров) электроэнергетической отрасли государств - участников СНГ	2014 г.	Руководитель РГ, Члены РГ, Исполнительный комитет ЭЭС СНГ
4.	Разработка рекомендаций по внедрению дистанционного обучения персонала электроэнергетической отрасли государств - участников СНГ	2014-2015 г.г.	Руководитель РГ, Члены РГ, с привлечением Базовых организаций
5.	Проведение Международной научно-практической конференции «Современное учебно-методическое обеспечение образовательных программ в электроэнергетике государств - участников СНГ»	2014 г.	Руководитель РГ, Исполнительный комитет ЭЭС СНГ

6.	Проведение Международной научно-практической конференции по теме: «Проблемные вопросы применения технического регламента Таможенного союза «О безопасности средств индивидуальной защиты (СИЗ)» в процессе их изготовления и использования в электроэнергетической отрасли на территории государств - участников Таможенного союза»	2014 г.	Руководитель РГ, Исполнительный комитет ЭЭС СНГ
7.	Проведение Международного научно-практического семинара по теме: «Технологии выполнения работ под напряжением в действующих электроустановках»	2014 г.	Исполнительный комитет ЭЭС СНГ
8.	Сопровождение принятия Межгосударственного стандарта «Организация работы с персоналом в электроэнергетике государств - участников СНГ» в соответствии с процедурой Межгосударственного совета по стандартизации, метрологии и сертификации СНГ через Автоматизированную интегрированную информационную систему в Республике Молдова	2015 г.	Исполнительный комитет ЭЭС СНГ
9.	Организация и проведение на базе Корпоративного Энергетического Университета методического семинара для работников отраслевых образовательных систем государств - участников СНГ по вопросам сотрудничества при реализации Межгосударственного стандарта «Организация работы с персоналом в электроэнергетике государств - участников СНГ»	2015 г.	Руководитель РГ
10.	Разработка предложений по проекту системы добровольной сертификации и аккредитации учебных учреждений и организаций и учебных программ профессионального образования, профессионального обучения, повышения квалификации и переподготовки специалистов (кадров) электроэнергетической отрасли государств - участников СНГ в рамках требований Межгосударственного стандарта «Организация работы с персоналом в электроэнергетике государств - участников СНГ»	2015 г.	Руководитель РГ, Члены РГ, Исполнительный комитет ЭЭС СНГ

11.	Разработка предложений по созданию единой базы данных автоматизированных систем обучения персонала	2015 г.	Руководитель РГ, Члены РГ, Исполнительный комитет ЭЭС СНГ
12.	Разработка предложений по координации деятельности учебно-методических объединений для определения направлений развития образовательной деятельности в электроэнергетической отрасли государств - участников СНГ, унификации учебно- и научно-методического обеспечения, проведения экспертиз учебной и методической документации и т.д.	2015 г.	Руководитель РГ, Члены РГ, Исполнительный комитет ЭЭС СНГ
13.	Проведение Международной научно-практической конференции по теме: «Разработка и обеспечение методической документации при работе с персоналом»	2015 г.	Руководитель РГ, Исполнительный комитет ЭЭС СНГ
14.	Разработка методических рекомендаций по организации и проведению психофизиологического обеспечения профессиональной деятельности персонала энергопредприятий	2014-2015 г.г.	Руководитель РГ, Члены РГ, Исполнительный комитет ЭЭС СНГ
15.	Изучение вопроса об издании информационного вестника о сотрудничестве в сфере подготовки персонала ТЭК государств - участников СНГ	2014-2015 г.г.	Члены РГ, Исполнительный комитет ЭЭС СНГ
16.	Проведение Международных электроэнергетических семинаров повышения квалификации	Ежегодно	Исполнительный комитет ЭЭС СНГ
17.	Проведение Международных соревнований профессионального мастерства персонала электроэнергетической отрасли государств - участников СНГ	Ежегодно	Исполнительный комитет ЭЭС СНГ
18.	Проведение Международных соревнований оперативного персонала электростанций государств-участников СНГ	Ежегодно	Исполнительный комитет ЭЭС СНГ
19.	Проведение анализа нормативного правового обеспечения профессионального обучения электроэнергетиков государств - участников СНГ и подготовка аналитической записки о его состоянии	Ежегодно	Руководитель РГ, члены РГ, Исполнительный комитет ЭЭС СНГ
20.	Изучение лучших практик психофизиологического обеспечения профессиональной безопасности, надежности профессиональной деятельности, сохранения здоровья и работоспособности персонала энергопредприятий	2014 г.	Исполнительный комитет ЭЭС СНГ

21.	Подготовка предложений по организации молодежного международного конкурса «Инновации в электроэнергетике»	2014 г.	Руководитель РГ, члены РГ, Исполнительный комитет ЭЭС СНГ
22.	Проведение заседаний Рабочей группы	2 раза в год	Руководитель РГ, Исполнительный комитет ЭЭС СНГ

### **СОГЛАСОВАН**

Протокол 10-го заседания Рабочей группы  
по вопросам работы с персоналом и подготовки  
кадров в электроэнергетике СНГ от 2 апреля 2014 года

*\* Позиция Российской Федерации – за исключением пунктов проекта Плана, относящихся к базовым организациям (1, 4) и Межгосударственному стандарту (8, 9) в связи с неучастием Российской Федерации в Решениях ЭЭС СНГ от 1 ноября 2013 года и от 19 октября 2012 года, а также резервирует мнение по пп.2, 3 и 10.*

**ОДОБРЕН**

Решением Электроэнергетического Совета СНГ  
Протокол №45 от 25 апреля 2014 года

Проект

**Соглашение  
о сотрудничестве между Электроэнергетическим Советом  
Содружества Независимых Государств и  
Межгосударственным советом по стандартизации,  
метрологии и сертификации**

Электроэнергетический Совет СНГ и Межгосударственный совет по стандартизации, метрологии и сертификации (МГС), далее именуемые Сторонами, руководствуясь:

Соглашением о координации межгосударственных отношений в области электроэнергетики Содружества Независимых Государств от 14 февраля 1992 года и Протоколами к Соглашению от 22 ноября 2007 года и от 20 ноября 2013 года,

Соглашением о проведении согласованной политики в области стандартизации, метрологии и сертификации от 13 марта 1992 года и Протоколом к Соглашению от 22 ноября 2007 года,

основываясь на Договоре о зоне свободной торговли от 18 октября 2011 года, Договоре об обеспечении параллельной работы электроэнергетических систем государств – участников СНГ от 25 ноября 1998 года и Протоколе к Договору от 30 мая 2012 года, Соглашении о формировании общего электроэнергетического рынка государств – участников СНГ от 25 мая 2007 года и Протоколе об этапах формирования общего электроэнергетического рынка государств – участников СНГ от 21 мая 2010 года,

принимая во внимание нормативные правовые акты в области технического регулирования и стандартизации, принятые в рамках международных организаций и интеграционных объединений, членами которых являются государства – участники СНГ,

признавая целесообразность сотрудничества в области стандартизации и метрологии в электроэнергетике в рамках СНГ, основанной на принципах международных организаций по стандартизации и метрологии,

**согласились о нижеследующем:**

**Статья 1**

Целью настоящего Соглашения является проведение согласованной политики и координация работы по стандартизации и метрологии в электроэнергетике в рамках Содружества Независимых Государств.

## **Статья 2**

Стороны в рамках своих полномочий и компетенции будут сотрудничать в следующих направлениях:

разработка межгосударственных стандартов и использование национальных стандартов в области электроэнергетики государств – участников СНГ, гармонизированных с международными стандартами, в качестве их основы;

совершенствование межгосударственной системы стандартизации;

использование межгосударственных стандартов для обеспечения соблюдения требований технических регламентов в области электроэнергетики;

обеспечение единства измерений в области электроэнергетики;

других направлениях, представляющих взаимный интерес.

## **Статья 3**

С целью реализации настоящего Соглашения Стороны сотрудничают в сфере стандартизации и метрологии в области электроэнергетики в следующих формах:

взаимное информирование о проводимой деятельности, принимаемых нормативных технических документах, а также предоставление другой информации, представляющей взаимный интерес;

приглашение представителей Электроэнергетического Совета СНГ и его Исполнительного комитета для участия в заседаниях Межгосударственного совета по стандартизации, метрологии и сертификации, Научно-технических комиссий; представителей МГС – для участия в заседаниях Электроэнергетического Совета СНГ и его рабочих органов;

размещение на официальных сайтах Электроэнергетического Совета СНГ и Межгосударственного совета по стандартизации, метрологии и сертификации информации о техническом регулировании и стандартизации;

организация и проведение совместных конференций, круглых столов, семинаров, совещаний и иных тематических мероприятий, представляющих взаимный интерес;

в иных формах сотрудничества в интересах Сторон.

## **Статья 4**

Стороны будут сотрудничать на основе совместно разработанных, принятых и регулярно обновляемых планов мероприятий.

## **Статья 5**

Координацию деятельности по реализации настоящего Соглашения осуществляют:

от Электроэнергетического Совета СНГ – Исполнительный комитет,

от Межгосударственного совета по стандартизации, метрологии и сертификации – Бюро по стандартам.

#### **Статья 6**

По мере необходимости в настоящее Соглашение могут быть внесены изменения и дополнения по взаимному согласию Сторон, оформляемые протоколами.

#### **Статья 7**

Вопросы толкования и/или применения положений настоящего Соглашения Стороны решают путем переговоров.

#### **Статья 8**

Настоящее Соглашение заключено на неопределенный срок и вступает в силу с даты подписания.

Каждая из Сторон может расторгнуть настоящее Соглашение, направив другой Стороне письменное уведомление о своем намерении выйти из настоящего Соглашения не менее чем за шесть месяцев до предполагаемого выхода и урегулировав обязательства, возникшие за время действия настоящего Соглашения.

Настоящее Соглашение заключено «\_\_» \_\_\_\_\_ 201\_\_ года в городе \_\_\_\_\_ в 2-х экземплярах на русском языке, имеющих одинаковую юридическую силу, по одному для каждой из Сторон.



**ОДОБРЕН**

Решением Электроэнергетического Совета СНГ  
Протокол №45 от 25 апреля 2014 года

**Об обмене опытом в области энергоэффективности и энергосбережения на  
электроэнергетических предприятиях государств-участников СНГ**

(Макет информации)

**1. Правоприменительная практика в области государственной политики  
энергосбережения и энергоэффективности**

*(информация представляется по государствам-участникам СНГ)*

**2. Наличие национальных программ (других документов) в области  
энергосбережения и энергоэффективности и сведений по их реализации**

<b>Государство-участник СНГ</b>	<b>Сведения о реализации национальных программ</b>
Азербайджанская Республика	
Республика Армения	
Республика Беларусь	
Республика Казахстан	
Кыргызская Республика	
Республика Молдова	
Российская Федерация	
Республика Таджикистан	
Туркменистан	
Республика Узбекистан	
Украина	

**3. Использование Стандарта ISO 50001 - энергетический менеджмент на  
электроэнергетических предприятиях**

<b>Государство-участник СНГ</b>	<b>Проблемы и примеры наилучшей практики</b>
Азербайджанская Республика	
Республика Армения	
Республика Беларусь	
Республика Казахстан	
Кыргызская Республика	
Республика Молдова	
Российская Федерация	
Республика Таджикистан	
Туркменистан	
Республика Узбекистан	
Украина	

#### 4. Энергоаудит на электроэнергетических предприятиях

Государство-участник СНГ	Проводимые мероприятия и примеры наилучшей практики
Азербайджанская Республика	
Республика Армения	
Республика Беларусь	
Республика Казахстан	
Кыргызская Республика	
Республика Молдова	
Российская Федерация	
Республика Таджикистан	
Туркменистан	
Республика Узбекистан	
Украина	

#### 5. Наилучшие доступные технологии и примеры наилучшей практики эффективного использования ТЭР

Государство-участник СНГ	Применяемые технологии и примеры наилучшей практики
Азербайджанская Республика	
Республика Армения	
Республика Беларусь	
Республика Казахстан	
Кыргызская Республика	
Республика Молдова	
Российская Федерация	
Республика Таджикистан	
Туркменистан	
Республика Узбекистан	
Украина	

#### 6. Внедрение системы экологического менеджмента (ISO 14001)

Государство-участник СНГ	Проблемы и сведения о внедрении
Азербайджанская Республика	
Республика Армения	
Республика Беларусь	
Республика Казахстан	
Кыргызская Республика	
Республика Молдова	
Российская Федерация	
Республика Таджикистан	
Туркменистан	
Республика Узбекистан	
Украина	

#### 7. Прогнозы и планы повышения энергоэффективности до 2020 г.

*(предлагается ограничиться показателями:*

*удельный расход топлива на отпуск электроэнергии на ТЭС (г.у.т./кВтч) и потери электроэнергии в сетях (млрд. кВтч и %)*

*(информация представляется по государствам-участникам СНГ)*

**ОДОБРЕН**

Решением Электроэнергетического Совета СНГ  
Протокол №45 от 25 апреля 2014 года

Проект

**СОГЛАШЕНИЕ О СОТРУДНИЧЕСТВЕ**  
**между**  
**ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИМ СОВЕТОМ**  
**СОДРУЖЕСТВА НЕЗАВИСИМЫХ ГОСУДАРСТВ**  
**и**  
**МЕЖГОСУДАРСТВЕННЫМ ЭКОЛОГИЧЕСКИМ СОВЕТОМ**  
**ГОСУДАРСТВ – УЧАСТНИКОВ**  
**СОДРУЖЕСТВА НЕЗАВИСИМЫХ ГОСУДАРСТВ**

Электроэнергетический Совет Содружества Независимых Государств (ЭЭС СНГ) и Межгосударственный экологический совет государств – участников Содружества Независимых Государств (МЭС СНГ), далее именуемые Сторонами,

руководствуясь:

Соглашением о координации межгосударственных отношений в области электроэнергетики Содружества Независимых Государств от 14 февраля 1992 года и Протоколами к Соглашению от 22 ноября 2007 года и от 20 ноября 2013 года,

Соглашением о сотрудничестве в области охраны окружающей среды государств – участников Содружества Независимых Государств от 31 мая 2013 года,

основываясь на

нормативных правовых актах Содружества в области охраны окружающей среды, энергоэффективности и энергосбережения,

принимая во внимание нормативные правовые акты международных организаций и интеграционных объединений, членами которых являются государства – участники СНГ,

**согласились о нижеследующем:**

**СТАТЬЯ 1**

Стороны договорились сотрудничать в рамках своих полномочий в области охраны окружающей среды и обеспечения экологической безопасности, включая вопросы энергоэффективности и энергосбережения, развития возобновляемой энергетики, а также других согласованных областях.

## СТАТЬЯ 2

Стороны осуществляют сотрудничество в следующих направлениях:

проведение согласованной политики и координация работы по охране окружающей среды, энергоэффективности и энергосбережению, возобновляемой энергетике в электроэнергетике в рамках Содружества Независимых Государств;

совместная разработка нормативных правовых актов Содружества в целях обеспечения экологической безопасности, устойчивой энергетике и охраны окружающей среды;

содействие формированию энергосберегающей межгосударственной политики путем проведения согласованных действий в сфере экономического, экологического и научно-технического сотрудничества, разработки и реализации совместных проектов по использованию передовых технологий в области энергосбережения, развитию возобновляемой энергетике, рационального использования природных ресурсов;

разработка предложений по расширению использования передовых технологий для повышения энергетической эффективности, развития возобновляемой энергетике, сокращения выбросов вредных веществ в окружающую среду и рационального использования природных энергоресурсов;

содействия распространению передовой мировой практики применения наилучших доступных энергоэффективных и экологически чистых технологий в традиционной и возобновляемой энергетике;

содействие развитию межгосударственной системы экологического мониторинга в целях сбора, оценки, прогноза состояния окружающей среды, предотвращения и ликвидации ее загрязнений и обмена экологической информацией;

совершенствование нормативных и институциональных рамок для повышения энергоэффективности и развития возобновляемой энергетике;

содействие улучшению инвестиционного климата для развития чистых и энергоэффективных технологий, а также технологий по использованию возобновляемых источников энергии;

содействие подготовке кадров, повышению квалификации специалистов и популяризации знаний в области чистых технологий в электроэнергетике, энергоэффективности и использования возобновляемых источников энергии;

содействие широкому доступу к информации в этих областях.

## СТАТЬЯ 3

С целью реализации настоящего Соглашения Стороны будут сотрудничать в следующих формах:

информирование о деятельности ЭЭС СНГ и МЭС СНГ, а также о принимаемых ими нормативных правовых и нормативных технических документах;

приглашение представителей ЭЭС СНГ и его Исполнительного комитета для участия в заседаниях Межгосударственного экологического совета государств – участников СНГ; представителей МЭС СНГ - для участия в заседаниях Электроэнергетического Совета СНГ и его рабочих органов;

организация обмена нормативной правовой и нормативной технической документацией, а также информацией, представляющей взаимный интерес;

размещение на официальных сайтах ЭЭС СНГ и МЭС СНГ информации в области охраны окружающей среды, энергоэффективности и энергосбережения, развития возобновляемой энергетики, других согласованных областях;

организация и проведение конференций, круглых столов, семинаров, совместных совещаний и иных подобных тематических мероприятий, представляющих взаимный интерес;

а также осуществлять иные формы сотрудничества в интересах Сторон.

#### **СТАТЬЯ 4**

Стороны будут осуществлять сотрудничество на основе регулярно обновляемых планов совместных мероприятий.

#### **СТАТЬЯ 5**

Координацию деятельности по реализации настоящего Соглашения осуществляют:

от Электроэнергетического Совета СНГ – Исполнительный комитет ЭЭС СНГ,

от Межгосударственного экологического совета государств – участников СНГ - Секретариат МЭС СНГ.

#### **СТАТЬЯ 6**

По мере необходимости в настоящее Соглашение могут быть внесены изменения и дополнения по взаимному согласию Сторон, оформляемые протоколами.

#### **СТАТЬЯ 7**

Вопросы толкования и/или применения положений настоящего Соглашения Стороны решают путем переговоров.

#### **СТАТЬЯ 8**

Настоящее Соглашение заключено на неопределенный срок и вступает в силу с даты подписания.

Каждая из Сторон может расторгнуть настоящее Соглашение, направив другой Стороне письменное уведомление не менее чем за шесть месяцев и урегулировав обязательства, возникшие за время действия настоящего Соглашения.

Настоящее Соглашение заключено «\_\_\_» \_\_\_\_\_ 201\_\_ года в городе \_\_\_\_\_ в 2-х экземплярах на русском языке, имеющих одинаковую юридическую силу, по одному для каждой из Сторон.

**За Электроэнергетический Совет  
Содружества Независимых Государств**

**За Межгосударственный экологический  
совет государств – участников  
Содружества Независимых Государств**

**МЕМОРАНДУМ О ВЗАИМОПОНИМАНИИ**  
**между**  
**ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИМ СОВЕТОМ**  
**СОДРУЖЕСТВА НЕЗАВИСИМЫХ ГОСУДАРСТВ**  
**и**  
**ЕВРОПЕЙСКОЙ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ КОМИССИЕЙ ООН**

Электроэнергетический Совет Содружества Независимых Государств («ЭЭС СНГ») и Европейская экономическая комиссия Организации Объединенных Наций («ЕЭК ООН»), далее именуемые «Стороны»,

- *разделяя* курс на устойчивое развитие, одобренный итоговым документом Конференции Организации Объединенных Наций по устойчивому развитию под названием «Будущее, которого мы хотим» («Рио+20»), состоявшейся 20-22 июня 2012 года,
- *признавая* чрезвычайно важную роль энергетики в процессе устойчивого развития, важность доступа к современным услугам в сфере экологически устойчивой энергетики для всех, повышения энергоэффективности, увеличения доли возобновляемых источников энергии и перехода на более экологически чистые и энергоэффективные технологии,
- *поддерживая* инициативу Генерального секретаря ООН «Устойчивая энергетика для всех», в рамках которой особое внимание сосредоточено на обеспечении доступа к энергоресурсам, а также на энергоэффективности и возобновляемых источниках энергии,
- *признавая* роль ЕЭК ООН, как координационного центра общеевропейского пространства по развитию и распространению правовых норм, стандартов, рекомендаций и инструментов ООН в области транспорта, окружающей среды, торговли, энергетики, статистики и в других областях,
- *признавая роль* ЭЭС СНГ в рамках Содружества Независимых Государств по проведению совместных и скоординированных действий государств - участников Содружества в области электроэнергетики, направленных на обеспечение устойчивого и надежного электроснабжения экономики и населения государств - участников Содружества на основе эффективного функционирования объединения электроэнергетических систем государств - участников СНГ,

**согласились о нижеследующем:**

**СТАТЬЯ 1**

В соответствии с настоящим Меморандумом о взаимопонимании (далее – Меморандум) Стороны договорились сотрудничать в рамках своих полномочий в области устойчивой энергетики, включая вопросы энергоэффективности, возобновляемой энергетики, охраны окружающей среды и в других согласованных областях.

## СТАТЬЯ 2

Сотрудничество между Сторонами будет осуществляться в целях:

- (i) развития межрегионального сотрудничества в области энергетики;
- (ii) обеспечения энергетической безопасности, устойчивого энергоснабжения и охраны окружающей среды,
- (iii) расширения использования передовых технологий для повышения энергетической эффективности, более чистого производства энергии, развития возобновляемой энергетики, сокращения выбросов вредных веществ в окружающую среду и рационального использования энергоресурсов;
- (iv) содействия расширению доступа к надежному, экономичному, экологически безопасному энергоснабжению и энергоресурсам;
- (v) содействия распространению передовой мировой практики применения наилучших доступных энергоэффективных и экологически чистых технологий в традиционной и возобновляемой энергетике;
- (vi) совершенствования нормативных и институциональных рамок для повышения энергоэффективности и развития возобновляемой энергетики;
- (vii) улучшения инвестиционного климата для развития более чистых и энергоэффективных технологий, а также технологий по использованию возобновляемых источников энергии;
- (viii) развития образования и популяризации знаний в области более чистых технологий в электроэнергетике, энергоэффективности и использования возобновляемых источников энергии;
- (ix) содействия широкому доступу к информации в области устойчивой энергетики, включая энергоэффективность и возобновляемую энергетику.

## СТАТЬЯ 3

Стороны договорились о следующих формах сотрудничества:

- (i) проведение семинаров и других мероприятий по вопросам, представляющим общий интерес;
- (ii) участие в конференциях, симпозиумах, форумах и других мероприятиях, организуемых Сторонами;
- (iii) обмен информацией и документами, относящимися к сфере интересов Сторон;
- (iv) совместное участие в исследованиях, подготовке аналитических обзоров в области общих интересов;
- (v) участие в реализации совместных проектов;

- (vi) привлечение специалистов ЭЭС СНГ для участия в работе Комитета ЕЭК ООН по устойчивой энергетике и его групп экспертов;
- (vii) приглашение специалистов ЕЭК ООН для участия в заседаниях Электроэнергетического Совета СНГ и его рабочих органов;
- (viii) любые другие формы, согласованные Сторонами.

#### **СТАТЬЯ 4**

Стороны будут предпринимать шаги для изыскания возможностей финансирования видов деятельности, определенных в настоящем Меморандуме.

#### **СТАТЬЯ 5**

Стороны исходят из того, что координацию и наблюдение за выполнением настоящего Меморандума будут осуществлять:

От Электроэнергетического Совета СНГ – Исполнительный комитет ЭЭС СНГ;  
От Европейской экономической комиссии ООН – Отдел устойчивой энергетики ЕЭК ООН.

#### **СТАТЬЯ 6**

В рамках настоящего Меморандума Стороны будут руководствоваться общепринятыми принципами и нормами международного права и будут сотрудничать на основе принципов равенства, прозрачности и взаимности.

#### **СТАТЬЯ 7**

7.1 Настоящий Меморандум вступает в силу с даты его подписания Сторонами и действует в течение трех лет. Меморандум будет автоматически продлеваться на последующие трехлетние периоды, если ни одна из Сторон письменно не заявит о выходе из настоящего Соглашения за шесть месяцев до истечения срока действия. Действие Меморандума может быть прекращено по инициативе любой из Сторон при условии письменного уведомления другой Стороны не менее чем за шесть месяцев.

7.2 Любые изменения и дополнения к настоящему Меморандуму вносятся по взаимному согласию Сторон путем подписания соответствующего дополнительного протокола и являются неотъемлемой частью настоящего Меморандума.

7.3 Совместные мероприятия, проводимые Сторонами в рамках настоящего Меморандума, должны осуществляться на основе отдельных письменных

договоров, в которых будут указаны обязательства Сторон, источники финансирования, вид деятельности и сроки.

7.4 Настоящий Меморандум не является международным договором и не создает прав и обязанностей, регулируемых международным правом.

7.5 Настоящий Меморандум представляет собой совместно согласованное заявление Сторон о намерениях и не налагает на Стороны никаких финансовых и правовых обязательств. Меморандум не регулирует права и обязательства Сторон, предусмотренные другими аналогичными соглашениями, равно как и право Сторон вступать в такие соглашения.

7.6 Стороны урегулируют споры, возникающие в результате применения и толкования настоящего Меморандума, посредством прямых переговоров.

Настоящее Соглашение заключено 25 апреля 2014 года на английском и русском языках. Оба текста имеют одинаковую юридическую силу.

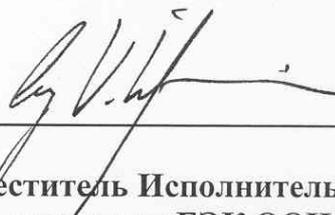
**За Электроэнергетический Совет  
Содружества Независимых Государств:**

**За Европейскую экономическую  
комиссию ООН:**



---

**Президент ЭЭС СНГ  
Александр Новак**



---

**Заместитель Исполнительного  
секретаря ЕЭК ООН  
Андрей Васильев**

**ОДОБРЕН**

Решением Электроэнергетического Совета СНГ  
Протокол №45 от 25 апреля 2014 года

**УТВЕРЖДЕНО**

Решением Электроэнергетического Совета СНГ  
Протокол №45 от 25 апреля 2014 года

**Дополнение в Положение  
о почетном звании «Заслуженный энергетик СНГ»**

Внести в Положение о почетном звании «Заслуженный энергетик СНГ» следующие дополнения:

1. Дополнить пункт 5 вторым, третьим и четвертым абзацами следующей редакции:

«Рассмотрение представлений осуществляется на заседаниях Электроэнергетического Совета СНГ два раза в год.

Количество кандидатур, представленных к присвоению почетного звания «Заслуженный энергетик СНГ» на рассмотрение Электроэнергетического Совета СНГ, как правило, не должно превышать 150.

Кандидатуры, представленные национальными электроэнергетическими компаниями государств - участников СНГ к присвоению почетного звания «Заслуженный энергетик СНГ», в обязательном порядке согласуются с соответствующими министерствами энергетики».

2. Дополнить пункт 8 вторым абзацем следующей редакции:

«Организациям рекомендуется при наличии собственных денежных средств вручать ценный подарок (денежную премию), а также применять другие виды материального поощрения лиц, удостоенных почетного звания «Заслуженный энергетик СНГ».

Абзац второй пункта 8 считать абзацем 3-м.

3. Дополнить Положение о почетном звании «Заслуженный энергетик СНГ» пунктом 11 следующего содержания:

«Исполнительный комитет Электроэнергетического Совета СНГ организует ведение базы данных лиц, удостоенных почетного звания «Заслуженный энергетик СНГ».

**УТВЕРЖДЕНО**

Решением Электроэнергетического Совета СНГ  
Протокол №45 от 25 апреля 2014 года

**Дополнение в Положение  
о Почетной грамоте Электроэнергетического Совета СНГ**

Внести в Положение о Почетной грамоте Электроэнергетического Совета СНГ следующие дополнения:

1. Дополнить пункт 6 вторым, третьим и четвертым абзацами следующей редакции:

«Рассмотрение представлений осуществляется на заседаниях Электроэнергетического Совета СНГ два раза в год.

Количество лиц, организаций и учреждений, представленных к награждению Почетной грамотой Электроэнергетического Совета СНГ на рассмотрение Электроэнергетического Совета СНГ, как правило, не должно превышать 300 кандидатур.

Кандидатуры, представленные национальными электроэнергетическими компаниями государств - участников СНГ, в обязательном порядке согласуются с соответствующими министерствами энергетики».

2. Дополнить пункт 9 вторым абзацем следующей редакции:

«Организациям рекомендуется при наличии собственных денежных средств вручать ценный подарок (денежную премию), а также применять другие виды материального поощрения лиц, награжденных Почетной грамотой Электроэнергетического Совета СНГ».

Абзац второй пункта 9 считать абзацем 3-м.

3. Дополнить Положение о Почетной грамоте Электроэнергетического Совета СНГ пунктом 12 следующего содержания:

«Исполнительный комитет Электроэнергетического Совета СНГ организует ведение базы данных лиц, организаций и учреждений, награжденных Почетной грамотой Электроэнергетического Совета СНГ».

**УТВЕРЖДЕН**  
 Решением Электроэнергетического Совета СНГ  
 Протокол №45 от 25 апреля 2014 года

**ПЛАН МЕРОПРИЯТИЙ**  
**Электроэнергетического Совета СНГ на 2015 год**

№ п/п	Наименование мероприятия
<b>СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ НОРМАТИВНО-ПРАВОВОЙ БАЗЫ СОДРУЖЕСТВА НЕЗАВИСИМЫХ ГОСУДАРСТВ В ОБЛАСТИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ</b>	
<b>Подготовка и координация рассмотрения проектов нормативных правовых документов в уставных и исполнительных органах СНГ</b>	
1.	Проект межправительственного Соглашения о сотрудничестве государств-участников СНГ в области профессиональной подготовки, повышения квалификации и переподготовки персонала электроэнергетической отрасли.
2.	Проект Соглашения об обмене информацией в случаях аварий и других чрезвычайных ситуаций на электроэнергетических объектах государств-участников СНГ.
3.	Проект Решения Совета глав правительств СНГ о придании статуса базовой организации государств – участников Содружества Независимых Государств по подготовке, профессиональной переподготовке и повышению квалификации персонала в сфере электроэнергетики <i>(по предложениям образовательных учреждений/организаций государств-участников СНГ)</i> .
<b>РАЗРАБОТКА И УТВЕРЖДЕНИЕ (ОДОБРЕНИЕ) ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИМ СОВЕТОМ СНГ ПРОЕКТОВ ДОКУМЕНТОВ</b>	
4.	Проект Перечня и принципов оказания системных (вспомогательных) услуг в рамках синхронной зоны ЕЭС/ОЭС.
5.	Проект Порядка определения величин отклонений от согласованных значений межгосударственных перетоков электрической энергии.
6.	Проект Порядка урегулирования отклонений от согласованных значений межгосударственных перетоков электрической энергии.
7.	Проект Классификатора аварий и других чрезвычайных ситуаций на электроэнергетических объектах государств-участников СНГ.
8.	Проект Порядка организации взаимодействия в случаях аварий и других чрезвычайных ситуаций на электроэнергетических объектах государств-участников СНГ.
9.	Проект типового соглашения о взаимодействии при ликвидации последствий аварий и других чрезвычайных ситуаций на электроэнергетических объектах государств-участников СНГ.
10.	Проект технических требований к созданию автоматизированных систем контроля параметров качества электроэнергии на МГЛЭП.

11.	Ежегодная информация о выполнении Плана первоочередных мероприятий по реализации Концепции сотрудничества государств-участников СНГ в сфере энергетики.
12.	Ежегодная информация о ходе выполнения Стратегии (основных направлений) взаимодействия и сотрудничества государств-участников СНГ в области электроэнергетики.
13.	Ежегодная информации по разграничению балансовой принадлежности и обслуживанию межгосударственных линий электропередачи национальных электроэнергетических систем государств-участников СНГ.
14.	Сводный отчет по мониторингу "Дорожной карты по ключевым экологическим вопросам объединения электроэнергетических рынков ЕС и СНГ" за 2013-2014 гг. (в части СНГ).
<b>ФОРМИРОВАНИЕ И НАПОЛНЕНИЕ ЕДИНОГО ИНФОРМАЦИОННОГО ПРОСТРАНСТВА В ОБЛАСТИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ ГОСУДАРСТВ-УЧАСТНИКОВ СНГ</b>	
<b>Подготовка и выпуск информационно-аналитических и других материалов:</b>	
15.	Выпуск дополнений к Сборнику нормативных правовых документов, принятых в рамках Содружества Независимых Государств в области электроэнергетики.
16.	Ежеквартальный бюллетень "Электроэнергетика стран СНГ".
17.	Информационно-аналитические материалы, содержащие сведения о технико-экономических показателях работы национальных энергосистем и их тарифной политики.
18.	Сборник нормативных правовых документов государств-участников СНГ в области энергоэффективности и возобновляемой энергетики (на Интернет-портале ЭЭС СНГ).
19.	Проведение работ по техническому и программному оснащению вычислительной сети Исполнительного комитета ЭЭС СНГ.
20.	Отчет Электроэнергетического Совета СНГ за 2014 год.
21.	Протоколы 47-го и 48-го заседаний Электроэнергетического Совета СНГ.
<b>РЕАЛИЗАЦИЯ ПРОГРАММЫ ТЕХНИЧЕСКИХ РЕГЛАМЕНТОВ В ОБЛАСТИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ В ЦЕЛЯХ ОБЕСПЕЧЕНИЯ НАДЕЖНОЙ ПАРАЛЛЕЛЬНОЙ РАБОТЫ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ ГОСУДАРСТВ-УЧАСТНИКОВ СНГ</b>	
22.	Проект Межгосударственного стандарта "Нормы технологического проектирования воздушных линий электропередачи напряжением 35-750 кВ".
23.	Проект Межгосударственного стандарта "Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока напряжением 35-730 кВ".
<b>КООРДИНАЦИЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ РАБОЧИХ ГРУПП И ДРУГИХ ОРГАНОВ ЭЭС СНГ</b>	
<b>Организационная подготовка и проведение заседаний рабочих групп и других органов</b>	
24.	Заседаний Координационного совета по выполнению Стратегии взаимодействия и сотрудничества государств-участников СНГ в области электроэнергетики.
25.	Заседаний Рабочей группы "Формирование и развитие электроэнергетического рынка стран СНГ".

26.	Заседаний Рабочей группы по метрологическому обеспечению электроэнергетической отрасли стран СНГ.
27.	Заседаний Рабочей группы по вопросам работы с персоналом и подготовки кадров в электроэнергетике СНГ.
28.	Заседаний Рабочей группы "Обновление и гармонизация нормативно-технической базы регулирования электроэнергетики в рамках СНГ".
29.	Заседаний Рабочей группы по надежности работы оборудования и охране труда.
30.	Заседаний Рабочей группы ЭЭС СНГ по охране окружающей среды.
31.	Заседаний Рабочей группы по энергоэффективности и возобновляемой энергетике.
32.	Заседаний Комиссии по координации сотрудничества государственных органов энергетического надзора государств-участников СНГ.
33.	Заседаний Комиссии по оперативно-технологической координации совместной работы энергосистем стран СНГ и Балтии (КОТК).
34.	Заседаний Целевой Рабочей группы для выработки рекомендаций по решению вопросов, связанных с разграничением балансовой принадлежности МГЛЭП между Российской Федерацией и Республикой Беларусь.
<b>ОРГАНИЗАЦИЯ (УЧАСТИЕ) СЕМИНАРОВ, КОНФЕРЕНЦИЙ, СИМПОЗИУМОВ, ВЫСТАВОК И ДРУГИХ МЕРОПРИЯТИЙ</b>	
35.	Международные соревнования электроэнергетиков государств-участников СНГ (сетевые).
36.	Международные соревнования электроэнергетиков государств-участников СНГ (оперативного персонала).
37.	Международный энергетический семинар (МЭС-10).
38.	Молодежная научно-практическая конференция (совместно с Ассоциацией "Гидропроект").
39.	Молодежная международная конференция "Разработка и обеспечение методологической документации при работе с персоналом".
40.	Проведение конкурса на лучшее печатное издание государств-участников СНГ, организуемого в рамках Электроэнергетического Совета СНГ.
41.	Проведение конкурса на лучшее психофизиологическое обеспечение персонала.
42.	Круглый стол (Конференция) по вопросам метрологии.
43.	Круглый стол (Конференция) по вопросам энергонадзора.
44.	Конференция по вопросу: "Инвестиции в энергетику стран СНГ".
45.	Научно-практические семинары по основным направлениям технологической деятельности в области электроэнергетики.
46.	Международная конференция "Финансирование проектов по энергосбережению и энергоэффективности. Практика реализации энергосервисных контрактов в России и СНГ".

<b>МЕЖДУНАРОДНОЕ СОТРУДНИЧЕСТВО</b>	
<b>СОТРУДНИЧЕСТВО С ЕВРЭЛЕКТРИК</b>	
<b>Продолжение работы в соответствии с Дорожными картами по сближению рыночных и экологических условий в государствах ЕС и СНГ, в том числе:</b>	
47.	Подготовка и проведение совместно с Секретариатом ЕВРЭЛЕКТРИК очередной встречи Президентов ЕВРЭЛЕКТРИК и ЭЭС СНГ.
48.	Подготовка и проведение совместных заседаний Рабочих групп ЕВРЭЛЕКТРИК и ЭЭС СНГ "Рынки" и "Окружающая среда".
49.	Участие в заседаниях Целевой группы ЕВРЭЛЕКТРИК и ЭЭС СНГ по разработке общих принципов трансграничной торговли в сфере электроэнергетики.
50.	Участие в ежегодной конференции ЕВРЭЛЕКТРИК.
51.	Участие в подготовке Краткого сводного отчета ЕВРЭЛЕКТРИК и ЭЭС СНГ по мониторингу "Дорожной карты по ключевым экологическим вопросам объединения электроэнергетических рынков ЕС и СНГ" за 2013-2014 гг.
<b>Участие в процессе Энергетической Хартии</b>	
52.	Участие в ежегодной сессии Конференции Энергетической Хартии.
53.	Участие в заседаниях Группы по торговле и транзиту Энергетической Хартии.
<b>Сотрудничество с другими международными организациями</b>	
54.	Сотрудничество с Мировым Энергетическим Советом (МИРЭС).
55.	Проведение совместных мероприятий с Комитетом по устойчивой энергетике ЕЭК ООН.
56.	Сотрудничество с Экономической и социальной Комиссией ООН для Азии и Тихого Океана (ЭСКАТО).
57.	Сотрудничество с Евразийским Банком Развития (ЕБР).
<b>Сотрудничество с региональными организациями СНГ</b>	
58.	Участие в заседаниях Координационного Электроэнергетического Совета Центральной Азии.
<b>ОРГАНИЗАЦИОННЫЕ МЕРОПРИЯТИЯ</b>	
59.	Проведение 2-х заседаний полномочных представителей органов управления электроэнергетикой государств-участников СНГ по согласованию материалов 47-го и 48-го заседаний Электроэнергетического Совета СНГ.
60.	Подготовка и проведение 47-го и 48-го заседаний ЭЭС СНГ.

# ОГЛАВЛЕНИЕ

1.	Протокол № 45 заседания Электроэнергетического Совета Содружества Независимых Государств от 25 апреля 2014 года .....	1
2.	<u>Приложения № 1-14</u> к Протоколу №45 заседания Электроэнергетического Совета Содружества Независимых Государств от 25 апреля 2014 года.....	17
3.	<u>Приложение 1.</u> Список участников 45-го заседания Электроэнергетического Совета СНГ.....	19
4.	<u>Приложение 2.</u> Порядок определения величин отклонений от согласованных значений межгосударственных перетоков электрической энергии.....	27
5.	<u>Приложение 3.</u> Концепция создания системы контроля показателей качества электрической энергии применительно к межгосударственным линиям электропередачи .....	35
6.	<u>Приложение 4.</u> Технические требования к регистраторам показателей качества электрической энергии применительно к межгосударственным линиям электропередачи .....	91
7.	<u>Приложение 5.</u> Методические указания по проверке технического состояния и организации эксплуатации линий электропередачи, распределительных (переключательных) пунктов и трансформаторных подстанций .....	143
8.	<u>Приложение 6.</u> План работы Рабочей группы по вопросам работы с персоналом и подготовки кадров в электроэнергетике СНГ на 2014 – 2015 гг.....	177
9.	<u>Приложение 7.</u> Проект Соглашения о сотрудничестве между Электроэнергетическим Советом Содружества Независимых Государств и Межгосударственным советом по стандартизации, метрологии и сертификации .....	181
10.	<u>Приложение 8.</u> Об обмене опытом в области энергоэффективности и энергосбережения на электроэнергетических предприятиях государств-участников СНГ (Макет информации).....	185
11.	<u>Приложение 9.</u> Проект Соглашения о сотрудничестве между Электроэнергетическим Советом Содружества Независимых Государств и Межгосударственным экологическим советом государств – участников Содружества Независимых Государств.....	187
12.	<u>Приложение 10.</u> Меморандум о взаимопонимании между Электроэнергетическим Советом Содружества Независимых Государств и Европейской экономической комиссией ООН .....	191
13.	<u>Приложение 11.</u> Дополнение в Положение о почетном звании «Заслуженный энергетик СНГ».....	195

14.	<u>Приложение 12.</u>	
	Дополнение в Положение о Почетной грамоте Электроэнергетического Совета СНГ .....	196
15	<u>Приложение 13.</u>	
	План мероприятий Электроэнергетического Совета СНГ на 2015 год .....	197
17	Оглавление.....	201