

## **ПРОТОКОЛ**

### **заседания Электроэнергетического Совета Содружества Независимых Государств**

**29 мая 2009 года**

**г. Баку**

**№ 35**

---

В работе 35-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 и Украины;

– представители организаций-наблюдателей при Электроэнергетическом Совете СНГ: НП "Совет рынка", ОАО "ВО "Технопромэкспорт", Компании "Таванир";

– приглашенные представители организаций: Исполнительного комитета СНГ, Секретариата Евразийского Экономического Сообщества, ОАО "РусГидро", КДЦ "Энергия", МОП "Электропрофсоюз".

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

Председательствовал на заседании Президент Электроэнергетического Совета СНГ, Министр энергетики Российской Федерации Шматко Сергей Иванович.

Перед участниками заседания с приветственным словом выступили: Министр промышленности и энергетики Азербайджанской Республики Алиев Н.А., Президент Электроэнергетического Совета СНГ, Министр энергетики Российской Федерации Шматко С.И., Заместитель Директора Департамента экономического сотрудничества Исполнительного комитета СНГ Кули-Заде А.М.



Руководители делегаций государств-участников заседания утвердили следующую Повестку дня 35-го заседания Электроэнергетического Совета СНГ.

1. Об итогах работы энергосистем государств Содружества в осенне-зимний период 2008-2009 гг.

2. О предложениях по актуализации Договора об обеспечении параллельной работы электроэнергетических систем государств-участников СНГ.

3. О завершении технико-экономического обоснования синхронного объединения стран СНГ и Балтии с энергообъединением УСТЕ.

4. О совместном отчете ЭЭС СНГ и ЕВРЭЛЕКТРИК по мониторингу Дорожной карты по ключевым экологическим вопросам объединения электроэнергетических рынков ЕС и СНГ за 2007 год.

5. О ходе разработки проектов Концепции сотрудничества государств-участников СНГ в сфере энергетики и Плана мероприятий по ее реализации.

6. О ходе разработки пилотного проекта по реализации технологии распределенных расчетов и планирования режимов работы энергосистем.

7. Разное.

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

- проекта *Протокола об этапах формирования общего электроэнергетического рынка государств-участников СНГ;*

- проекта *Соглашения о сотрудничестве государств-участников СНГ в области эксплуатации межгосударственных линий электропередачи национальных энергосистем;*

- *Решения Экономического совета СНГ о ходе выполнения Решения Экономического совета СНГ от 3 декабря 2004 года "О положении в гидроэнергетике Республики Таджикистан".*

7.2. О проекте Перечня нормативных правовых документов ОЭР СНГ, необходимых для практической реализации трансграничной торговли электроэнергией в государствах-участниках СНГ (Этап 1, Стадия 1 формирования ОЭР СНГ).

7.3. О вопросах Координационного совета по выполнению Стратегии взаимодействия и сотрудничества государств-участников СНГ в области электроэнергетики.

7.4. О документах, разработанных Комиссией по оперативно-технологической координации совместной работы энергосистем стран СНГ и Балтии (КОТК):

- *о проекте Основных технических рекомендаций к средствам регулирования частоты и потоков активной мощности;*

- *о проекте Методики мониторинга участия энергосистем стран СНГ и Балтии в регулировании частоты и потоков активной мощности;*



- о проекте *Общих положений по системе противоаварийной автоматики энергообъединения ЕЭС/ОЭС.*

7.5. Об утверждении уточненного Плана работы КОТК на 2008-2010 гг.

7.6. О проекте технического регламента "О безопасности электрических сетей".

7.7. О состоянии финансирования Плана НИР, организуемых Электроэнергетическим Советом СНГ.

7.8. О ходе подготовки VI Международных соревнований профессионального мастерства персонала электроэнергетической отрасли СНГ в 2009 году.

7.9. О Плана мероприятий по празднованию 100-летнего юбилея Непорожного П.С.

7.10. Об Отчете Электроэнергетического Совета СНГ за 2008 год.

7.11. О присвоении почетного звания "Заслуженный энергетик СНГ".

7.12. О выпусках информационных обзоров по аварийности и травматизму в энергосистемах государств-участников СНГ.

7.13. О результатах 10-й встречи Президентов ЭЭС СНГ и ЕВРЭЛЕКТРИК в г. Москве 20 марта 2009 года.

7.14. О результатах работы Четвертого Международного семинара "Современное состояние вопросов эксплуатации, проектирования и строительства ВЛ" (23-27 марта 2009 года, г. Москва) и Международной конференции "Снижение потерь энергии в электрических сетях" (14-15 мая 2009 года, г. Бишкек).

8. О вопросах финансирования деятельности Электроэнергетического Совета СНГ.

8.1. О порядке финансирования Электроэнергетического Совета СНГ и его Исполнительного комитета.

9. О дате и месте проведения очередного 36-го заседания Электроэнергетического Совета СНГ.

### **1. Об итогах работы энергосистем государств Содружества в осенне-зимний период 2008-2009 гг.**

---

*(Пирвердиев Э.С., Якубович П.В., Турганов Д.Н., Тюменбаев А.Р., Димов Г.Б., Синюгин В.Ю., Гул Шерали, Уцаповский К.В., Бехзад М., Шамсиев Х.А., Аюев Б.И., Бондарев В.И., Мишук Е.С., Шматко С.И.)*

Заслушав и обсудив информацию руководителей органов управления электроэнергетикой государств-участников СНГ об итогах работы национальных энергосистем в осенне-зимний период 2008-2009 гг. и Исполнительного комитета,

Электроэнергетический Совет Содружества Независимых Государств

**решил\*:**

1. Принять к сведению информацию об итогах работы национальных энергосистем стран СНГ в осенне-зимний период 2008-2009 гг.

2. Органам управления электроэнергетикой государств-участников СНГ



принять необходимые меры по выполнению Решения Экономического совета СНГ от 12 декабря 2008 года "О ходе выполнения Решения Экономического совета СНГ от 3 декабря 2004 года "О положении в гидроэнергетике Республики Таджикистан".

*\* Украина воздерживается от принятия пункта 2 настоящего Решения.*

## **2. О предложениях по актуализации Договора об обеспечении параллельной работы электроэнергетических систем государств-участников СНГ**

*(Мишук Е.С., Димов Г.Б., Аскеров М.А., Турганов Д.Н., Юсифбейли Н.А., Шамсиев Х.А., Уцаповский К.В., Тюменбаев А.Р., Бехзад М., Якубович П.В., Шматко С.И.)*

Заслушав и обсудив информацию Исполнительного комитета по данному вопросу,

Электроэнергетический Совет Содружества Независимых Государств

**решил\*:**

1. Принять к сведению информацию Исполнительного комитета о выполнении Договора об обеспечении параллельной работы электроэнергетических систем государств-участников СНГ от 25 ноября 1998 года.

2. Координационному совету по выполнению Стратегии взаимодействия и сотрудничества государств-участников СНГ в области электроэнергетики совместно с Исполнительным комитетом ЭЭС СНГ подготовить и внести на рассмотрение Электроэнергетического Совета СНГ предложения о необходимости актуализации Договора об обеспечении параллельной работы электроэнергетических систем государств-участников СНГ.

*\*Украина резервирует свою позицию по настоящему Решению.*

## **3. О завершении технико-экономического обоснования синхронного объединения энергосистем стран СНГ и Балтии с энергообъединением УСТЕ**

*(Кузьмин С.Е., Турганов Д.Н., Уцаповский К.В., Аюев Б.И., Аскеров М.А., Якубович П.В., Мишук Е.С., Шматко С.И.)*

Заслушав и обсудив информацию Начальника Департамента международного сотрудничества ОАО "СО ЕЭС" Кузьмина С.Е. по данному вопросу,

Электроэнергетический Совет Содружества Независимых Государств

**решил:**

1. Принять к сведению информацию о работе, проделанной группой компаний-участниц Соглашения о сотрудничестве от 19 октября 2004 года по выполнению проекта "Технико-экономическое обоснование: Синхронное объединение ЕЭС/ОЭС с УСТЕ".

2. Считать завершенным проект "Технико-экономическое обоснование: Синхронное объединение ЕЭС/ОЭС с УСТЕ".



#### **4. О совместном отчете ЭЭС СНГ и ЕВРЭЛЕКТРИК по мониторингу Дорожной карты по ключевым экологическим вопросам объединения электроэнергетических рынков ЕС и СНГ за 2007 год**

*(Мишук Е.С., Уцаповский К.В., Аскеров М.А., Димов Г.Б., Пирвердиев Э.С., Петрова Н.А. Шматко С.И.)*

Заслушав и обсудив информацию Исполнительного комитета по данному вопросу,

Электроэнергетический Совет Содружества Независимых Государств

**решил\*:**

1. Принять к сведению информацию Исполнительного комитета о ходе подготовки совместного отчета по мониторингу Дорожной карты ЭЭС СНГ-ЕВРЭЛЕКТРИК по окружающей среде за 2007 год.

2. Поручить Рабочей группе по охране окружающей среды и Исполнительному комитету ЭЭС СНГ подготовить отчет по мониторингу Дорожной карты по ключевым экологическим вопросам объединения электроэнергетических рынков ЕС и СНГ в государствах Содружества за 2008 год и внести его на рассмотрение ЭЭС СНГ.

*\*Республика Молдова и Украина воздерживаются от принятия настоящего Решения.*

#### **5. О ходе разработки проектов Концепции сотрудничества государств-участников СНГ в сфере энергетики и Плана мероприятий по ее реализации**

*(Синюгин В.Ю., Уцаповский К.В., Тюменбаев А.Р., Димов Г.Б., Аскеров М.А., Пирвердиев Э.С., Мишук Е.С., Шматко С.И.)*

Заслушав и обсудив информацию Руководителя Рабочей группы по выработке предложений о сотрудничестве в сфере согласованной энергетической политики государств-участников СНГ Синюгина В.Ю. по данному вопросу,

Электроэнергетический Совет Содружества Независимых Государств

**решил\*:**

1. Принять к сведению информацию о деятельности Рабочей группы по выработке предложений о сотрудничестве в сфере согласованной энергетической политики государств-участников СНГ, созданной Решением Совета глав государств СНГ от 10 октября 2008 года об определении сотрудничества в области энергетики ключевой сферой взаимодействия государств-участников СНГ в 2009 году.

2. Принять к сведению проект Концепции сотрудничества государств-участников СНГ в сфере энергетики и проект Плана мероприятий по реализации Концепции сотрудничества государств-участников СНГ в сфере энергетики (**Приложения 2,3**) в части вопросов электроэнергетики.

3. Просить органы управления электроэнергетикой государств-участников СНГ оказывать всемерное содействие при рассмотрении данных документов в уставных и исполнительных органах Содружества Независимых Государств.



4. Исполнительному комитету информировать Электроэнергетический Совет СНГ о ходе работы над указанными документами.

*\*Азербайджанская Республика и Республика Молдова резервируют свою позицию по настоящему Решению.*

*Украина воздерживается от принятия настоящего Решения.*

#### **6. О ходе разработки пилотного проекта по реализации технологии распределенных расчетов и планирования режимов работы энергосистем**

---

*(Мишук Е.С., Юсифбейли Н.А., Аюев Б.И., Кузьмин С.Е. Аскеров М.А.)*

Заслушав и обсудив информацию Исполнительного комитета по данному вопросу,

Электроэнергетический Совет Содружества Независимых Государств

**решил:**

1. Принять к сведению информацию о ходе разработки пилотного проекта по реализации технологии распределенных расчетов и планирования режимов работы энергосистем.

2. Считать целесообразным провести испытания функционирования технологии распределенных расчетов электрических режимов на полигоне ОАО "СО ЕЭС" и по их результатам определиться с возможностью продолжения работы в рамках трех энергосистем – Республики Беларусь, Республики Казахстан и Российской Федерации.

3. Поручить Исполнительному комитету ЭЭС СНГ доложить о ходе реализации проекта на очередном заседании Электроэнергетического Совета СНГ.

#### **7. Разное.**

##### **7.1 О ходе рассмотрения уставными и исполнительными органами Содружества Независимых Государств проектов документов, внесенных Электроэнергетическим Советом СНГ:**

---

*(Мишук Е.С., Уцаповский К.В., Аскеров М.А., Димов Г.Б.)*

Электроэнергетический Совет Содружества Независимых Государств

**решил\*:**

1. Принять к сведению информацию Исполнительного комитета о ходе рассмотрения уставными и исполнительными органами Содружества Независимых Государств проектов документов, внесенных Электроэнергетическим Советом СНГ.

2. Поручить Исполнительному комитету продолжить работу по обеспечению дальнейшего рассмотрения уставными и исполнительными органами Содружества Независимых Государств проектов документов, внесенных Электроэнергетическим Советом СНГ.

*\*Азербайджанская Республика и Республика Молдова принимают настоящее Решение с оговоркой: "За исключением проекта Протокола об этапах*



формирования общего электроэнергетического рынка государств-участников СНГ".

*Украина воздерживается от принятия настоящего Решения.*

**7.2. О проекте Перечня нормативных правовых документов ОЭР СНГ, необходимых для практической реализации трансграничной торговли электроэнергией в государствах-участниках СНГ (Этап 1, Стадия 1 формирования ОЭР СНГ)**

---

*(Мишук Е.С., Уцаповский К.В., Аскеров М.А., Димов Г.Б.)*

Заслушав и обсудив информацию Руководителя Рабочей группы "Формирование общего электроэнергетического рынка стран СНГ" по данному вопросу,

Электроэнергетический Совет Содружества Независимых Государств

**решил\*:**

1. Утвердить Перечень нормативных правовых документов ОЭР СНГ, необходимых для практической реализации трансграничной торговли электроэнергией в государствах-участниках СНГ (Этап 1, Стадия 1 формирования ОЭР СНГ) (Приложение 4).

2. Поручить Исполнительному комитету регулярно информировать членов Электроэнергетического Совета СНГ о ходе разработки указанных в Перечне нормативных правовых документов.

*\*Азербайджанская Республика и Украина воздерживаются от принятия настоящего Решения.*

**7.3. О вопросах Координационного совета по выполнению Стратегии взаимодействия и сотрудничества государств-участников СНГ в области электроэнергетики**

---

*(Мишук Е.С., Уцаповский К.В., Аскеров М.А.)*

Заслушав и обсудив информацию Председателя Координационного совета по данному вопросу,

Электроэнергетический Совет Содружества Независимых Государств

**решил\*:**

Принять к сведению информацию о ходе выполнения Перспективного плана основных организационных мероприятий по выполнению Стратегии (основных направлений) взаимодействия и сотрудничества государств-участников СНГ в области электроэнергетики на период до 2020 года.

*\*Азербайджанская Республика принимает настоящее Решение с оговоркой: "Азербайджанская Республика участвует в реализации Стратегии взаимодействия и сотрудничества государств-участников СНГ в области электроэнергетики в соответствии с национальным законодательством и в рамках, не противоречащих интересам государства".*

*Украина воздерживается от принятия настоящего Решения.*



#### **7.4. О документах, разработанных Комиссией по оперативно-технологической координации совместной работы энергосистем стран СНГ и Балтии (КОТК)**

---

*(Мишук Е.С., Уцаповский К.В., Аюев Б.И., Якубович П.В., Петрова Н.А.)*

Заслушав и обсудив информацию Председателя КОТК по данному вопросу, Электроэнергетический Совет Содружества Независимых Государств **решил\***:

1. Утвердить документы, разработанные в соответствии с Планом работы КОТК на 2008-2010 годы:

- Основные технические рекомендации к средствам регулирования частоты и перетоков активной мощности (**Приложение 5**);

- Методика мониторинга участия энергосистем стран СНГ и Балтии в регулировании частоты и перетоков активной мощности (**Приложение 6**);

- Общие положения по системе противоаварийной автоматики энергообъединения ЕЭС/ОЭС (**Приложение 7**).

2. Рекомендовать органам управления электроэнергетикой и/или соответствующим уполномоченным организациям государств-участников СНГ руководствоваться данными документами при разработке соответствующих национальных документов.

*\*Украина резервирует свою позицию по данному вопросу.*

#### **7.5. Об утверждении уточненного Плана работы КОТК на 2008–2010 годы**

---

*(Мишук Е.С.)*

Заслушав и обсудив информацию Председателя КОТК по данному вопросу, Электроэнергетический Совет Содружества Независимых Государств **решил**:

1. Утвердить уточненный План работы КОТК на 2008-2010 годы (**Приложение 8**).

2. Поручить КОТК при необходимости производить ежегодную корректировку Плана работы с учетом достигнутых результатов и развития Плана на дальнейшую перспективу.

#### **7.6. О проекте технического регламента "О безопасности электрических сетей"**

---

*(Мишук Е.С., Уцаповский К.В., Димов Г.Б., Синюгин В.Ю., Аюев Б.И.)*

Заслушав и обсудив информацию Исполнительного комитета по данному вопросу,

Электроэнергетический Совет Содружества Независимых Государств **решил\***:

1. Согласиться с предложением Рабочей группы "Обновление и гармонизация нормативно-технической базы регулирования электроэнергетики в



рамках СНГ" об уточнении названия проекта технического регламента в следующей редакции: "О безопасности электрических сетей".

2. Принять за основу проект технического регламента "О безопасности электрических сетей" (**Приложение 9**).

3. Поручить Исполнительному комитету, Рабочей группе "Обновление и гармонизация нормативно-технической базы регулирования электроэнергетики в рамках СНГ" и КОТК осуществить мониторинг нормативных документов по данной тематике в государствах Содружества, и при необходимости внести уточненный проект технического регламента на рассмотрение Электроэнергетического Совета СНГ.

*\*Республика Молдова и Украина воздерживаются от принятия настоящего Решения.*

---

### **7.7. О состоянии финансирования Плана НИР, организуемых Электроэнергетическим Советом СНГ**

---

*(Мишук Е.С., Уцаповский К.В., Димов Г.Б., Аюев Б.И., Турганов Д.Н., Якубович П.В., Синогин В.Ю., Петрова Н.А., Герцен А.М.)*

Электроэнергетический Совет Содружества Независимых Государств **решил\*:**

В связи с необходимостью дополнительной проработки рассмотреть проект Плана научно-исследовательских работ на 2010-2011 гг. и вопросы финансирования НИР на 36-м заседании Электроэнергетического Совета СНГ.

---

### **7.8. О ходе подготовки VI Международных соревнований профессионального мастерства персонала электроэнергетической отрасли СНГ в 2009 году**

---

*(Мишук Е.С., Уцаповский К.В.)*

Заслушав и обсудив информацию Исполнительного комитета по данному вопросу,

Электроэнергетический Совет Содружества Независимых Государств **решил:**

1. Принять к сведению информацию о ходе подготовки к Международным соревнованиям персонала, обслуживающего оборудование подстанций напряжением 110 кВ и выше.

2. Одобрить инициативу Республики Казахстан о проведении Международных соревнований на учебно-тренировочном полигоне АО "KEGOC" в г. Макинске Акмолинской области в сентябре 2009 года.



## **7.9. О Плане мероприятий по празднованию 100-летнего юбилея Непорожного П.С.**

*(Мишук Е.С.)*

Заслушав и обсудив информацию Исполнительного комитета по данному вопросу,

Электроэнергетический Совет Содружества Независимых Государств

**решил:**

1. Принять к сведению План мероприятий празднования 100-летия со дня рождения Непорожного П.С., утверждённый Министерством энергетики Российской Федерации и Министерством топлива и энергетики Украины.

2. Просить членов Электроэнергетического Совета СНГ принять активное участие в реализации мероприятий, предусмотренных в Плане, а также запланированных в национальных электроэнергетических организациях.

3. Поручить Исполнительному комитету проработать вопрос об организации и финансировании следующих мероприятий:

- выпуск Памятного календаря на 2010 год с фотографиями энергообъектов, построенных под руководством Непорожного П.С.;
- создание памятных стендов на выставках энергетического профиля, проводимых в павильоне "Электрификация" на ВВЦ в 2010 году;
- проведение теле/радио передач, посвященных жизни и деятельности Непорожного П.С.

4. Провести в июне 2010 года торжественное заседание Электроэнергетического Совета СНГ, посвященное 100-летию со дня рождения Непорожного П.С., совместив его с очередным заседанием ЭЭС СНГ.

---

## **7.10. Об Отчете Электроэнергетического Совета СНГ за 2008 год**

---

*(Мишук Е.С., Уцаповский К.В., Турганов Д.Н., Тюменбаев А.Р.)*

Электроэнергетический Совет Содружества Независимых Государств

**решил\*:**

1. Принять к сведению информацию Исполнительного комитета об Отчете Электроэнергетического Совета СНГ за 2008 год.

2. Признать работу Исполнительного комитета ЭЭС СНГ за 2008 год удовлетворительной.

*\*Украина воздерживается от принятия настоящего Решения.*



## 7.11. О присвоении почетного звания "Заслуженный энергетик СНГ"

(Мишук Е.С., Турганов Д.Н., Петрова Н.А.)

Заслушав и обсудив информацию Исполнительного комитета по данному вопросу,

Электроэнергетический Совет Содружества Независимых Государств

**решил:**

1. За значительный вклад в развитие интеграционных процессов в энергетике государств-участников Содружества Независимых Государств присвоить почетное звание "Заслуженный энергетик СНГ":

По представлению Кыргызской Республики

<b>Дурусалиеву</b> Мурату Джуманалиевичу	-	Первому заместителю Генерального директора ОАО "Национальная электрическая сеть Кыргызстана"
<b>Жаныбекову</b> Бапе Раевичу	-	Начальнику коммерческо-диспетчерского центра ОАО "Национальная электрическая сеть Кыргызстана"

По представлению Украины

<b>Бугаеву</b> Олегу Анатольевичу	-	Первому заместителю Министра топлива и энергетики Украины
<b>Варламову</b> Геннадью Борисовичу	-	Проректору Национального Технологического Университета Украины "Киевский Политехнический Институт"
<b>Дончук</b> Татьяне Васильевне	-	Заместителю директора Департамента кадровой политики и организационно-документального обеспечения Минтопэнерго Украины
<b>Дегтярю</b> Владимиру Матвеевичу	-	Начальнику Полтавского района городских электрических сетей АК "Полтаваоблэнерго"
<b>Некрасову</b> Леониду Александровичу	-	Председателю ветеранской организации АК "Харьковоблэнерго"
<b>Ошурковой</b> Маргарите Викторовне	-	Начальнику химического цеха Кременчугской ТЭЦ "Полтаваоблэнерго"
<b>Павлуше</b> Сергею Николаевичу	-	Заместителю Министра топлива и энергетики Украины
<b>Рыбальченко</b> Евгению Григорьевичу	-	Начальнику службы перспективного развития ПЭО "Харьковэнерго"
<b>Субботину</b> Виктору Георгиевичу	-	Генеральному директору ОАО "Турбоатом"
<b>Солдатову</b> Сергею Стефановичу	-	Главному инженеру Кременчугской ТЭЦ
<b>Стовбуну</b> Борису Федоровичу	-	Главному инженеру Киевской ТЭЦ-5 АК "Киевэнерго"
<b>Терещенко</b> Анатолию Феодосиевичу	-	Директору филиала "Днепродзержинская ГЭС" ОАО "Укрэнерго"



**Хабарову** - Старшему диспетчеру ЦДС ПЭО  
Павлу Александровичу - "Харьковэнерго"

**Чернявскому** - Начальнику Полтавского района электрических  
Александр Тимофеевичу - сетей

*По предложению Республики Казахстан Исполнительному комитету Электроэнергетического Совета СНГ поручено подготовить и внести на рассмотрение Совета изменения в Положение о почетном звании "Заслуженный энергетик СНГ" в части заочного голосования при принятии решений о присвоении почетного звания.*

## **7.12. О выпусках информационных обзоров по аварийности и травматизму в энергосистемах государств-участников СНГ**

*(Мищук Е.С., Якубович П.В., Ущатовский К.В., Аюев Б.И., Турганов Д.Н.)*

Заслушав и обсудив информацию Исполнительного комитета по данному вопросу,

Электроэнергетический Совет Содружества Независимых Государств

**решил\*:**

1. Продолжить работу по подготовке выпусков информационных бюллетеней по аварийности и травматизму в энергосистемах государств-участников СНГ с периодичностью один раз в полгода после определения критериев по отбору и включению информации в информационные бюллетени.

2. Исполнительному комитету:

- регулярно информировать всех членов Электроэнергетического Совета СНГ о выпуске бюллетеней с указанием органов управления электроэнергетикой стран СНГ, представивших информацию по аварийности и травматизму;

- направлять бюллетени только членам ЭЭС СНГ, представившим соответствующую информацию.

3. Поручить Исполнительному комитету организовать проведение в сентябре-октябре 2009 года совещания представителей служб надежности и техники безопасности органов управления электроэнергетикой стран СНГ для определения критериев по отбору и включению информации в информационные бюллетени, согласования макетов представляемой информации по аварийности и травматизму.

4. Просить членов ЭЭС СНГ изыскать возможность представления информации в Исполнительный комитет по аварийности и травматизму на электрических станциях, в электрических и тепловых сетях в бумажном и электронном виде.

*\*Украина воздерживается от принятия настоящего Решения.*



### **7.13. О результатах 10-й встречи Президентов ЭЭС СНГ и ЕВРЭЛЕКТРИК в Москве 20 марта 2009 года**

---

*(Мишук Е.С., Якубович П.В., Уцаповский К.В., Димов Г.Б.)*

Заслушав и обсудив информацию Председателя Исполнительного комитета ЭЭС СНГ по данному вопросу,

Электроэнергетический Совет Содружества Независимых Государств

**решил\*:**

1. Принять к сведению информацию Президента ЭЭС СНГ и Председателя Исполнительного комитета о встрече Президентов ЭЭС СНГ и ЕВРЭЛЕКТРИК 20 марта 2009 года.

2. Одобрить решения, принятые на 10-й встрече Президентов ЭЭС СНГ и ЕВРЭЛЕКТРИК в Москве 20 марта 2009 года.

3. Поручить Президенту ЭЭС СНГ и Председателю Исполнительного комитета продолжить рабочее взаимодействие с ЕВРЭЛЕКТРИК и Европейской Комиссией в соответствии с достигнутыми договоренностями и с учетом результатов завершившегося проекта "Технико-экономическое обоснование: Синхронное объединение ЕЭС/ОЭС с УСТЕ".

*\*Республика Беларусь принимает настоящее Решение с оговоркой: "Пункт 2 принять к сведению".*

*Республика Молдова и Украина принимают настоящее Решение с оговоркой: "За исключением пунктов 2 и 3".*

### **7.14. О результатах работы Четвертого Международного семинара "Современное состояние вопросов эксплуатации, проектирования и строительства ВЛ" (23-27 марта 2009 года, г. Москва) и Международной конференции "Снижение потерь энергии в электрических сетях" (14-15 мая 2009 года, г. Бишкек)**

---

*(Мишук Е.С., Турганов Д.Н., Уцаповский К.В., Синогин В.Ю., Якубович П.В., Тюменбаев А.Р.)*

Заслушав и обсудив информацию Председателя Исполнительного комитета ЭЭС СНГ по данному вопросу,

Электроэнергетический Совет Содружества Независимых Государств

**решил\*:**

1. Принять к сведению информацию о проведении Четвертого Международного семинара "Современное состояние вопросов эксплуатации, проектирования и строительства ВЛ" и Международной конференции "Снижение потерь энергии в электрических сетях".

2. Исполнительному комитету подготовить предложения по вопросу создания Рабочей группы по анализу и разработке методологии снижения потерь энергии в электрических сетях государств-участников СНГ, предложенному Международной конференцией.

3. Рекомендовать Исполнительному комитету продолжить практику организации международных семинаров и конференций по тематике, предварительно согласованной с органами управления электроэнергетикой



государств-участников СНГ.

4. Исполнительному комитету рассмотреть вопрос об издании тематических обзоров и сборников по темам семинаров и конференций.

*\*Украина резервирует свою позицию по данному вопросу.*

## **8. О вопросах финансирования деятельности Электроэнергетического Совета СНГ**

*(Мишук Е.С., Уцаповский К.В., Турганов Д.Н., Якубович П.В., Петрова Н.А.)*

Заслушав и обсудив информацию Исполнительного комитета по данному вопросу,

Электроэнергетический Совет Содружества Независимых Государств

**решил:**

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

2. Признать неудовлетворительной сложившуюся в целом практику финансирования деятельности Электроэнергетического Совета СНГ.

3. Предложить руководителям органов управления электроэнергетикой государств Содружества, имеющим задолженность в финансировании Электроэнергетического Совета СНГ за предыдущие годы, погасить её в трёхмесячный срок.

### **8.1. О порядке финансирования Электроэнергетического Совета СНГ и его Исполнительного комитета**

*(Мишук Е.С., Уцаповский К.В., Турганов Д.Н., Якубович П.В., Петрова Н.А.)*

Электроэнергетический Совет Содружества Независимых Государств

**решил\*:**

1. Определить с 1 января 2010 года долевые взносы органов управления электроэнергетикой и/или электроэнергетических объединений (компаний) государств-участников СНГ на финансирование Электроэнергетического Совета СНГ и Исполнительного комитета в следующих пропорциях по отношению к утвержденной смете:

<b>Государство-участник СНГ</b>	<b>% от утвержденной сметы</b>
Азербайджанская Республика	3,10
Республика Армения	3,10
Республика Беларусь	5,15
Республика Казахстан	5,15
Кыргызская Республика	3,10
Республика Молдова	3,10
Российская Федерация	51,50
Республика Таджикистан	3,10



Туркменистан	3,10
Республика Узбекистан	5,15
Украина	14,45

2. Признать утратившим силу пункт 9.5. Решения Электроэнергетического Совета СНГ, Протокол 14-го заседания ЭЭС СНГ от 23 сентября 1997 года.

*\*Республика Беларусь и Украина резервируют свою позицию по настоящему Решению.*

### **9. О дате и месте проведения очередного 36-го заседания Электроэнергетического Совета СНГ**

*(Мишук Е.С., Турганов Д.Н., Шматко С.И.)*

Электроэнергетический Совет Содружества Независимых Государств  
**решил:**

1. Принять предложение делегации Республики Молдова о проведении очередного 36-го заседания Электроэнергетического Совета СНГ в г. Кишиневе 23 октября 2009 года.

В качестве запасного варианта принять предложение Исполнительного комитета ЭЭС СНГ о проведении очередного 36-го заседания в г. Москве.

2. Просить руководителей органов управления электроэнергетикой государств Содружества с целью формирования проекта Повестки дня направить в срок до 1 августа 2009 года в Исполнительный комитет перечень вопросов, требующих рассмотрения и принятия решений на очередном заседании Совета.

3. Поручить Исполнительному комитету на основе решений 35-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.

Совершено в одном подлинном экземпляре на русском языке. Подлинный экземпляр хранится в Исполнительном комитете Электроэнергетического Совета СНГ, который направит его заверенную копию каждому государству-члену Электроэнергетического Совета СНГ.

Президент  
Электроэнергетического Совета СНГ

  
С.И. Шматко

Председатель  
Исполнительного комитета ЭЭС СНГ

  
Е.С. Мишук

Приложение 1

к Протоколу N 35 заседания  
Электроэнергетического Совета СНГ

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

**Азербайджанская Республика**

1. **АЛИЕВ**  
Натик Агами оглы - Министр промышленности и энергетики
2. **ДЖАФАРОВ**  
Таир Дамир оглы - Заведующий отделом энергетики  
ОАО "Азерэнержи"
3. **ПИРВЕРДИЕВ**  
Этибар Синабеддинович - Президент ОАО "Азерэнержи"
4. **АСКЕРОВ**  
Марлен Аскер оглы - Вице-президент ОАО "Азерэнержи"
5. **МАМЕДОВ**  
Салех Гулам оглы - Главный инженер ОАО "Азерэнержи"
6. **ЮСИФБЕЙЛИ**  
Нурали Адиль оглы - Начальник ЦДУ ОАО "Азерэнержи"

**Республика Беларусь**

7. **ЯКУБОВИЧ**  
Павел Вацлавович - Генеральный директор ГПО "Белэнерго"
8. **ШИРМА**  
Алексей Ростиславович - Генеральный директор  
РУП "ОДУ" ГПО "Белэнерго"

**Республика Казахстан**

9. **ТУРГАНОВ**  
Дуйсенбай Нурбаевич - Вице-Министр энергетики и минеральных  
ресурсов
10. **ЛИ**  
Валерий Константинович - Вице-президент АО "KEGOC"

**Кыргызская Республика**

11. **ТЮМЕНБАЕВ**  
Акылбек Рабаевич - Заместитель Министра промышленности,  
энергетики и топливных ресурсов
12. **СЫДЫКОВ**  
Автандил Чынтурганович - Генеральный директор  
ОАО "Национальная электрическая сеть  
Кыргызстана"

13. **НАЖИМИДИНОВ** - Начальник отдела экспорта энергии  
Кутбидин Нийматтилаевич ОАО "Электрические станции"

### **Республика Молдова**

14. **РОБУ** - Посол Республики Молдова  
Ион в Азербайджанской Республике
15. **ДИМОВ** - Генеральный директор Государственного  
Геннадий Борисович предприятия "Молдэлектрика"

### **Российская Федерация**

16. **ШМАТКО** - Президент Электроэнергетического Совета  
Сергей Иванович СНГ, Министр энергетики Российской Федерации
17. **СИНЮГИН** - Заместитель Министра энергетики  
Вячеслав Юрьевич Российской Федерации
18. **ГАДЗАЦЕВ** - Советник Министра энергетики Российской  
Кирилл Владимирович Федерации
19. **ЕСИПОВА** - Советник Министра энергетики РФ – пресс-  
Ирина Феликсовна секретарь Минэнерго России
20. **АЮЕВ** - Председатель Правления ОАО "СО ЕЭС",  
Борис Ильич Председатель КОТК
21. **ДОД** - Председатель Правления  
Евгений Вячеславович ОАО "ИНТЕР РАО ЕЭС"
22. **АРТАМОНОВ** - Заместитель Председателя Правления  
Вячеслав Юрьевич ОАО "ИНТЕР РАО ЕЭС"
23. **ЗУБАКИН** - И.о. Председателя Правления  
Василий Александрович ОАО "РусГидро"
24. **ПОНОМАРЕВ** - Председатель Правления  
Дмитрий Валерьевич НП "СОВЕТ РЫНКА"
25. **АПКАНЕЕВ** - Первый заместитель Генерального директора  
Александр Васильевич ОАО "Концерн "Энергоатом"
26. **ПЛЕШКИН** - Заместитель Директора Департамента  
Михаил Леонидович международного сотрудничества  
Министерства энергетики РФ
27. **КУЗЬМИН** - Начальник Департамента международного  
Сергей Евгеньевич сотрудничества ОАО "СО ЕЭС"

28. **БОРИСОВ**  
Юрий Алексеевич - Начальник Международного департамента  
НП "Совет рынка"
29. **БЕРДНИКОВ**  
Роман Николаевич - Начальник Департамента взаимодействия с  
клиентами и рынком ОАО "ФСК ЕЭС"
30. **СТЕПАНОВ**  
Николай Васильевич - Руководитель Департамента оперативно-  
технического сопровождения торговой  
деятельности Блока трейдинга ЗАО "ИНТЕР  
РАО ЕЭС", Председатель Координационного  
комитета ЭЭС СНГ
31. **ЗАЙКИНА**  
Наталья Вячеславовна - Заместитель Председателя, начальник  
Департамента управления и контроля  
НП "Совет рынка", Руководитель РГ  
"Формирование и развитие общего  
электроэнергетического рынка стран СНГ"

### **Республика Таджикистан**

32. **ГУЛ**  
Шерали - Министр энергетики и промышленности
33. **ГУЛОВ**  
Рашид Раджабович - Заместитель Главного инженера  
ОАХК "Барки Точик"
34. **НАБИЕВ**  
Рагим Мамедович - Начальник Управления транспорта и  
комплектации оборудования по  
модернизации энергосистемы ОАХК "Барки  
Точик"

### **Украина**

35. **УЩАПОВСКИЙ**  
Константин Валерьевич - И.о. директора НЭК "Укрэнерго"
36. **КУЧЕР**  
Максим Васильевич - Начальник Службы внешнеэкономических  
связей ГП НЭК "Укрэнерго"

### **Исполнительный комитет Электроэнергетического Совета СНГ**

37. **МИШУК**  
Евгений Семенович - Председатель
38. **ПОЛЛЫЕВА**  
Абадан Реджеповна - Заместитель Председателя

## **Наблюдатели в Электроэнергетическом Совете СНГ**

### **От Компании "ТАВАНИР"**

39. **БЕХЗАД**  
Мохаммад - Управляющий директор
40. **ФАРРОХЗАД**  
Давуд - Заместитель директора по планированию энергосистем

### **От ОАО "ВО "Технопромэкспорт"**

41. **ГРЕБЕНЩИКОВ**  
Геннадий Васильевич - Региональный директор по России и странам СНГ

### **Приглашенные**

#### **От Исполнительного комитета СНГ**

42. **КУЛИ-ЗАДЕ**  
Алладин Мусеиб-оглы - Заместитель Директора Департамента экономического сотрудничества

#### **От ОАО "РусГидро"**

43. **ГАМЗАТОВ**  
Тимур Гамзатович - Директор Дагестанского филиала ОАО "РусГидро"

#### **От Евразийского Экономического Сообщества**

44. **АЛЫМКУЛОВ**  
Авасбек Батырбекович - Руководитель Департамента по энергетической политике и экологическим вопросам (г. Алматы)

#### **От КДЦ "Энергия"**

45. **ШАМСИЕВ**  
Хамидулла Аманович - Директор

#### **От МОП "Электропрофсоюз"**

46. **БОНДАРЕВ**  
Василий Ильич - Председатель
47. **ИЛЬДАРОВ**  
Рафиг Али Багир-оглы - Председатель Республиканского комитета профсоюза рабочих электроэнергетики и электротехнической промышленности Азербайджанской Республики

**Секретариат 35-го заседания ЭЭС СНГ (Исполнительный комитет ЭЭС СНГ)**

48. **ГЕРЦЕН**  
Артем Модестович - Руководитель Секретариата,  
Директор Департамента анализа работы  
энергосистем стран СНГ
49. **ВАСИЛЬЕВА**  
Наталья Михайловна - Главный бухгалтер Департамента финансов,  
бухгалтерского отчета и отчетности
50. **ВОЛОССКИЙ**  
Владимир Петрович - Директор Департамента внешних связей
51. **ПЕТРОВА**  
Нина Алексеевна - Руководитель Службы правового  
обеспечения
52. **ВЛАДИМИРОВА**  
Наталья Юрьевна - Заместитель начальника Отдела  
информационного и программно-  
технического обеспечения
53. **БЛИНОВА**  
Людмила Ивановна - Помощник Председателя
54. **ОВЕЗОВА**  
Лариса Петровна - Главный специалист Организационно-  
протокольного департамента

**Концепция  
сотрудничества государств – участников СНГ в сфере энергетики**

**1. Общие положения**

Концепция сотрудничества государств–участников СНГ в сфере энергетики (далее – Концепция) разработана в соответствии с Планом мероприятий по реализации первого этапа (2009–2011 годы) Стратегии экономического развития Содружества Независимых Государств на период до 2020 года.

Концепция представляет собой совокупность согласованных взглядов и скоординированных подходов государств–участников СНГ к сотрудничеству в энергетической сфере, за исключением атомной энергетики, и определяет цели, основные задачи, принципы, механизмы и основные направления сотрудничества государств–участников СНГ в этой области.

Положения Концепции являются основой для разработки международных договоров и других международных и внутренних правовых актов государств-участников СНГ, а также межгосударственных целевых программ, относящихся к сотрудничеству государств–участников СНГ в энергетической сфере.

Концепция не противоречит действующим международным правовым актам и документам, принятым государствами-участниками СНГ.

Концепция основывается на приоритете экономических интересов государств-участников СНГ.

Концепция направлена на создание условий, обеспечивающих энергетическую безопасность государств–участников СНГ.

## 2. Основные понятия и определения

В настоящей Концепции используются следующие основные понятия:

**Топливо-энергетический комплекс государств–участников СНГ** – совокупность отраслей экономики государств-участников СНГ, обеспечивающих добычу, производство, транспортировку, хранение, переработку и использование всех видов энергоносителей, за исключением ядерных материалов;

**Общий энергетический рынок государств–участников СНГ** – совокупность экономических отношений государств-участников СНГ в сфере энергетики, определяемых общими правовыми условиями, инфраструктурой и ресурсной базой, действующих на основе рыночных принципов, добросовестной конкуренции и взаимной выгоды;

**Энергетическая безопасность государств–участников СНГ** – это состояние защищенности стран, их граждан, обществ, государств, обслуживающей их экономики от угроз надежному топливно- и энергообеспечению. Эти угрозы определяются как внешними факторами, так и собственно состоянием и функционированием энергетического сектора страны;

**Энергетический потенциал государств–участников СНГ (стран)** – существующие возможности по развитию топливно-энергетического комплекса государств–участников СНГ (стран).

## 3. Цели и основные задачи сотрудничества государств–участников СНГ в сфере энергетики

**Целями сотрудничества** государств–участников СНГ в энергетической сфере является обеспечение:

- энергетической безопасности государств–участников СНГ;
- удовлетворения внутренних потребностей государств–участников СНГ в энергоресурсах за счет внутренних и внешних источников;

- увеличения экспортного потенциала и экспорта энергоресурсов государств–участников СНГ;

- устойчивого роста национальных экономик на основе эффективного использования энергетических ресурсов и возможностей международной торговли энергоресурсами.

Усилия государств–участников СНГ по достижению этих целей будут направлены на решение **следующих задач**:

- обеспечение эффективного использования энергетического потенциала государств–участников СНГ и устойчивого развития общего энергетического потенциала Содружества;

- формирование благоприятных экономических условий для сотрудничества государств–участников СНГ в энергетической сфере;

- обеспечение энергетической безопасности каждого государства–участника СНГ в рамках обеспечения общей энергетической безопасности государств–участников СНГ с учетом технических возможностей;

- формирование и развитие технологической базы топливно-энергетического комплекса государств-участников СНГ;

- развитие трудовых ресурсов энергетических отраслей государств–участников СНГ;

- совместное развитие и эффективное использование возобновляемых источников энергии;

- совместное решение экологических проблем в области ТЭК;

- развитие единого информационного пространства в сфере энергетики.

#### **4. Принципы сотрудничества государств-участников СНГ в сфере энергетики**

Сотрудничество государств–участников СНГ в сфере энергетики основывается на следующих принципах:

- на рыночных принципах, в том числе при ценообразовании и установлении транспортных тарифов в межгосударственной торговле энергоресурсами в качестве основы для формирования общего энергетического рынка государств-участников СНГ;
- диверсификации источников и направлений энергоснабжения государств-участников СНГ;
- единства технологических норм и правил функционирования энергетической инфраструктуры государств-участников СНГ;
- соблюдения действующего законодательства государств-участников СНГ;
- взаимной выгоды;
- равноправия и недискриминации;
- транспарентности;
- экономической и энерго- эффективности;
- ресурсосбережения;
- экологической безопасности;
- использования передового опыта.

## **5. Механизмы сотрудничества**

Для достижения вышеуказанных целей государства–участники СНГ будут использовать следующие **механизмы сотрудничества**:

- заключение двусторонних и многосторонних международных договоров, регулирующих отношения государств-участников СНГ в сфере энергетики;
- заключение международных договоров между государствами-участниками СНГ и государствами, не входящими в Содружество;
- унификация норм, правил и технических регламентов в сфере энергетики, в том числе в сфере техники безопасности;

- разработка международных договоров по защите инвестиций и реализации инвестиционных проектов;
- установление согласованных правил ценообразования на энергоресурсы и определения тарифов на их транспортировку на основе рыночных принципов;
- гармонизация законодательства в области защиты окружающей среды;
- совершенствование и гармонизация налогового и таможенного законодательства в целях создания благоприятных экономических условий сотрудничества государств–участников СНГ в сфере энергетики;
- совместные инвестиционные проекты;
- совместные предприятия в сфере энергетики;
- координация деятельности государств–участников СНГ в энергетической сфере в рамках органов СНГ;
- обмен опытом и передовыми технологиями;
- согласованные действия в рамках международных организаций и объединений;
- создание общего энергетического рынка государств–участников СНГ и, в первую очередь, единого электроэнергетического рынка;
- информационное обеспечение сотрудничества государств-участников СНГ в сфере энергетики, направленное на повышение транспарентности и совместную реализацию путем обмена данными по энергетическому сотрудничеству, информацией о крупных энергетических проектах, включая условия участия в соответствующих конкурсах и другую необходимую информацию.

## **6. Приоритетные направления сотрудничества государств–участников СНГ в сфере энергетики**

В целях реализации Концепции сотрудничества государств–участников СНГ в сфере энергетики, определяющей основные задачи в области энергетики, приоритетными направлениями сотрудничества являются:

### **Топливо-энергетический комплекс**

- развитие транснациональных транспортных энергетических сетей;
- совершенствование производственной базы топливо-энергетического комплекса, создание новых энергетических мощностей;
- взаимодействие государств–участников СНГ в кризисных ситуациях в топливо-энергетическом комплексе;
- формирование прогнозов производства–потребления энергоресурсов государств–участников СНГ на период до 2020 года;
- совместная разработка новых подходов к взаимодействию в области повышения энергоэффективности и энергосбережения с учетом мировой практики сотрудничества;
- сотрудничество государств–участников СНГ по использованию возобновляемых энергетических ресурсов, созданию условий для производства соответствующего оборудования.

### **Электроэнергетика**

- реализация Концепции и Соглашения о формировании общего электроэнергетического рынка государств–участников СНГ;
- разработка технических регламентов в области электроэнергетики в целях обеспечения надежной параллельной работы электроэнергетических систем государств–участников СНГ;
- развитие малой гидроэнергетики государств–участников СНГ с учетом мирового опыта;
- разработка предложений по гармонизации законодательства и нормативных правовых документов в сфере электроэнергетики;
- формирование общего информационного пространства в области электроэнергетики государств–участников СНГ;
- координация международного сотрудничества государств–участников СНГ в области электроэнергетики.

## **Отрасли нефтяной и газовой промышленности**

- расширение взаимовыгодного сотрудничества в освоении месторождений углеводородного сырья на территории государств–участников СНГ и создание соответствующей инфраструктуры для его переработки и транспортировки;
- разработка совместных инфраструктурных проектов в области транспортировки нефти и газа;
- диверсификация направлений транспортировки энергоносителей.

### **7. Реализация Концепции сотрудничества государств–участников СНГ в сфере энергетики**

С целью реализации настоящей Концепции государства-участники СНГ разработают План мероприятий по реализации концепции сотрудничества государств–участников СНГ в сфере энергетики.

**ПЛАН МЕРОПРИЯТИЙ**  
**по реализации Концепции сотрудничества государств–участников СНГ**  
**в сфере энергетики на период до 2030 года**

№ п/п	Наименование мероприятий	Срок исполнения	Исполнители
<b>1. Топливо-энергетический комплекс</b>			
1.1.	Формирование прогнозов производства–потребления энергоресурсов государств–участников СНГ на период до 2020 года и на более отдаленную перспективу	2009 г. и последующие годы	Государства–участники СНГ, отраслевые советы топливо-энергетического комплекса, Институт энергетических исследований РАН, Исполком СНГ
1.2.	Разработка механизмов взаимодействия государств–участников СНГ в случае возникновения кризисных и форс-мажорных ситуаций в топливо-энергетическом комплексе	2010-2011 гг.	Государства–участники СНГ, отраслевые советы топливо-энергетического комплекса, Исполком СНГ
1.3.	Разработка совместной программы повышения эффективности использования топливо-энергетических ресурсов государств–участников СНГ, разработка новых подходов к взаимодействию в области энергоэффективности и энергосбережения с учетом мировой практики сотрудничества	2010-2011 гг.	Государства–участники СНГ, отраслевые советы топливо-энергетического комплекса, Исполком СНГ
1.4.	Разработка программы по усилению взаимодействия и сотрудничества государств–участников СНГ по развитию и использованию возобновляемых энергетических ресурсов, созданию условий для производства соответствующего оборудования	2010-2011 гг.	Государства–участники СНГ, отраслевые советы топливо-энергетического комплекса, Исполком СНГ
1.5.	Согласование параметров сотрудничества по сокращению объемов выброса газов, вызывающих парниковый эффект, и ограничению изменения климата в рамках Киотского протокола и последующих международных соглашений	2010-2011 гг.	Государства–участники СНГ, отраслевые советы топливо-энергетического комплекса, Исполком СНГ

1.6.	Разработка и согласование планов развития энергетической инфраструктуры СНГ, в том числе транснациональных транспортных энергетических сетей	2010-2012 гг.	Государства–участники СНГ, отраслевые советы топливно-энергетического комплекса, Исполком СНГ
1.7.	Разработка совместной программы совершенствования производственной базы топливно-энергетического комплекса, создание новых энергетических мощностей	2012-2015 гг.	Государства–участники СНГ, отраслевые советы топливно-энергетического комплекса, Исполком СНГ
<b>2. Углеводородные энергоресурсы</b>			
2.1.	Разработка совместной программы геологоразведочных работ (в том числе в шельфовой зоне)	2009 г. и последующие годы	Государства–участники СНГ, Межправительственный совет по нефти и газу, Межправительственный совет по разведке, использованию и охране недр, Исполком СНГ
2.2.	Разработка Концепции формирования рынка нефти и нефтепродуктов государств–участников СНГ	2010-2011 гг.	Государства–участники СНГ, Межправительственный совет по нефти и газу, Исполком СНГ
2.3.	Разработка Концепции формирования рынка природного газа государств–участников СНГ	2010-2012 гг.	Государства–участники СНГ, Межправительственный совет по нефти и газу, Исполком СНГ
2.4.	Разработка совместной программы стимулирования мер по повышению использования угольного топлива в качестве альтернативы газовому топливу	2010-2012 гг.	Государства–участники СНГ, Исполком СНГ
2.5.	Разработка Соглашения о формировании рынка нефти и нефтепродуктов государств–участников СНГ	2011-2012 гг.	Государства–участники СНГ, Межправительственный совет по нефти и газу, Исполком СНГ

2.6.	Разработка Соглашения о формировании рынка природного газа государств–участников СНГ	2012-2013 гг.	Государства–участники СНГ, Межправительственный совет по нефти и газу, Исполком СНГ
2.7.	Разработка совместной программы повышения безопасности и безаварийности добычи угля	2012-2013 гг.	Государства–участники СНГ, Исполком СНГ
2.8.	Разработка совместной программы повышения качества нефтепродуктов до современных мировых параметров	2013-2015 гг.	Государства–участники СНГ, Межправительственный совет по нефти и газу, Исполком СНГ
2.9.	Разработка совместной программы по модернизации трубопроводов и оснащения их измерительным оборудованием	2013-2015 гг.	Государства–участники СНГ, Межправительственный совет по нефти и газу, Исполком СНГ
2.10.	Разработка совместных программ повышения эффективности добычи, транспортировки и переработки угля, в том числе применение «чистых» технологий использования угольного топлива, газификации угля и утилизации метана	2013-2015 гг.	Государства–участники СНГ, Исполком СНГ
2.11.	Разработка совместной программы развития газохимических технологий и производств	2015-2016 гг.	Государства–участники СНГ, Межправительственный совет по нефти и газу, Исполком СНГ
<b>3. Электроэнергетика</b>			
3.1.	Реализация Концепции формирования общего электроэнергетического рынка государств-участников Содружества Независимых Государств от 25 ноября 2005 года и Соглашения о формировании общего электроэнергетического рынка государств–участников СНГ от 25 мая 2007 года	2009 г. и последующие годы	Государства–участники СНГ, Электроэнергетический Совет СНГ, Исполком СНГ

3.2.	Реализация Решения Совета глав правительств СНГ от 24 ноября 2006 года об установлении единого времени для снятия показаний с приборов учета электрической энергии, перемещенной по межгосударственным линиям электропередачи в государствах-участниках СНГ (мониторинг хода выполнения внутригосударственных процедур, необходимых для вступления в силу Решения, а также его исполнения)	2009 г. и последующие годы	Государства–участники СНГ, Электроэнергетический Совет СНГ, Исполком СНГ
3.3.	Разработка предложений по гармонизации законов и других нормативных правовых документов в приоритетных направлениях электроэнергетики, включая вопросы, связанные с формированием рынка трансграничной торговли электроэнергией, использования гидроэнергетических ресурсов трансграничных рек и водоемов, охраны окружающей среды	2009-2010 гг.	Государства–участники СНГ, Электроэнергетический Совет СНГ, Исполком СНГ
3.4.	Формирование общего информационного пространства в области электроэнергетики государств–участников Содружества: - разработка предложений по применению единых стандартов для передачи технологической и коммерческой информации в режиме реального времени в объединении энергосистем стран СНГ; - развитие и наполнение информационно-телекоммуникационной системы (Интернет-портала) Электроэнергетического Совета СНГ; - выпуск информационных бюллетеней по основным направлениям функционирования электроэнергетики в государствах-участниках СНГ; - проведение обучения персонала (в том числе дистанционного) энергосистем государств–участников СНГ	2009-2010 гг.	Государства–участники СНГ, Электроэнергетический Совет СНГ, Исполком СНГ
3.5.	Разработка программ развития малой гидроэнергетики государств–участников СНГ с учетом мирового опыта	2009-2011 гг.	Государства–участники СНГ, Электроэнергетический Совет СНГ, Исполком СНГ
3.6.	Разработка основных направлений сотрудничества государств–участников СНГ по использованию альтернативных видов энергетических ресурсов на 2009-2015 гг.	2010-2011 гг.	Государства–участники СНГ, Электроэнергетический Совет СНГ совместно с отраслевыми советами топливно-энергетического комплекса, Исполком СНГ

3.7.	<p>Разработка технических регламентов в области электроэнергетики в целях обеспечения надежной параллельной работы электроэнергетических систем государств-участников СНГ:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- формирование системы технического регулирования в области электроэнергетики;</li> <li>- разработка и утверждение технического регламента «О безопасности эксплуатации электрических сетей»</li> </ul>	<p>2010-2012 гг.</p> <p>2010 г.</p>	<p>Государства–участники СНГ, Электроэнергетический Совет СНГ, Исполком СНГ</p>
3.8.	<p>Разработка основных технических и экономических требований:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. По регулированию частоты и перетоков активной мощности: <ul style="list-style-type: none"> <li>- методика мониторинга участия энергосистем стран СНГ и Балтии в регулировании частоты и перетоков активной мощности.</li> </ul> </li> <li>2. По устойчивости энергосистем: <ul style="list-style-type: none"> <li>- методические указания по устойчивости параллельно работающих энергосистем стран СНГ и Балтии.</li> </ul> </li> <li>3. По противоаварийному управлению энергосистем: <ul style="list-style-type: none"> <li>- общие положения по системе противоаварийной автоматики энергообъединения ЕЭС/ОЭС;</li> <li>- положение о релейной защите и автоматике межгосударственных линий электропередачи и смежных с ними систем сборных шин и автотрансформаторов;</li> <li>- подготовка сборника основных технических требований к параллельно работающим энергосистемам стран СНГ и Балтии.</li> </ul> </li> <li>4. По оплате услуг: <ul style="list-style-type: none"> <li>- методические указания по расчету тарифа на оказание услуг по регулированию частоты, напряжения и реактивной мощности.</li> </ul> </li> <li>5. По проектированию межгосударственных линий электропередачи: <ul style="list-style-type: none"> <li>- нормы проектирования межгосударственных линий электропередачи.</li> </ul> </li> <li>6. По вопросам экономического стимулирования развития параллельной работы: <ul style="list-style-type: none"> <li>- положение об урегулировании отклонений от согласованных значений межгосударственных перетоков электрической энергии;</li> </ul> </li> </ol>	<p>2009-2011 гг.</p>	<p>Государства–участники СНГ, Электроэнергетический Совет СНГ, Исполком СНГ</p>

	- положение о компенсации затрат, связанных с осуществлением транзита/передачи/перемещения электроэнергии через энергосистемы государств-участников СНГ		
3.9.	<p>Подготовка типовых форм двух- и многосторонних документов, регламентирующих взаимодействие диспетчерских центров совместно работающих смежных энергосистем:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- типовое положение об организации оперативно-диспетчерского управления режимами параллельно работающих энергосистем;</li> <li>- типовой регламент формирования, внесения изменений и актуализации расчетной модели параллельно работающих энергосистем;</li> <li>- типовое соглашение об организации обмена технологической информацией, необходимой для управления режимами параллельно работающих энергосистем;</li> <li>- типовое соглашение о порядке и условиях организации безопасного выполнения ремонтных работ на межгосударственных воздушных линиях электропередачи, связывающих параллельно работающие энергосистемы;</li> <li>- положение о взаимоотношениях персонала энергопредприятий сопредельных государств, осуществляющих эксплуатационно-техническое обслуживание межгосударственных линий электропередачи (МГЛЭП) всех классов напряжения</li> </ul>	2009-2011 гг.	Государства–участники СНГ, Электроэнергетический Совет СНГ, Исполком СНГ
3.10.	Разработка ТЭО АРЧМ Азиатской части энергосистем СНГ (ЕЭС Казахстана, ОЭС Центральной Азии) и ОЭС Сибири	2010-2011 гг.	
3.11.	Проведение международных противоаварийных тренировок диспетчерского персонала энергосистем стран СНГ и Балтии	ежегодно	Национальные диспетчерские центры
3.12.	<p>Подготовка и выпуск информационно-аналитических материалов:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- сборники информационных материалов «Реформы в электроэнергетике и рынок электрической энергии в государствах-участниках СНГ»;</li> <li>- сборники информационных материалов «Технологии электроэнергетики»;</li> <li>- сборники информационных материалов «Экономика электроэнергетики»;</li> </ul>	ежегодно	Государства–участники СНГ, Электроэнергетический Совет СНГ, Исполком СНГ

	<ul style="list-style-type: none"> <li>- реферативные сборники с описаниями российских и зарубежных информационных материалов по актуальным проблемам электроэнергетики и тематике проводимых Исполнительным комитетом ЭЭС СНГ мероприятий;</li> <li>- ежеквартальные бюллетени «Электроэнергетика стран СНГ»;</li> <li>- сборники информационных материалов, направленных на решение вопросов повышения надежности работы электрических систем, безопасности электроустановок, повышение безопасности работы персонала;</li> <li>- периодические выпуски информационных обзоров по аварийности и травматизму в энергосистемах государств-участников СНГ;</li> <li>- ежегодный сборник «Электроэнергетика СНГ»;</li> <li>- ежегодный обзор «Тарифы на электроэнергетику и цены на топливо в государствах СНГ»;</li> <li>- ежегодный сборник «Технико-экономические показатели электроэнергетики мира»;</li> <li>- ежемесячные обзоры СМИ стран СНГ по электроэнергетике</li> </ul>		
3.13.	Разработка межправительственного соглашения о функционировании параллельной работы энергосистем и координации их развития	2009 г.	Государства–участники СНГ, Электроэнергетический Совет СНГ, Исполком СНГ
3.14.	Разработка межправительственного соглашения о координации и управлении топливно-энергетическими балансами энергосистем государств СНГ	2010 г.	Государства–участники СНГ, Электроэнергетический Совет СНГ, Исполком СНГ
3.15.	<p>Мониторинг и анализ основных направлений развития электроэнергетики государств-участников СНГ с учетом долгосрочной перспективы и подготовка предложений по их координации в следующих основных направлениях:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- разработка методики по прогнозированию балансов электрической энергии и мощности в рамках СНГ;</li> <li>- информация о стратегии развития электроэнергетической отрасли;</li> </ul>	2009 г. и последующие годы	Исполком ЭЭС СНГ, Координационный совет

	<ul style="list-style-type: none"> <li>- структура производства электрической энергии;</li> <li>- характеристика современного состояния и развитие электростанций и национальных электрических сетей, имеющих межгосударственное значение</li> </ul>		
3.16.	Подготовка информационных материалов по вопросам приоритетных направлений энергосбережения, развития нетрадиционных и возобновляемых источников энергии, использования энергосберегающих технологий в электроэнергетической отрасли	ежегодно	Исполком ЭЭС СНГ, Координационный совет
3.17.	<p>Анализ инвестиционной политики государств-участников СНГ по объектам электроэнергетики, имеющим межгосударственное значение, и разработка на его основе рекомендаций по ее гармонизации в следующих основных направлениях:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- гармонизация нормативной правовой базы в области инвестиций;</li> <li>- создание благоприятных инвестиционных и правовых условий для диверсификации и освоения передовых инновационных методов и электроэнергетических технологий;</li> <li>- привлечение инвестиций в электроэнергетику</li> </ul>	2009 г. и последующие годы	Исполком ЭЭС СНГ, Координационный совет

Решением Электроэнергетического Совета СНГ  
Протокол № 35 от 29 мая 2009 года

**Перечень нормативных правовых документов ОЭР СНГ, необходимых для практической реализации трансграничной торговли электроэнергией в государствах-участниках СНГ (Этап 1, Стадия 1 формирования ОЭР СНГ)**

№ п/п	Название документа	Содержание	Срок подготовки проекта	Исполнитель
1.	Порядок определения сечений экспорта-импорта	- определение методологических подходов к формированию сечений экспорта-импорта	Май 2010 года	ОАО "СО ЕЭС" ОАО "ФСК ЕЭС" ОАО "ИНТЕР РАО ЕЭС" НП "Совет рынка"
2.	Порядок распределения пропускной способности межгосударственных сечений/сечений экспорта-импорта между участниками экспортно-импортной деятельности	- установление процедур для определения величины пропускной способности (ПС) межгосударственных сечений/сечений экспорта-импорта и согласования этих величин для каждого периода распределения ПС* - определение механизмов и процедур распределения ПС	Октябрь 2010 года	НП "Совет рынка" ОАО "СО ЕЭС" ОАО "ФСК ЕЭС" ОАО "ИНТЕР РАО ЕЭС"
3.	Порядок урегулирования отклонений от согласованных значений межгосударственных перетоков электрической энергии	- определение процедуры координированного согласования объемов отклонений фактического сальдо межгосударственных перетоков или межгосударственного перетока от планового - определение процедуры осуществления взаимных расчетов в целях компенсации отклонений фактического сальдо межгосударственных перетоков	Октябрь 2010 года	ОАО "СО ЕЭС" ОАО "ФСК ЕЭС" НП "Совет рынка" ОАО "ИНТЕР РАО ЕЭС"

\*С учетом «Технических принципов определения пропускной способности межгосударственных сечений для целей планирования межгосударственных перетоков и оперативного управления ими», разрабатываемых КОТК.

4.	Порядок компенсации затрат, связанных с осуществлением транзита/передачи/перемещения электроэнергии через энергосистемы государств-участников СНГ	- определение количества электрической энергии, перемещаемой через энергосистемы государств-участников СНГ - определение стоимости и порядка оплаты транзита/передачи/перемещения электроэнергии	Май 2010 года	НП "Совет рынка" ОАО "ФСК ЕЭС" ОАО "ИНТЕР РАО ЕЭС"
----	---	---	---------------------	--

Приложение 5

**УТВЕРЖДЕНЫ**

Решением Электроэнергетического Совета СНГ  
Протокол N 35 от 29 мая 2009 года

Основные технические требования к параллельно работающим энергосистемам  
стран СНГ и Балтии

**ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ РЕКОМЕНДАЦИИ К СРЕДСТВАМ  
РЕГУЛИРОВАНИЯ ЧАСТОТЫ И ПЕРЕТОКОВ АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ**

**СОГЛАСОВАНЫ**

решением КОТК

Протокол № 18 от 24-26 марта 2009 г.

## ОГЛАВЛЕНИЕ

<b>1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ.....</b>	<b>3</b>
<b>2. ТЕРМИНЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ.....</b>	<b>4</b>
<b>3. ОБЩИЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ РЕКОМЕНДАЦИИ К ОРГАНИЗАЦИОННЫМ МЕРОПРИЯТИЯМ, ПРОГРАММНЫМ И ТЕХНИЧЕСКИМ СРЕДСТВАМ ПРИ ОБЕСПЕЧЕНИИ ОПЕРАТИВНОГО И АВТОМАТИЧЕСКОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ ЧАСТОТЫ И ПЕРЕТОКОВ АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ.....</b>	<b>5</b>
<b>4. ТЕХНИЧЕСКИЕ РЕКОМЕНДАЦИИ ПО СТРУКТУРЕ И ФУНКЦИЯМ СИСТЕМ АВТОМАТИЧЕСКОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ ЧАСТОТЫ И ПЕРЕТОКОВ МОЩНОСТИ.....</b>	<b>7</b>
<b>5. ТЕХНИЧЕСКИЕ РЕКОМЕНДАЦИИ К ПРОГРАММНО-ТЕХНИЧЕСКИМ СРЕДСТВАМ, ИСПОЛЬЗУЕМЫМ В СИСТЕМАХ АВТОМАТИЧЕСКОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ ЧАСТОТЫ И АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ.....</b>	<b>11</b>
<b>6. ТЕХНИЧЕСКИЕ РЕКОМЕНДАЦИИ К СИСТЕМАМ СБОРА И ПЕРЕДАЧИ ИНФОРМАЦИИ ДЛЯ ОПЕРАТИВНОГО И АВТОМАТИЧЕСКОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ ЧАСТОТЫ И ПЕРЕТОКОВ МОЩНОСТИ .....</b>	<b>12</b>
<b>7. ТЕХНИЧЕСКИЕ РЕКОМЕНДАЦИИ К ДАТЧИКАМ И ТЕЛЕИЗМЕРЕНИЯМ, ИСПОЛЬЗУЕМЫМ В СИСТЕМАХ ОПЕРАТИВНОГО И АВТОМАТИЧЕСКОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ ЧАСТОТЫ И ПЕРЕТОКОВ МОЩНОСТИ .....</b>	<b>12</b>
<b>8. ТЕХНИЧЕСКИЕ РЕКОМЕНДАЦИИ К СТАНЦИОННЫМ УСТРОЙСТВАМ УПРАВЛЕНИЯ МОЩНОСТЬЮ НА ТЭС И ГЭС, УЧАСТВУЮЩИХ В АВТОМАТИЧЕСКОМ РЕГУЛИРОВАНИИ ЧАСТОТЫ И ПЕРЕТОКОВ МОЩНОСТИ.....</b>	<b>13</b>
<b>9. ТЕХНИЧЕСКИЕ РЕКОМЕНДАЦИИ И ТРЕБОВАНИЯ ПО НАДЕЖНОСТИ И БЕЗОПАСНОСТИ СРЕДСТВ АВТОМАТИЧЕСКОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ ЧАСТОТЫ И ПЕРЕТОКОВ МОЩНОСТИ .....</b>	<b>14</b>
<b>10. НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ.....</b>	<b>15</b>

## 1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

1.1. Настоящий документ «Основные технические рекомендации к средствам регулирования частоты и перетоков активной мощности» (далее – Рекомендации) устанавливает рекомендации, которые могут быть учтены органами оперативно-диспетчерского управления параллельно работающих энергосистем стран СНГ и Балтии при создании и развитии систем автоматического (оперативного) регулирования режимов работы по частоте и перетокам активной мощности (далее – регулирование частоты и перетоков мощности).

1.2. Выполнение Рекомендаций позволит наилучшим образом использовать выгоды параллельной работы энергосистем стран СНГ и Балтии, обеспечить поддержание требуемой частоты электрического тока и повысить надежность работы каждой энергосистемы и энергообъединения в целом.

1.3. Настоящие Рекомендации рассматриваются и при необходимости корректируются Комиссией по оперативно-технологической координации совместной работы энергосистем стран СНГ и Балтии (КОТК), функционирующей в рамках Электроэнергетического Совета СНГ.

1.4. Основные положения настоящих Рекомендаций направлены на выработку единых подходов и требований к различным техническим и программным средствам, на базе которых формируются системы автоматического регулирования частоты и перетоков мощности в энергообъединении стран СНГ и Балтии, а также на обеспечение совместимости с аналогичными системами в энергообъединении стран Западной Европы.

1.5. Настоящие Рекомендации предназначены также для проектных, научно-исследовательских и других организаций стран СНГ и Балтии, осуществляющих проектирование и анализ работы систем регулирования частоты и перетоков мощности.

## **2. ТЕРМИНЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ**

Термины и определения, используемые в настоящих Рекомендациях, соответствуют принятым в **Правилах и рекомендациях по регулированию частоты и перетоков**, утвержденных Решением ЭЭС СНГ от 12 октября 2007 года, Протокол № 32 [1].

### **3. ОБЩИЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ РЕКОМЕНДАЦИИ К ОРГАНИЗАЦИОННЫМ МЕРОПРИЯТИЯМ, ПРОГРАММНЫМ И ТЕХНИЧЕСКИМ СРЕДСТВАМ ПРИ ОБЕСПЕЧЕНИИ ОПЕРАТИВНОГО И АВТОМАТИЧЕСКОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ ЧАСТОТЫ И ПЕРЕТОКОВ АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ**

3.1. В целях обеспечения поддержания требуемой частоты электрического тока, высокой надежности параллельной работы энергообъединения, а также поддержания заданных суммарных внешних перетоков (обменов мощностью) между энергосистемами (районами регулирования) стран СНГ и Балтии, входящими в это энергообъединение, каждая из энергосистем (районов регулирования) должна участвовать в регулировании режима по частоте и перетокам мощности [1].

3.2. Регулирование частоты и перетоков мощности должно осуществляться совместным действием систем первичного (общего и нормированного), вторичного и третичного регулирования, а также органами оперативно-диспетчерского управления стран СНГ и Балтии.

3.3. Для координации деятельности организаций стран СНГ и Балтии, осуществляющих оперативно-диспетчерское управление, в части регулирования частоты и перетоков КОТК выполняет следующие функции:

- определяет страну-участницу параллельной работы, ответственную за организацию общего вторичного регулирования в энергообъединении стран СНГ и Балтии, а также за организацию коррекции синхронного электрического времени;

- определяет слабые связи и сечения сети энергообъединения, требующие совместной (двумя или более странами) организации скоординированных действий по ограничению перетоков максимально допустимой величиной;

- определяет величину аварийного расчетного небаланса мощности в энергообъединении и соответствующую величину резерва нормированного первичного регулирования;

- распределяет резервы НПРЧ в соответствии с Методикой определения величины и размещения резервов активной мощности для целей регулирования частоты и перетоков [2];

- устанавливает необходимое значение крутизны СЧХ энергообъединения стран СНГ и Балтии;

- задает согласованные значения коэффициентов коррекции по частоте для каждой из энергосистем стран-участниц параллельной работы (для каждого района регулирования) для осуществления вторичного регулирования.

3.4. Организации, осуществляющие оперативно-диспетчерское управление, должны обеспечивать в своих энергосистемах организацию первичного (нормированного), вторичного и третичного регулирования, в

том числе:

- размещение необходимых резервов регулировочной мощности;
- управление текущим режимом энергосистемы путём осуществления автоматического (оперативного) вторичного регулирования, а также оперативное поддержание необходимой величины и размещения резервов первичного и вторичного регулирования;
- создание и эксплуатацию систем АРЧМ;
- разработку технических требований к каждому из видов регулирования, а также мониторинг участия объектов электроэнергетики в первичном, вторичном и третичном регулировании, оценку качества регулирования и его соответствия требованиям для объектов электроэнергетики, участвующих в первичном, вторичном и третичном регулировании;
- мониторинг участия энергосистем (районов регулирования) в регулировании частоты и мощности в соответствии с Методикой мониторинга участия энергосистем стран СНГ и Балтии в регулировании частоты и перетоков активной мощности [3].

3.5. Согласованное участие всех энергосистем (районов регулирования) в первичном, вторичном и третичном регулировании с периодической коррекцией синхронного времени позволит обеспечивать поддержание нормального режима работы энергообъединения стран-участниц и выполнение требований к качеству регулирования частоты и перетоков мощности.

3.6. Средствами вторичного регулирования режима совместно с нормированным первичным регулированием частоты должно обеспечиваться:

- поддержание текущей частоты в пределах  $50 \pm 0,05$  Гц (нормальный уровень) и в пределах  $50 \pm 0,2$  Гц (допустимый уровень);
- восстановление нормального уровня частоты и заданных суммарных внешних перетоков мощности районов регулирования в параллельно работающих энергосистемах за время не более 15 минут.

3.7. Ограничение перетоков мощности при превышении максимально допустимых значений в слабых связях и сечениях сети должно осуществляться средствами вторичного и третичного регулирования. При этом превышение максимально допустимых значений перетоков должно ликвидироваться автоматически, либо оперативно (при отсутствии/неэффективности автоматических ограничителей перетока) за минимально возможное время, но не более 20 минут.

3.8. На электростанциях, выделенных для нормированного первичного регулирования частоты, должен постоянно поддерживаться заданный для энергосистем (районов регулирования) суммарный первичный резерв, удовлетворяющий требованиям НПРЧ:

– при отклонении частоты время мобилизации 100% заданного резерва должно составлять не более 30 секунд, при этом 50% заданного резерва должно быть мобилизовано за время не более 15 секунд;

– должно быть обеспечено последующее устойчивое удержание пропорциональной текущему отклонению частоты доли заданного первичного резерва вплоть до восстановления нормальной частоты (вхождения частоты в мертвую зону первичного регулирования).

3.9. На электростанциях, выделенных для вторичного регулирования, постоянно должен поддерживаться вторичный резерв, обеспечивающий:

- в энергосистеме, осуществляющей общее вторичное регулирование
  - регулирование частоты (либо заданной с частотной коррекцией обменной мощности по интерфейсу Восток-Запад в случае синхронного объединения с USTE);
  - ограничение перетоков по межгосударственным и внутренним связям энергосистем (районов регулирования) стран СНГ и Балтии;
- в остальных энергосистемах
  - регулирование заданной с частотной коррекцией обменной мощности энергосистем (районов регулирования);
  - ограничение перетоков по межгосударственным и внутренним связям энергосистем (районов регулирования) стран СНГ и Балтии.

#### **4. ТЕХНИЧЕСКИЕ РЕКОМЕНДАЦИИ ПО СТРУКТУРЕ И ФУНКЦИЯМ СИСТЕМ АВТОМАТИЧЕСКОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ ЧАСТОТЫ И ПЕРЕТОКОВ МОЩНОСТИ**

4.1. Вторичное регулирование производится в целях:

- поддержания частоты в допустимых пределах;
- поддержания баланса мощности района регулирования путем регулирования заданного с частотной коррекцией суммарного внешнего перетока района регулирования;
- поддержания перетоков мощности по связям и сечениям в допустимых диапазонах;
- восстановления резервов первичного регулирования.

4.2. В энергообъединении стран СНГ и Балтии непрерывно должно осуществляться вторичное регулирование частоты (РЧ) или суммарных внешних перетоков с коррекцией по частоте (РПЧ), а также ограничение перетоков мощности по слабым связям и сечениям сети.

4.3. В каждой энергосистеме должно осуществляться региональное вторичное регулирование (оперативное либо автоматическое).

4.4. Общее вторичное регулирование в энергообъединении выполняется страной-участницей параллельной работы, ответственной за

организацию общего вторичного регулирования в энергообъединении, которая определяется КОТК.

4.5. В результате действия системы вторичного регулирования суммарный внешний переток каждой энергосистемы (каждого района регулирования) должен поддерживаться на заданном уровне при номинальной частоте. При этом внутренние нарушения баланса мощности каждой энергосистемы (каждого района регулирования) должны устраняться этой энергосистемой (районом регулирования) за время не более 15 минут.

4.6. Система вторичного регулирования энергосистемы (района регулирования) не должна реагировать на небалансы мощности, возникшие в соседних энергосистемах (районах регулирования).

4.7. В то же время система вторичного регулирования энергосистемы (района регулирования) не должна препятствовать действию первичного регулирования своей энергосистемы.

4.8. При возникновении небаланса мощности в одной из энергосистем (в одном из районов регулирования) должны одновременно начинать работать региональное вторичное регулирование (в той энергосистеме, где возник небаланс) и общее вторичное регулирование. По мере того, как региональное вторичное регулирование, воздействуя на свои электростанции, компенсирует небаланс мощности, возникший в соответствующей энергосистеме (районе регулирования), резервы общего вторичного регулирования должны восстанавливаться до исходных значений.

4.9. При переходе энергообъединения стран СНГ и Балтии на параллельную работу с энергообъединением УСТЕ общее вторичное регулирование должно быть переведено в режим регулирования суммарного внешнего перетока по интерфейсу Восток-Запад с согласованной частотной коррекцией.

4.10. В каждой энергосистеме (районе регулирования) организацией, осуществляющей оперативно-диспетчерское управление, должны быть определены слабые связи и сечения сети, перегрузки которых могут привести к нарушению устойчивости синхронной работы. На этих связях и сечениях должно быть организовано быстродействующее автоматическое ограничение перетоков (АОП). В составе центральных регуляторов (систем АРЧМ) должны быть предусмотрены быстродействующие автоматические ограничители перетоков (АОП) по этим слабым связям и сечениям, выполненные в виде интегральных регуляторов с регулируемой зоной нечувствительности.

4.11. Перегрузки должны выявляться и ликвидироваться АОП, а при его отсутствии/неэффективности – оперативно за минимальное время, но не более 20 минут. Для указанных сечений организациями, осуществляющими оперативно-диспетчерское управление, должны выделяться электростанции вторичного регулирования с размещением на них вторичного резерва,

достаточного для предотвращения (ликвидации) перегрузки.

4.12. Системе АОП должен предоставляться приоритет перед вторичным регулированием частоты и регулированием суммарного внешнего перетока района регулирования.

4.13. Смежные энергосистемы могут на договорной основе организовывать зональное вторичное регулирование.

4.14. Решение об автоматизации вторичного регулирования (использования системы АРЧМ) должно приниматься в каждом отдельном случае с учётом наличия электростанций, подготовленных к участию в автоматическом вторичном регулировании.

4.15. Вторичное регулирование заданного суммарного внешнего перетока с частотной коррекцией должно выполняться по критерию сетевых характеристик, при котором регулируемым параметром (подлежащим сведению к нулю) является ошибка района регулирования  $G$  (*area control error*, ACE), вычисляемая по формуле:

$$G = \Delta P + K_{\text{ч}} * \Delta f, \quad \text{МВт},$$

где:  $\Delta P = P_{\text{пл}} - P$  - отклонение фактического суммарного внешнего перетока мощности  $P$  от планового значения  $P_{\text{пл}}$ , МВт;

$\Delta f = f - f_3$  - отклонение фактического значения частоты  $f$  от заданного значения  $f_3$  (нормально - 50,0 Гц и  $50 \pm 0,01$  Гц в период коррекции синхронного времени);

$K_{\text{ч}}$  – заданный коэффициент частотной коррекции, МВт/Гц.

Суммарный внешний переток принят положительным при приеме мощности в энергосистему (район регулирования), отклонение частоты положительно при превышении заданного значения.

Ошибка регулирования  $G$  положительна при возникновении в районе регулирования избытка генерируемой мощности.

4.16. В оперативно-информационных комплексах организаций, осуществляющих оперативно-диспетчерское управление, должно быть предусмотрено формирование и отображение информации о текущем значении ошибки района регулирования для осуществления оперативного регулирования заданного перетока с частотной коррекцией.

4.17. В системах АРЧМ должны использоваться интегральные (пропорционально-интегральные) регуляторы. В случае выполнения функции регулирования частоты системы АРЧМ должны регулировать частоту по астатическому закону регулирования.

4.18. Информационный обмен между центральным регулятором системы АРЧМ и объектами регулирования должен быть обеспечен отдельной системой сбора и передачи информации для АРЧМ (ССПИ). Не

допускается использование выделенных каналов и отдельных элементов ССПИ для целей, отличных от сбора и передачи данных о режиме энергосистемы и объектов управления, передачи на объекты управляющих воздействий, графиков нагрузки.

4.19. При расчете управляющих воздействий в системах АРЧМ может проводиться оптимизация по составу подключенных к автоматическому управлению объектов.

4.20. Для обеспечения эффективного вторичного регулирования и ограничения перетоков в энергосистемах (районах регулирования) должны создаваться и постоянно поддерживаться заданные резервы вторичной мощности на загрузку и разгрузку выделенных электростанций вторичного регулирования.

4.21. Величины резервов вторичной регулирующей мощности и их размещение в каждой энергосистеме (районе регулирования) должны определяться в соответствии с Методикой определения величины и размещения резервов активной мощности для целей регулирования частоты и перетоков [2].

4.22. Структура системы АРЧМ в энергосистеме (районе регулирования) может быть:

- **Централизованной**, с одним центральным регулятором, когда энергосистема является одним районом регулирования;
- **Плюралистической**, когда вторичное регулирование осуществляется децентрализованно отдельными регуляторами в энергосистемах, но при этом имеется отдельная система АРЧМ, регулирующая суммарный внешний переток района или зонального района регулирования с коррекцией по частоте и с воздействием на собственные электростанции;
- **Иерархической**, когда система АРЧМ обладает такими же свойствами, как и плюралистическая структура, но имеется координирующая система АРЧМ, которая дополнительно воздействует на регуляторы нижнего уровня.

4.23. Границы каждого района регулирования физически определяются расположением точек измерения внешних перетоков района. При этом алгебраическая сумма внешних перетоков определяет контролируемый суммарный внешний переток.

4.24. Образование зональных районов регулирования с указанием соседних районов регулирования (соседних энергосистем) оформляется специальными документами.

4.25. Зональные районы регулирования формируются свободно, по желанию уполномоченных организаций, энергосистемы которых непосредственно связаны между собой. Информация о формировании

зонального района регулирования, его конфигурации и организации(-й), ответственной(-ых) за регулирование в зональном районе, должна быть разослана всем участникам энергообъединения стран СНГ и Балтии за 6 месяцев до начала работы по новой схеме.

## **5. ТЕХНИЧЕСКИЕ РЕКОМЕНДАЦИИ К ПРОГРАММНО-ТЕХНИЧЕСКИМ СРЕДСТВАМ, ИСПОЛЬЗУЕМЫМ В СИСТЕМАХ АВТОМАТИЧЕСКОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ ЧАСТОТЫ И АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ**

5.1. Программно-технические средства центральных регуляторов системы АРЧМ должны обеспечивать:

- прием телеизмерений (ТИ) и телесигналов (ТС) о состоянии контролируемых и управляемых объектов;
- проверку принимаемой информации на пригодность для дальнейшего использования (оценка достоверности). Критерии достоверности должны учитывать особенности каждого из принимаемых параметров: диапазон изменения, скорость изменения, характеристики системы измерений и доставки информации;
- работу технологических алгоритмов центральных регуляторов системы АРЧМ с циклом не более 1-5 секунд, при использовании АОП рекомендуется цикл в 1 секунду.

5.2. Программно-технические средства центральных регуляторов системы АРЧМ рекомендуется выполнять из двух самостоятельных частей:

- программное обеспечение реального времени (серверное ПО), выполняющее задачи автоматического регулирования частоты и перетоков мощности (прием и обработка информации, выработка и передача управляющих воздействий);
- программное обеспечение технолога АРЧМ и диспетчера (клиентское ПО).

5.3. Основные функции программного обеспечения реального времени:

- обеспечение выработки управляющих воздействий;
- блокировка выработки управляющих воздействий при поступлении недостоверной информации;
- информирование диспетчерского персонала о возникающих нестандартных ситуациях в работе системы АРЧМ.

5.4. Программное обеспечение технолога АРЧМ и диспетчера должно иметь дружественный человеко-машинный интерфейс, максимально приближенный к тому, который используется на данном диспетчерском пункте в системе ОИК (SCADA/EMS), и обеспечивать следующие функции:

- проведение конфигурирования параметров системы АРЧМ с обеспечением контроля корректности вводимой нормативной информации;
- проведение оперативного контроля за работой и управлением системой;
- ведение журнала событий, характеризующих работу системы (например: сбои, блокировки и т.д.);
- формирование архивов ТИ и ТУ на заданную глубину.

## **6. ТЕХНИЧЕСКИЕ РЕКОМЕНДАЦИИ К СИСТЕМАМ СБОРА И ПЕРЕДАЧИ ИНФОРМАЦИИ ДЛЯ ОПЕРАТИВНОГО И АВТОМАТИЧЕСКОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ ЧАСТОТЫ И ПЕРЕТОКОВ МОЩНОСТИ**

6.1. Системы сбора и передачи информации (ССПИ) должны удовлетворять следующим требованиям:

- измерения параметров и передача информации должны производиться циклически (не реже одного раза в 1-2 сек);
- задержка при передаче информации, используемой для управления, от точки измерения на подстанции либо электростанции до ввода в центральный регулятор системы АРЧМ не должна быть более 1 секунды;
- для передачи информации должны использоваться прямые выделенные цифровые каналы связи (по 2 канала на каждое направление: основной и резервный). Оценка качества канала должна производиться на канальном уровне. При пропадании связи на основном канале переход на резервный канал аппаратурой канального уровня должен быть осуществлен не более, чем за 1 сек. При пропадании связи по обоим каналам должен быть сформирован и не позднее, чем через 1 сек. передан на пользовательский уровень сигнал “нет связи”;
- обмен данными должен осуществляться по протоколам МЭК 870-5-101 (IEC 60870-5-101: 2003) либо МЭК 870-5-104 (IEC 60870-5-104: 2000);
- пропускная способность канала связи должна определяться из условия обеспечения обмена заданным объемом информации за 1-2 сек.

## **7. ТЕХНИЧЕСКИЕ РЕКОМЕНДАЦИИ К ДАТЧИКАМ И ТЕЛЕИЗМЕРЕНИЯМ, ИСПОЛЬЗУЕМЫМ В СИСТЕМАХ ОПЕРАТИВНОГО И АВТОМАТИЧЕСКОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ ЧАСТОТЫ И ПЕРЕТОКОВ МОЩНОСТИ**

7.1. Датчики и телеизмерения, используемые в системах оперативного и автоматического регулирования частоты и перетоков мощности, должны удовлетворять следующим требованиям:

- абсолютная точность измерения частоты должна быть не хуже  $\pm 0,001$

Гц;

– точность измерения активной мощности энергоблока вторичного регулирования должна быть не хуже 1,0% от номинальной мощности энергоблока;

– точность измерения каждого из перетоков мощности по границам энергосистемы и энергообъединения (соответствующего района регулирования), входящего в состав суммарного внешнего перетока мощности, должна быть не хуже 1,0% его полного диапазона измерения;

– перетоки мощности на контролируемых линиях электропередачи должны измеряться по обоим концам линий;

– измерения перетоков мощности, контролируемых системой АРЧМ, должны дублироваться;

– объекты управления должны быть связаны с системами АРЧМ через прямые выделенные каналы связи.

## **8. ТЕХНИЧЕСКИЕ РЕКОМЕНДАЦИИ К СТАЦИОННЫМ УСТРОЙСТВАМ УПРАВЛЕНИЯ МОЩНОСТЬЮ НА ТЭС И ГЭС, УЧАСТВУЮЩИХ В АВТОМАТИЧЕСКОМ РЕГУЛИРОВАНИИ ЧАСТОТЫ И ПЕРЕТОКОВ МОЩНОСТИ**

8.1. Для целей автоматического вторичного регулирования следует привлекать маневренные автоматизированные гидравлические, гидроаккумулирующие, тепловые энергоблоки, способные к изменению мощности в пределах выделенного вторичного резерва под воздействием сигнала от центрального регулятора с заданной скоростью и удовлетворяющие следующим требованиям:

– измерение активной мощности энергоблока должно осуществляться с точностью не хуже 1%;

– переходный процесс изменения активной мощности должен носить апериодический характер без перерегулирования. Допускается отклонение от апериодического процесса изменения активной мощности без перерегулирования не более, чем на 1% от номинальной мощности.

8.2. Для проверки состояния и качества выполнения требований к системе регулирования должна проводиться непрерывная архивная регистрация всех необходимых для автоматического вторичного регулирования параметров энергоблока с дискретизацией по времени не более 1 секунды. Время регистрации должно быть привязано к единому астрономическому времени с точностью не хуже 1 секунды.

8.3. Процесс регулирования активной мощности при выполнении требований по вторичному регулированию должен проходить в автоматическом режиме без участия оперативного персонала станции в пределах заданных диапазонов вторичного регулирования.

## **9. ТЕХНИЧЕСКИЕ РЕКОМЕНДАЦИИ И ТРЕБОВАНИЯ ПО НАДЕЖНОСТИ И БЕЗОПАСНОСТИ СРЕДСТВ АВТОМАТИЧЕСКОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ ЧАСТОТЫ И ПЕРЕТОКОВ МОЩНОСТИ**

9.1. Средства АРЧМ должны удовлетворять следующим требованиям по надежности:

– должны использоваться резервированные, помехозащищенные, как правило, цифровые каналы передачи данных, имеющие надежность для каждого канала не ниже 99.99%. Обработка информации на промежуточных пунктах не должна создавать задержки либо искажения (снижения точности) передаваемой информации;

– программно-аппаратные комплексы АРЧМ должны иметь резервирование технических средств (горячий резерв), защиту от потери информации, от сбоев программного обеспечения и сбоев в системах сбора информации;

– терминалы АРЧМ на электростанциях вторичного регулирования должны быть защищены от приёма ложных команд телеуправления при сбоях в работе каналов телеуправления и в центральных регуляторах АРЧМ;

– терминалы АРЧМ на электрических станциях должны иметь резервирование технических средств, защиту от потери информации и от ложных команд при сбоях в системах АРЧМ, в каналах телеуправления.

9.2. Средства АРЧМ должны удовлетворять следующим требованиям по безопасности:

– должно быть обеспечено предотвращение несанкционированного доступа;

– безопасность должна обеспечиваться с помощью программно-технических средств, разделения ЛВС посредством системных фильтров и администрирования с определением уровня доступа;

– управление системой (ручной ввод параметров управления) должно осуществляться только авторизованными пользователями.

## **10. НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ**

[1] Правила и рекомендации по регулированию частоты и перетоков, утверждены Решением ЭЭС СНГ от 12 октября 2007 года, Протокол № 32.

[2] Методика определения величины и размещения резервов активной мощности для целей регулирования частоты и перетоков, утверждена Решением ЭЭС СНГ от 13 октября 2006 г., Протокол № 30.

[3] Методика мониторинга участия энергосистем стран СНГ и Балтии в регулировании частоты и перетоков активной мощности (в процессе разработки).

Приложение 6

**УТВЕРЖДЕНА**

Решением Электроэнергетического Совета СНГ  
Протокол N 35 от 29 мая 2009 года

Основные технические требования к параллельно работающим энергосистемам  
стран СНГ и Балтии

**МЕТОДИКА МОНИТОРИНГА  
УЧАСТИЯ ЭНЕРГОСИСТЕМ СТРАН СНГ И БАЛТИИ В  
РЕГУЛИРОВАНИИ ЧАСТОТЫ И ПЕРЕТОКОВ АКТИВНОЙ  
МОЩНОСТИ**

СОГЛАСОВАНА

решением КОТК

Протокол № 18 от 24-26 марта 2009 г.

Москва, 2009 г.

## ОГЛАВЛЕНИЕ

<b>1. ВВЕДЕНИЕ .....</b>	<b>3</b>
Область применения .....	3
Основания для разработки .....	3
Назначение и принципы.....	3
<b>2. ПОРЯДОК КОНТРОЛЯ УЧАСТИЯ ЭНЕРГОСИСТЕМ В РЕГУЛИРОВАНИИ ЧАСТОТЫ И ПЕРЕТОКОВ .....</b>	<b>4</b>
<b>3. ОБЪЕМ И ХАРАКТЕРИСТИКИ ИЗМЕРЕНИЙ ПАРАМЕТРОВ ДЛЯ МОНИТОРИНГА ЧАСТОТЫ И ПЕРЕТОКОВ .....</b>	<b>6</b>
<b>4. СПОСОБЫ ОЦЕНКИ УЧАСТИЯ ЭНЕРГОСИСТЕМ В РЕГУЛИРОВАНИИ ЧАСТОТЫ И ПЕРЕТОКОВ .....</b>	<b>11</b>
<b>5. РЕКОМЕНДАЦИИ ПО СПОСОБУ И ОБЪЕМУ ВЗАИМНОГО ОБМЕНА ДАНЫМИ МОНИТОРИНГА .....</b>	<b>21</b>
<b>6. ЛИТЕРАТУРА .....</b>	<b>22</b>

# **1. ВВЕДЕНИЕ**

## **Область применения**

В соответствии с настоящей методикой производится контроль участия каждой из параллельно работающих энергосистем стран СНГ и Балтии в регулировании частоты и перетоков активной мощности (далее – частоты и перетоков).

В соответствии с настоящей методикой должен осуществляться мониторинг выполнения энергосистемами действующих правил в части управления режимами по частоте и перетокам при параллельной работе.

Настоящая методика предназначена для организаций, осуществляющих оперативно-диспетчерское управление в параллельно работающих энергосистемах стран СНГ и Балтии (далее – субъекты оперативно-диспетчерского управления).

## **Основания для разработки**

Основанием для разработки методики являются решения 25-го и 26-го заседаний Электроэнергетического Совета (ЭЭС) СНГ о разработке основных технических требований к параллельно работающим энергосистемам стран СНГ и Балтии.

Необходимость мониторинга участия энергосистем в регулировании частоты и перетоков определена Правилами и рекомендациями по регулированию частоты и перетоков (далее – Правила), утвержденными Решением ЭЭС СНГ от 12 октября 2007 г.

## **Назначение и принципы**

Методикой определяются:

- порядок контроля и способы оценки участия энергосистем в регулировании частоты и перетоков;
- требования и рекомендации по необходимому объему измерений параметров режима для осуществления мониторинга;
- требования и рекомендации к характеристикам средств измерения, доставки и отображения параметров режима для осуществления мониторинга;

- алгоритмы расчета величин и параметров, требуемых для оценки участия энергосистем стран СНГ и Балтии в регулировании частоты и перетоков активной мощности;

- рекомендации по способу и объему взаимного обмена данными мониторинга между энергосистемами.

Методика разработана с использованием следующих принципов:

- параллельно работающие энергосистемы стран СНГ и Балтии осуществляют совместное регулирование частоты и перетоков в синхронной зоне в соответствии с принятыми Правилами;

- в энергосистемах стран СНГ и Балтии могут применяться любые организационно-технические решения, обеспечивающие выполнение требований по регулированию частоты и перетоков;

- для мониторинга участия энергосистем в регулировании частоты и перетоков могут применяться любые технические средства, удовлетворяющие требуемым характеристикам.

## **2. ПОРЯДОК КОНТРОЛЯ УЧАСТИЯ ЭНЕРГОСИСТЕМ В РЕГУЛИРОВАНИИ ЧАСТОТЫ И ПЕРЕТОКОВ**

Субъекты оперативно-диспетчерского управления должны осуществлять постоянный мониторинг участия своих электростанций и энергосистем в первичном, вторичном и третичном регулировании.

Субъект оперативно-диспетчерского управления в энергосистеме, выполняющей функцию общего вторичного регулирования, должен осуществлять мониторинг качества регулирования частоты в синхронной зоне.

При мониторинге первичного регулирования должна производиться оценка:

- реальной крутизны статической частотной характеристики (СЧХ) энергообъединения и каждой из энергосистем;

- качества реализации резервов нормированного первичного регулирования частоты (НПРЧ), быстродействия и стабильности функционирования систем первичного регулирования привлекаемых к НПРЧ энергоблоков и электростанций;

- качества участия энергоблоков и электростанций в общем первичном регулировании частоты (ОПРЧ) в пределах имеющихся возможностей регулирования при отклонениях частоты более  $\pm 0,2$  Гц от номинальной.

Необходимо фиксировать результаты мониторинга первичного регулирования для всех случаев относительно резкого (за период времени до 10 секунд) изменения частоты на величину 0,05 Гц и более, с накоплением статистики результатов мониторинга за календарный год.

Мониторинг нормированного первичного регулирования при отклонениях частоты за пределы мертвой зоны первичного регулирования ( $50 \pm 0,02$  Гц) в нормальных режимах осуществляется субъектами оперативно-диспетчерского управления самостоятельно.

При мониторинге вторичного регулирования должна производиться оценка качества:

- выполнения функций вторичного регулирования, реализуемых в данной энергосистеме;
- отработки заданий вторичного регулирования (автоматического и оперативного) на выделенных для этих целей электростанциях и энергоблоках.

Мониторинг вторичного регулирования должен производиться постоянно в процессе управления режимами энергосистем и энергообъединения по частоте и перетокам. При этом необходимо фиксировать все случаи отклонения частоты от номинальной на величину  $\pm 0,05$  Гц и более с накоплением статистики результатов мониторинга за календарный год.

В энергосистеме страны-участницы параллельной работы, ответственной за организацию общего вторичного регулирования, дополнительно должен быть организован постоянный контроль качества регулирования частоты с определением:

- средних значений частоты на получасовых интервалах, начинающихся каждую секунду, а также среднеквадратичных отклонений частоты на данных интервалах;
- максимальных и минимальных значений частоты за сутки, месяц, год;
- времени работы энергообъединения в диапазонах частот  $50 \pm 0,02$  Гц (мертвая зона первичного регулирования),  $50 \pm 0,05$  Гц (нормальный уровень) и  $50 \pm 0,2$  Гц (допустимый уровень);
- времени восстановления нормального уровня частоты и заданных суммарных внешних перетоков мощности районов регулирования, входящих в энергообъединение;

- отклонений синхронного (электрического) времени от астрономического нарастающим итогом за сутки, месяц, год.

Мониторинг третичного регулирования рекомендуется проводить странам-участницам параллельной работы для оценки своевременности отработки заданий (автоматических и оперативных) на изменение мощности электростанций и энергоблоков, используемых для третичного регулирования и восстановления вторичных резервов. При этом рекомендуется фиксировать все случаи невыполнения заданий по третичному регулированию с накоплением статистики случаев по месяцам и за календарный год.

### **3. ОБЪЕМ И ХАРАКТЕРИСТИКИ ИЗМЕРЕНИЙ ПАРАМЕТРОВ ДЛЯ МОНИТОРИНГА ЧАСТОТЫ И ПЕРЕТОКОВ**

Для целей мониторинга необходимо использовать измерения:

- частоты электрического тока в диспетчерских центрах субъектов оперативно-диспетчерского управления, на шинах электростанций и подстанций, на которых установлены регистраторы частоты требуемой точности;
- частоты вращения вала турбины энергоблоков, участвующих в НПРЧ;
- активной мощности энергоблоков и электростанций, участвующих в первичном, вторичном и третичном регулировании;
- планового задания активной мощности энергоблоку (электростанции), участвующему в регулировании, с учетом скорости его изменения;
- задания центральных регуляторов систем АРЧМ (вторичного задания) активной мощности энергоблоку (электростанции), участвующему в автоматическом вторичном регулировании;
- перетока активной мощности по линиям электропередачи, соединяющим районы регулирования;
- перетока активной мощности по линиям электропередачи и контролируемым сечениям, определенным соответствующими органами оперативно-диспетчерского управления как те, перегрузка которых перетоками активной мощности может привести к нарушению устойчивости синхронной работы;

- планового (заданного) значения суммарного внешнего перетока активной мощности энергосистемы (района регулирования);
- заданного значения перетока активной мощности по контролируемым сечениям.

Значения указанных параметров должны фиксироваться на энергообъектах с шагом не более 1-2 секунды и быть синхронизированы с астрономическим временем с точностью не хуже 0,1 секунды.

Для измерения частоты электрического тока следует использовать датчики, фиксирующие среднее за 1 секунду значение частоты основной гармоники напряжения в сети с дискретностью 0,001 Гц (1 мГц).

Частота электрического тока должна измеряться на одной из фаз.

Абсолютная точность измерения частоты должна быть не хуже 0,001 Гц (1 мГц).

Измерение частоты в соответствующем диспетчерском центре должно производиться датчиками, подключенными к сети переменного тока собственных нужд, имеющей постоянную надёжную синхронную связь с питающим центром энергосистемы без перевода на систему гарантированного питания.

При этом измерение частоты должно дублироваться быстродействующими телеизмерениями (с периодом обновления и передачи 1-2 секунды) в контрольных точках энергосистемы - на секциях шин крупных электростанций и подстанций.

Датчики частоты должны быть сертифицированы в качестве средства контроля качества электроэнергии органами метрологического контроля и аттестации стран-участниц параллельной работы.

Частота вращения вала турбины энергоблоков, участвующих в НПРЧ, должна определяться с точностью не хуже 0,01 Гц (10 мГц).

Для мониторинга нормированного первичного и автоматического вторичного регулирования необходимо использовать измерения активной мощности энергоблоков, производимые следующим образом:

- Датчики мощности должны подключаться к измерительным трансформаторам тока и напряжения на шинах генератора;

- Датчики мощности должны рассчитывать полную (по трем фазам) среднюю (действующую) активную мощность с интервалом усреднения 1 секунда; моментом выполнения измерения считается время конца каждого интервала усреднения;
- Для расчетов должна использоваться основная гармоника напряжения и тока;
- Абсолютная точность измерения мощности должна быть не хуже 1,0% номинальной мощности энергоблока;
- Разрешающая способность (дискретность) измерения и фиксации мощности в системах мониторинга должна быть не хуже 0,1% номинальной мощности энергоблока.

Для мониторинга общего первичного, оперативного вторичного и третичного регулирования необходимо использовать измерения активной мощности энергоблоков и электростанций, производимые следующим образом:

- Датчики мощности должны подключаться к измерительным трансформаторам тока и напряжения на шинах генераторов;
- Датчики мощности должны рассчитывать среднюю (действующую) активную мощность с интервалом усреднения не более 1 секунды; для расчетов должна использоваться основная гармоника напряжения и тока;
- Совокупная погрешность канала измерения мощности должна быть не хуже 2,0% от номинальной мощности энергоблока (электростанции);
- Дискретность измерения и фиксации мощности (разрешающая способность) в системах мониторинга на электростанциях и в диспетчерских центрах должна быть не хуже 0,2% от номинальной мощности энергоблока (электростанции).

Значения плановых и внеплановых заданий активной мощности энергоблоков (электростанций) должны фиксироваться с точностью и дискретностью, установленными в соответствующих системах управления (центральных регуляторах систем АРЧМ, САУМ энергоблоков, ГРАМ ГЭС и т.д.).

Для мониторинга первичного и вторичного регулирования необходимо использовать измерения перетока активной мощности по линиям электропередачи, соединяющим районы регулирования, а также по контролируемым сечениям, производимые следующим образом:

- Датчики мощности должны подключаться к измерительным трансформаторам тока и напряжения контролируемой связи с возможностью перевода на резервные трансформаторы напряжения;
- Датчики мощности должны рассчитывать полную (по трем фазам) среднюю (действующую) активную мощность, передаваемую по связи, с интервалом усреднения 1 секунда;
- Для расчетов должна использоваться основная гармоника напряжения и тока;
- Совокупная погрешность канала мощности должна быть не хуже 1,0% от полного диапазона измерения датчика, согласованного с номинальной пропускной способностью контролируемой связи;
- Дискретность (разрешающая способность) измерения мощности должна быть не хуже 0,1% от полного диапазона измерения датчика.

Телеизмерения перетоков активной мощности по линиям электропередачи, соединяющим районы регулирования, а также по контролируемым сечениям должны передаваться в соответствующие диспетчерские центры с периодом обновления и передачи 1-2 секунды по дублированным каналам связи (основному и резервному).

Измерения перетоков активной мощности по линиям электропередачи, соединяющим районы регулирования, должны передаваться в диспетчерские центры с обоих концов линии, чем обеспечивается дублирование телеизмерений перетоков. При этом в качестве основного принимается телеизмерение перетока со «своего» объекта, в качестве резервного – с объекта смежного района регулирования.

По данным измерений перетоков активной мощности должны вычисляться и фиксироваться как отдельные измерения:

- суммарные перетоки в контролируемых сечениях как сумма синхронизированных по времени измерений активных мощностей по линиям электропередачи, входящим в сечения;

- суммарный внешний переток энергосистемы (района регулирования)  $P_{вн}$  как алгебраическая сумма синхронизированных по времени перетоков по всем линиям электропередачи и трансформаторам связи одной энергосистемы (одного района регулирования) с другими энергосистемами (районами регулирования). Суммарный внешний переток положителен при приеме мощности в энергосистему (район регулирования).

Системы сбора, передачи и отображения данных, используемые для мониторинга частоты и перетоков, не должны ухудшать указанных характеристик измерений параметров.

К задаваемым параметрам для мониторинга относятся:

- уставка по частоте систем автоматического вторичного регулирования ( $f_0$ ), Гц;
- плановые значения (уставки) контролируемых перетоков ( $P_0$ ), МВт;
- полный диапазон изменения контролируемого перетока ( $P_D$ ), МВт;
- крутизна СЧХ энергосистемы ( $\sigma_{зд}$ ), МВт/Гц;
- коэффициент частотной коррекции энергосистемы (района регулирования), энергообъединения ( $K_{ч}$ ), МВт/Гц;
- номинальные мощности энергоблоков и электростанций, участвующих в регулировании, ( $P_{ном}$ ), МВт;
- статизм первичного регулирования энергоблоков и электростанций ( $S\%$ );
- верхняя и нижняя границы мертвой зоны первичного регулирования энергоблоков и электростанций ( $f_v$  и  $f_n$ ), Гц;
- допустимое отклонение фактической мощности от суммарного задания энергоблоков и электростанций ( $\Delta P_{доп}$ ), % или МВт;
- допустимая задержка изменения мощности энергоблоков и электростанций при первичном регулировании ( $\Delta t_{пр}$ ), сек.;
- резервы первичного и вторичного регулирования энергоблоков и электростанций на загрузку и разгрузку;
- верхняя и нижняя границы диапазона автоматического регулирования энергоблоков и электростанций.

К вычисляемым параметрам для мониторинга относятся:

- отклонения частоты относительно номинальной (заданной);
- абсолютные отклонения частоты на заданном периоде времени;
- задания первичных регуляторов (первичное задание) энергоблоков и электростанций;
- суммарные задания по активной мощности энергоблоков и электростанций ( $P_{\Sigma}$ );
- отклонения суммарного задания и фактической мощности энергоблоков и электростанций;
- заданные значения суммарного внешнего перетока энергосистемы (района регулирования);

- отклонения фактических значений контролируемых перетоков от заданных значений.

#### **4. СПОСОБЫ ОЦЕНКИ УЧАСТИЯ ЭНЕРГОСИСТЕМ В РЕГУЛИРОВАНИИ ЧАСТОТЫ И ПЕРЕТОКОВ**

##### **4.1. Мониторинг первичного регулирования.**

Мониторинг первичного регулирования выполняется при фиксации случаев резкого (скачкообразного) изменения частоты в энергосистеме по данным измерений частоты электрического тока или частоты вращения вала турбины энергоблоков.

Для всех зафиксированных случаев резкого (скачкообразного) изменения частоты на величину  $\pm 0,05$  Гц и более необходимо:

- Определить интервал времени для фиксации, обработки и сохранения данных мониторинга;
- Сопоставить синхронизированные по времени измерения активной мощности суммарного внешнего перетока энергосистемы с измерениями частоты на указанном интервале времени;
- Определить наличие либо отсутствие небаланса мощности в своей энергосистеме;
- При наличии небаланса мощности в своей энергосистеме определить его величину по оперативным данным;
- Определить крутизну СЧХ энергосистемы на первых 30 секундах переходного процесса от момента резкого изменения частоты (до начала влияния вторичного регулирования) с оценкой соответствия фактической и заданной крутизны СЧХ энергосистемы;
- Оценить на первых 30 секундах переходного процесса от момента резкого изменения частоты степень влияния энергоблоков (электростанций), участвующих в НПРЧ, на изменение суммарного внешнего перетока энергосистемы;
- При необходимости выполнить расчет на указанном интервале времени значений суммарного задания по активной мощности энергоблокам (электростанциям) с учетом их участия в первичном и вторичном регулировании;

- Сопоставить синхронизированные по времени измерения активной мощности энергоблоков (электростанций) со значениями их суммарного задания на указанном интервале времени с оценкой качества отработки энергоблоками (электростанциями) суммарного задания.

Интервал времени для фиксации, обработки и сохранения данных мониторинга первичного регулирования должен охватывать как минимум 2-х минутный период до момента резкого изменения частоты и 15-ти минутный период после указанного момента (период возврата частоты в пределы задаваемой мертвой зоны НПРЧ ( $50 \pm 0,02$  Гц) средствами вторичного регулирования).

Наличие либо отсутствие небаланса мощности в своей энергосистеме, из-за которого возникло резкое изменение частоты, определяется по знаку соотношения:

$$\frac{\Delta P_{вн}}{\Delta f} \quad (1),$$

где  $\Delta P_{вн}$  – изменение суммарного внешнего перетока (обменной мощности) энергосистемы (положительно при увеличении приема мощности),

$$\Delta P_{вн} = P_{вн} - P_{вн0}, \text{ где:}$$

$P_{вн}$  – квазиустановившийся к 30-й секунде переходного процесса суммарный внешний переток (МВт),

$P_{вн0}$  – исходный суммарный внешний переток (МВт);

$\Delta f = f - f_{исх}$  – изменение частоты (положительно при повышении), Гц,

$f$  и  $f_{исх}$  – квазиустановившееся и исходное значения частоты, Гц.

Положительный знак соотношения (1) означает отсутствие в энергосистеме небаланса мощности, отрицательный – его наличие.

Крутизна СЧХ энергосистем, кроме энергосистемы, в которой зафиксирован небаланс мощности, определяется по формуле (1):

$$\sigma = \frac{\Delta P_{вн}}{\Delta f}, \text{ МВт/Гц,}$$

где  $\sigma$  - расчётное значение крутизны СЧХ энергосистемы.

Крутизна СЧХ энергосистемы, в пределах которой произошел небаланс мощности, определяется по формуле:

$$\sigma = \frac{\Delta P_{вн} + \Delta P_{нб}}{\Delta f}, \quad \text{МВт/Гц} \quad (2),$$

где  $\Delta P_{нб}$  – величина небаланса (определяется по оперативным данным, принимается положительной при избытке мощности).

Используемые при расчётах изменения внешнего перетока и частоты определяются как разность усреднённых значений соответствующего параметра за 30 секунд до (исходное значение) и за 20 секунд (в интервале от 10-ой до 30-ой секунды - квазиустановившееся значение) после момента начала скачкообразного изменения частоты.

Абсолютная и относительная разность фактической и заданной крутизны СЧХ энергосистемы, энергообъединения определяются по следующим формулам:

$$\Delta\sigma = \sigma - \sigma_{зд}, \quad \text{МВт/Гц} \quad (3),$$

$$\Delta\sigma\% = (\Delta\sigma/\sigma_{зд}) \times 100 \quad (4).$$

Крутизна СЧХ энергообъединения определяется по формуле:

$$\sigma = \frac{\Delta P_{нб}}{\Delta f}, \quad \text{МВт/Гц} \quad (5).$$

По результатам ежегодной статистики зафиксированных случаев отклонения частоты определяются максимальное, минимальное и среднее значения крутизны СЧХ энергосистемы, энергообъединения и производится оценка их отклонений от заданной крутизны СЧХ энергосистемы, энергообъединения.

Принимается, что первичное регулирование в энергосистеме является удовлетворительным, если среднее за год значение крутизны СЧХ энергосистемы отличается от заданного значения не более, чем на 10%, а максимальное и минимальное значения крутизны СЧХ энергосистемы отличаются от среднегодового не более, чем на 30%.

Принимается, что первичное регулирование в энергообъединении является удовлетворительным, если:

- среднее за год значение крутизны СЧХ энергообъединения отличается от заданного значения не более, чем на 10%, а максимальное и минимальное значения крутизны СЧХ отличаются от среднегодового не более, чем на 30%;

- квазиустановившиеся отклонения частоты от номинальной не превышали  $50 \pm 0,2$  Гц при небалансах мощности, не превышающих аварийный расчетный небаланс.

Для анализа качества первичного регулирования в энергосистеме необходимо производить оценку степени влияния электростанций энергосистемы на изменение суммарного внешнего перетока энергосистемы и величину крутизны ее СЧХ.

Для оценки степени влияния энергоблоков (электростанций) на изменение суммарного внешнего перетока энергосистемы определяется сумма отклонений их фактической мощности ( $\Delta P_{\Sigma}$ ) на первых 30 секундах переходного процесса от момента резкого изменения частоты:

$$\Delta P_{\Sigma} = \sum_i^N \Delta P_i, \text{ МВт}, \quad (6)$$

где  $\Delta P_i$  – изменение активной мощности энергоблока (электростанции) при первичном регулировании (положительно при снижении частоты),

$\Delta P_i = P_{\Sigma i} - P_{\Sigma i0}$ , где:

$P_{\Sigma i}$  – квазиустановившееся к 30-й секунде переходного процесса значение мощности  $i$ -го энергоблока (электростанции), МВт;

$P_{\Sigma i0}$  – исходная мощность  $i$ -го энергоблока (электростанции), МВт;

$N$  – количество контролируемых энергоблоков (электростанций).

Используемое при расчётах изменение мощности энергоблоков (электростанций) определяется как разность усреднённого значения мощности за 30 секунд до (исходное значение) и за 20 секунд (в интервале от 10-й до 30-й секунды - квазиустановившееся значение) после момента начала скачкообразного изменения частоты.

Также по (6) может быть определено суммарное участие в первичном регулировании энергоблоков (электростанций) определенной группы:

- входящих в выделенную группу для участия в НПРЧ ( $\Delta P_{\Sigma \text{нпрч}}$ );
- входящих в группу ОПРЧ ( $\Delta P_{\Sigma \text{опрч}}$ );
- входящих в группу определенного типа (ТЭС, ГЭС, АЭС) и т.д.

Степень влияния всех энергоблоков (электростанций), а также их отдельных групп на изменение суммарного внешнего перетока энергосистемы определяется отношениями:

$$V_{\Sigma \text{ группы}} \% = (\Delta P_{\text{вн}} / \Delta P_{\Sigma \text{ группы}}) \times 100 \quad (7)$$

для всех энергосистем, кроме энергосистемы, в которой зафиксирован небаланс мощности;

$$V_{\Sigma \text{ группы}} \% = ((\Delta P_{\text{вн}} + \Delta P_{\text{нб}}) / \Delta P_{\Sigma \text{ группы}}) \times 100 \quad (8)$$

для энергосистемы, в которой зафиксирован небаланс мощности.

При зафиксированном неудовлетворительном качестве первичного регулирования в энергосистеме (по значениям крутизны СЧХ) необходимо произвести корректировку степени влияния электростанций энергосистемы на величину крутизны ее СЧХ в сторону увеличения или уменьшения путем соответствующей корректировки характеристик НПРЧ.

Качество участия энергоблоков (электростанций) в первичном и вторичном регулировании оценивается по точности отработки требуемого суммарного задания по активной мощности.

Суммарное задание активной мощности энергоблоку (электростанции) для целей анализа определяется, как:

$$P_{\Sigma}(t) = P_{\text{пл}}(t) + P_{\text{пр}}(t - \Delta t_{\text{пр}}) + P_{\text{вр}}(t) \text{ [МВт]}, \quad (9)$$

где:  $t$  – текущее время;

$P_{\text{пл}}(t)$ , МВт – текущее плановое задание активной мощности;

$P_{\text{пр}}(t - \Delta t_{\text{пр}})$ , МВт – требуемое первичное задание с учетом допустимой задержки его отработки энергоблоком (электростанцией);

$P_{\text{вр}}(t)$ , МВт – текущее вторичное задание, поступившее для отработки в систему регулирования мощности энергоблока (электростанции) от регулятора системы АРЧМ.

Если энергоблок (электростанция) участвует только в первичном регулировании, то  $P_{\text{вр}} = 0$ .

Требуемое первичное задание определяется как:

$$P_{\text{пр}} = - \frac{2}{S\%} \cdot P_{\text{ном}} \cdot \Delta f_{\text{р}} \quad [\text{МВт}], \quad (10)$$

где:  $S\%$  - заданный статизм первичного регулирования, значение статизма принято положительным;

$P_{\text{ном}}$ , МВт – номинальная мощность энергоблока (электростанции);

$\Delta f_{\text{р}}$ , Гц – расчетное отклонение частоты от номинальной;

При этом расчетное отклонение частоты:

- $\Delta f_{\text{р}} = 0$  при нахождении частоты в пределах мертвой зоны первичного регулирования ( $f_{\text{н}} \geq F \geq f_{\text{в}}$ );
- соответствует отклонению частоты от ближайшей границы мертвой зоны в остальных случаях:
  - $\Delta f_{\text{р}} = F - f_{\text{в}}$  при повышенной частоте;
  - $\Delta f_{\text{р}} = F - f_{\text{н}}$  при пониженной частоте,

где  $F$  – текущее значение частоты.

Расчетное отклонение частоты положительно при повышенной частоте, отрицательно при пониженной.

Для корректной оценки участия энергоблоков (электростанций) в первичном регулировании частоты в алгоритме оценки необходимо использовать максимальные и минимальные значения требуемого первичного задания  $P_{\text{прМакс}}$  и  $P_{\text{прМин}}$ , определенные на интервале времени  $(t - \Delta t_{\text{пр}}) \div t$ :

$$P_{\text{прМакс}} = - \frac{2}{S\%} \cdot P_{\text{ном}} \cdot \Delta f_{\text{рМин}} \quad [\text{МВт}] \quad (11)$$

и

$$P_{\text{прМин}} = - \frac{2}{S\%} \cdot P_{\text{ном}} \cdot \Delta f_{\text{рМакс}} \quad [\text{МВт}], \quad (12)$$

где:  $\Delta f_{\text{рМакс}}$ , Гц – максимальное значение отклонения частоты от ближайшей границы мертвой зоны на интервале  $(t - \Delta t_{\text{пр}}) \div t$ ;

$\Delta f_{\text{рМин}}$ , Гц – минимальное значение отклонения частоты от ближайшей границы мертвой зоны на интервале  $(t - \Delta t_{\text{пр}}) \div t$ .

При выходе частоты за пределы заданной мертвой зоны первичного регулирования определяются границы значений суммарных заданий мощности в пределах от  $P_{\Sigma\text{мин}}$  до  $P_{\Sigma\text{макс}}$  на интервалах  $(t - \Delta t_{\text{пр}}) \div t$ :

$$\begin{aligned} P_{\Sigma\text{макс}} &= P_{\text{пл}} + P_{\text{прМакс}} + P_{\text{вр}} \quad [\text{МВт}] \\ P_{\Sigma\text{мин}} &= P_{\text{пл}} + P_{\text{прМин}} + P_{\text{вр}} \quad [\text{МВт}]. \end{aligned} \quad (13)$$

При нахождении частоты в пределах мертвой зоны первичного регулирования  $P_{\text{прМакс}}=P_{\text{прМин}}=0$ , а  $P_{\Sigma\text{Макс}}=P_{\Sigma\text{Мин}}=P_{\Sigma}$ .

Фактическая мощность энергоблока (электростанции) должна соответствовать суммарному заданию в указанных границах значений с отклонением от них не более допустимого отклонения  $\Delta P_{\text{доп}}$  (по умолчанию принимается равным  $\pm 1\% P_{\text{ном}}$ ) с учетом следующих ограничений:

- величина требуемого первичного задания не превышает заданного резерва НПРЧ (или имеющегося резерва автоматического регулирования при оценке ОПРЧ);
- величина вторичного задания не превышает заданного резерва вторичного регулирования;
- величина суммарного задания находится в пределах диапазона автоматического регулирования энергоблоков и электростанций.

По результатам ежегодной статистики зафиксированных случаев отклонения частоты выполняется оценка качества отработки энергоблоками (электростанциями) суммарного задания на рассматриваемых интервалах времени с определением соответствия энергоблоков (электростанций) требованиям по НПРЧ и ОПРЧ.

При этом оценка качества участия энергоблоков (электростанций) в ОПРЧ производится для случаев отклонения частоты более  $\pm 0,2$  Гц.

#### **4.2. Мониторинг вторичного регулирования.**

Мониторинг вторичного регулирования должен производиться органами оперативно-диспетчерского управления постоянно в процессе управления режимами энергосистем и реализуемых при этом функций:

- общего вторичного регулирования (регулирования частоты в энергообъединении);
- регионального вторичного регулирования (регулирования заданного внешнего перетока энергосистемы с коррекцией по частоте);
- ограничения перетоков по контролируемым сечениям.

Мониторинг **общего** вторичного регулирования должен осуществляться:

- путем сопоставления измерений частоты электрического тока с плановым значением (уставкой) частоты;
- путем сопоставления измерений мощности электростанций (энергоблоков) вторичного регулирования с их суммарным заданием, определенным по (9);
- путем контроля качества регулирования частоты.

Заданные значения суммарного внешнего перетока энергосистемы для целей вторичного регулирования должны вычисляться с периодом 1-5 секунд и фиксироваться как отдельные измерения:

$$P_{\text{внЗд}i} = P_{\text{вн0}} - K_{\text{ч}} \times \Delta f_i, \text{ МВт}, \quad (14)$$

где:  $P_{\text{вн0}}$  – плановое значение (уставка) суммарного внешнего перетока, МВт;

$\Delta f_i = f_i - f_0$  – отклонение текущего измеренного значения частоты  $f_i$  от заданного значения  $f_0$  (нормально – 50,0 Гц или  $50 \pm 0,01$  Гц в периоды коррекции синхронного времени);

$K_{\text{ч}}$  – заданный коэффициент частотной коррекции, МВт/Гц;

$K_{\text{ч}} \times \Delta f_i$  – текущая частотная коррекция, МВт.

С целью контроля качества частоты по измерениям частоты электрического тока ( $f_i$ ) должны определяться:

- Значения частоты в соответствии с требованием ГОСТ 13109-97 Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения (средние значения за 20 сек. ( $f_{\text{гост } i}$ ));

- Средние значения частоты по формуле:

$$f_{\text{ср}} = \sum_1^n f_{\text{гост } i} / n, \quad (15)$$

с отклонениями соответствующих средних значений частоты от номинальной:

$$\Delta f_{\text{ср}} = f_{\text{ср}} - 50,000;$$

- Среднеквадратические отклонения частоты по формуле:

$$\sigma_{cp} = \sqrt{\sum_1^n f_{гості}^2 / n - (\sum_1^n f_{гості} / n)^2} \quad (16);$$

- Отклонение синхронного (электрического) времени от астрономического на текущий момент нарастающим итогом за сутки, месяц, год по формуле:

$$\Delta T = \sum_1^n \Delta f_{гості} \cdot 0,02 \cdot \Delta t \quad (17),$$

где  $\Delta T$  – отклонение электрического времени от астрономического за период времени (астрономический) 1 сутки (1 месяц, 1 год);

$\Delta t = 20$  сек.;

$n$  – количество интервалов  $\Delta t$  в отчетном периоде (1 сутки, ...).

**Общее** вторичное регулирование в энергообъединении считается удовлетворительным, если:

1) в нормальных режимах работы энергообъединения абсолютные значения частоты электрического тока находятся в пределах  $50 \pm 0,05$  Гц, а средние значения частоты за любые 30 минут находятся в пределах  $50 \pm 0,01$  Гц,

2) при расчетных небалансах мощности в энергообъединении возврат частоты в пределы  $50 \pm 0,05$  Гц осуществляется менее, чем за 15 минут,

3) отклонение электрического времени от астрономического за период времени (астрономический) 1 сутки (1 месяц, 1 год) не превышает  $\pm 20$  секунд.

Мониторинг **регионального** вторичного регулирования должен осуществляться:

- путем сопоставления измерений суммарного внешнего перетока энергосистемы с заданными значениями (14);

- путем сопоставления измерений мощности электростанций (энергоблоков) вторичного регулирования с их суммарным заданием, определенным по (9) с учетом вторичного задания.

**Региональное** вторичное регулирование в энергосистеме считается удовлетворительным, если:

1) в нормальных режимах работы энергосистемы абсолютные значения отклонений суммарного внешнего перетока энергосистемы от заданного значения находятся в пределах  $\pm 5\%$  полного диапазона изменения суммарного внешнего перетока энергосистемы ( $P_{Дэс}$ ), а средние за любые 30 минут значения отклонений суммарного внешнего перетока энергосистемы от заданного находятся в пределах  $\pm 2\% P_{Дэс}$ ;

2) при расчетных небалансах мощности в энергосистеме отклонение суммарного внешнего перетока от заданного входит в пределы  $\pm 5\% P_{Дэс}$  менее, чем за 15 минут.

Параметры, определяемые для контроля качества частоты, должны сохраняться органом оперативно-диспетчерского управления энергосистемы страны-участницы параллельной работы, ответственной за организацию общего вторичного регулирования, в течение как минимум 1-го года.

Остальные параметры мониторинга участия энергообъединения, энергосистем и энергоблоков (электростанций) во вторичном регулировании должны сохраняться органами оперативно-диспетчерского управления стран-участниц параллельной работы в течение как минимум 1-го года для всех случаев выхода частоты за пределы  $50 \pm 0,05$  Гц.

### **4.3. Мониторинг ограничения перетоков**

Мониторинг **ограничения перетоков** по контролируемым сечениям должен осуществляться:

- путем сопоставления измерений перетоков по контролируемым сечениям энергосистемы с заданными уставками;

- путем сопоставления измерений мощности электростанций (энергоблоков) вторичного регулирования, привлекаемых для ограничения перетоков, с их суммарным заданием, определенным по (9) с учетом вторичного задания.

Данные мониторинга вторичного регулирования должны сохраняться в течение как минимум 1 года для всех случаев превышения уставок по контролируемым связям (сечениям).

**Ограничение перетоков** считается удовлетворительным, если каждое зафиксированное за год превышение уставки по контролируемой связи (сечению) было ликвидировано за время не более 20 минут.

#### **4.4. Мониторинг третичного регулирования**

Мониторинг третичного регулирования мощности должен осуществляться путем сопоставления измерений мощности электростанций (энергоблоков) третичного регулирования с их суммарным заданием, определенным по (9).

Данные мониторинга третичного регулирования рекомендуется сохранять в течение как минимум 1 года.

Интервал времени для сохранения данных мониторинга третичного регулирования должен охватывать период с момента отдачи команды на изменение мощности энергоблоков (электростанций) третичного регулирования до требуемого момента исполнения команды.

### **5. РЕКОМЕНДАЦИИ ПО СПОСОБУ И ОБЪЕМУ ВЗАИМНОГО ОБМЕНА ДАННЫМИ МОНИТОРИНГА**

Взаимный обмен данными мониторинга между энергосистемами должен быть достаточен для:

- определения места и величины возникающих небалансов мощности, в результате которых отклонения частоты превышают  $50 \pm 0,05$  Гц, и отклонения суммарного внешнего перетока энергосистемы от заданного значения превышают  $\pm 500$  МВт;

- определения актуальной крутизны СЧХ энергообъединения и ее составляющих по каждой энергосистеме;

- оценки качества регулирования частоты в синхронной зоне;

- выявления причин несоответствия фактических показателей качества регулирования частоты и перетоков требуемым значениям.

Рекомендуется публиковать на специальном технологическом web-сайте с авторизованным доступом участников от энергосистем следующие данные по всем зафиксированным случаям мониторинга:

- описание событий при отклонении частоты, превышающем  $\pm 0,05$  Гц – дату и время возникновения небалансов мощности, их величину и место возникновения;

- описание случаев превышения перетоками мощности по контролируемым связям (сечениям) заданных уставок;

- интервалы времени для мониторинга и расчетные величины отклонения частоты;

- плановые и фактические значения частоты и суммарного внешнего перетока энергосистемы (района регулирования) в табличном и графическом виде;

- расчетные значения крутизны СЧХ энергосистем и энергообъединения при небалансах мощности;

- показатели качества регулирования частоты и перетоков в табличном и графическом виде.

Субъекты оперативно-диспетчерского управления энергосистем стран-участниц параллельной работы должны подготовить данные мониторинга в минимально возможные сроки с последующей публикацией данных мониторинга в течение одного рабочего дня.

Порядок создания, поддержки и доступа к сайту мониторинга участия энергосистем стран СНГ и Балтии в регулировании частоты и перетоков активной мощности, а также регламент и отчетные формы предоставления данных мониторинга должны определяться отдельным соглашением в рамках КОТК.

## **6. ЛИТЕРАТУРА**

- 1) Концепция регулирования частоты и перетоков в энергообъединении стран СНГ и Балтии, утвержденная Решением ЭЭС СНГ от 27 октября 2005 г.
- 2) Правила и рекомендации по регулированию частоты и перетоков, утвержденные Решением ЭЭС СНГ от 12 октября 2007 г.
- 3) Методика определения величины и размещения резервов активной мощности для целей регулирования частоты и перетоков, утвержденная Решением ЭЭС СНГ от 13 октября 2006 г.

- 4) Стандарт ОАО РАО «ЕЭС России» от 01.11.2007 Оперативно-диспетчерское управление в электроэнергетике. Регулирование частоты и потоков активной мощности в ЕЭС и изолированно работающих энергосистемах России. Требования к организации и осуществлению процесса, техническим средствам, утвержденный Приказом ОАО РАО «ЕЭС России» от 31.08.2007 № 535.
- 5) UCTE Operation Handbook – Policy 1: Load-Frequency Control and Performance (Final policy 2.2 E, 20.07.2004).

Приложение 7

**УТВЕРЖДЕНЫ**

Решением Электроэнергетического Совета СНГ  
Протокол N 35 от 29 мая 2009 года

**ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ ПО СИСТЕМЕ ПРОТИВОАВАРИЙНОЙ  
АВТОМАТИКИ ЭНЕРГООБЪЕДИНЕНИЯ ЕЭС/ОЭС**

**СОГЛАСОВАНЫ**

решением КОТК

Протокол № 18 от 24-26 марта 2009 г.

2009

## ОГЛАВЛЕНИЕ

<b>1. Общие положения .....</b>	<b>4</b>
<b>2. Основные термины, определения и сокращения .....</b>	<b>4</b>
2.1. Термины и определения.....	4
2.2. Используемые сокращения.....	12
<b>3. Организация системы противоаварийной автоматики энергообъединения ЕЭС/ОЭС.....</b>	<b>13</b>
3.1. Принципы противоаварийного управления в энергообъединении ЕЭС/ОЭС .....	13
3.1.1. Скоординированное совместное действие комплексов ПА нескольких энергосистем.....	13
3.1.2. Ограничение распространения аварийного режима за границы одной энергосистемы. ....	13
3.1.3. Единые принципы организации автоматического ограничения снижения частоты в энергообъединении.....	13
3.1.4. Предотвращение развития и ликвидация асинхронного режима.....	14
3.2. Задачи и функции системы противоаварийной автоматики энергообъединения ЕЭС/ОЭС .....	14
3.3. Функции организаций, осуществляющих оперативно-диспетчерское управление в энергосистемах. ....	15
<b>4. Технические требования к устройствам ПА энергообъединения ЕЭС/ОЭС.....</b>	<b>16</b>
4.1. Общие требования .....	16
4.2. Требования к устройствам, входящим в структуру ПА энергообъединения ЕЭС/ОЭС .....	16
4.2.1. Устройства ПА на линиях электропередачи (ЛЭП).....	16
4.2.2. Устройства ПА на автотрансформаторах (АТ) .....	17
4.2.3. Устройства ПА на энергоблоках ТЭС и гидрогенераторах (агрегатах) ГЭС (ГАЭС).....	17
4.2.4. Устройства ПА на подстанциях электроэнергетических объектов и на подстанциях потребителей электроэнергетики .....	18
<b>5. Технические требования к составу и передаче телеинформации с объектов энергосистем, а также к каналам передачи аварийных и управляющих команд, необходимым для функционирования ПА энергообъединения ЕЭС/ОЭС.....</b>	<b>18</b>
5.1. Типовой состав телеизмерений параметров оборудования и присоединений распределительных устройств подстанций 110 кВ и выше .....	18
5.2. Типовой состав телесигнализации на подстанциях 110 кВ и выше.....	19
5.3. Типовой состав телеизмерений параметров оборудования и присоединений на электростанциях .....	19
5.4. Типовой состав телесигнализации на электростанциях .....	19
5.5. Требования к параметрам передачи телеинформации.....	19

5.6. Технические требования по организации каналов связи.....	20
<b>Приложение 1 .....</b>	<b>22</b>
<b>Типовая настройка АОСЧ.....</b>	<b>22</b>
<b>Приложение 2.....</b>	<b>23</b>
<b>Регламент взаимодействия организаций, осуществляющих оперативно-диспетчерское управление в энергосистемах стран СНГ и Балтии, по эксплуатации системы ПА энергообъединения ЕЭС/ОЭС.....</b>	<b>23</b>
<b>Регламент взаимодействия организаций, осуществляющих оперативно-диспетчерское управление в энергосистемах стран СНГ и Балтии, по развитию системы ПА энергообъединения ЕЭС/ОЭС. ....</b>	<b>24</b>

## 1. Общие положения

1.1. Настоящий документ «Общие положения по системе противоаварийной автоматики энергообъединения ЕЭС/ОЭС» (далее – Положения) устанавливает общие принципы построения, эксплуатации и развития системы противоаварийной автоматики энергообъединения ЕЭС/ОЭС.

1.2. Положения определяют технические требования к устройствам ПА и системе сбора и передачи информации, необходимой для функционирования ПА.

1.3. Положения устанавливают Регламенты взаимодействия организаций, осуществляющих оперативно-диспетчерское управление в энергосистемах стран СНГ и Балтии по построению, эксплуатации и развитию системы ПА энергообъединения ЕЭС/ОЭС.

1.4. Положения рассматриваются и при необходимости корректируются Комиссией по оперативно-технологической координации совместной работы энергосистем стран СНГ и Балтии (КОТК), функционирующей в рамках Электроэнергетического Совета СНГ.

1.5. Порядок ввода в действие Положений устанавливается Электроэнергетическим Советом СНГ по представлению КОТК.

1.6. Положения предназначены для организаций, осуществляющих оперативно-диспетчерское управление в энергосистемах стран СНГ и Балтии, проектных, научно-исследовательских и других организаций стран СНГ и Балтии, осуществляющих исследование, разработку и проектирование систем и устройств противоаварийной автоматики электроэнергетических систем.

1.7. Участие субъектов параллельной работы в организации разработки и эксплуатации системы ПА энергообъединения ЕЭС/ОЭС определяется взаимосогласованными договорами и данными Положениями.

## 2. Основные термины, определения и сокращения

### 2.1. Термины и определения

*Энергообъединение ЕЭС/ОЭС (interconnected power system)* – объединение энергосистем стран СНГ и Балтии, работающих параллельно.

*Субъекты параллельной работы (subjects of parallel operation)* – энергосистемы стран СНГ и Балтии, работающие параллельно в энергообъединении ЕЭС/ОЭС на основании межгосударственных договоров

и соглашений.

**Противоаварийная автоматика** (*Emergency control*) – автоматические устройства, предназначенные для ограничения развития и ликвидации аварийных режимов в энергосистеме.

**Противоаварийная автоматика энергообъединения ЕЭС/ОЭС** – комплекс ПА межсистемного назначения, входящий в состав ПА субъектов параллельной работы и обеспечивающий необходимый уровень живучести и согласованные субъектами параллельной работы величины максимально допустимых перетоков по межсистемным связям.

**Автоматическое противоаварийное управление** (*Emergency control*) – управление режимом энергосистемы посредством специальных автоматических устройств, цель которого заключается в предотвращении развития нарушений нормального режима, сопровождающихся высокой скоростью изменения его параметров, при которой неэффективны системы автоматического и оперативного управления нормальными режимами.

**Автоматическая частотная разгрузка энергосистем** (*Underfrequency load shedding*) – вид противоаварийной автоматики предотвращения снижения частоты с воздействиями на отключение заранее сформированных групп энергопринимающих установок потребителей электроэнергии от питающей электрической сети при понижении частоты в энергосистеме в целях недопущения развития частотной аварии и восстановления частоты в энергосистеме до допустимого уровня.

**Автоматика ограничения снижения напряжения** (*Automatic undervoltage protection*) – комплекс устройств ПА, обеспечивающий отключение заранее сформированных групп потребителей электроэнергии, отключение шунтирующих реакторов, управление РПН трансформаторов, УПК, БСК при аварийном снижении напряжения в энергосистеме или её части в целях предотвращения лавины напряжения, перегрузки и отключения генерирующего оборудования электростанций и питающих линий электропередачи, распространения аварии на смежные энергосистемы.

**Автоматическое отключение генератора / Отключение генератора** (*Generator automatic disconnection*) – вид управляющих воздействий ПА на отключение генератора (или нескольких генераторов) от электрической сети в результате действия автоматических устройств в целях:

- обеспечения устойчивости,
- ликвидации перегрузки оборудования энергосистемы и ввода режима в допустимую область,
- ограничения повышения частоты.

**Автоматическое отключение нагрузки / Отключение нагрузки** (*Load automatic disconnection*) – вид управляющих воздействий ПА на отключение заранее сформированных групп энергопринимающих установок потребителей от питающей электрической сети в результате действия автоматики в целях:

- сохранения устойчивости параллельной работы энергосистемы или отдельных ее частей,
- предотвращения возникновения лавины напряжения,
- ликвидации перегрузки оборудования энергосистемы и ввода режима в допустимую область,
- предотвращения аварийного снижения частоты,
- восстановления частоты после ее аварийного снижения.

**Автоматическое разделение энергосистемы / Деление энергосистемы** (*Automatic sub-division of power system*) – вид управляющих воздействий ПА на разделение энергосистемы на части в результате действия автоматических устройств в целях:

- предотвращения нарушения устойчивости параллельной работы электростанций и энергосистем в послеаварийном режиме;
- предотвращения нарушения динамической устойчивости параллельной работы электростанций;
- предотвращения и ликвидации асинхронного режима;
- предотвращения потери собственных нужд и останова генераторов электростанций при аварийном снижении частоты и/или напряжения в энергосистеме;
- предотвращения и ликвидации перегрузки основного оборудования электростанций и электрических сетей.

**Автоматика предотвращения нарушения устойчивости (АПНУ) энергосистемы (района управления)** (*Automatics of instability prevention in power system*) – энергосистемы (района управления) – автоматика, предназначенная для предотвращения нарушения устойчивости параллельной работы электростанций, энергосистем, устойчивости узлов двигательной нагрузки при аварийных возмущениях (АВ) и обеспечения в послеаварийных режимах нормативного запаса статической устойчивости, осуществляющая контроль режима района управления, фиксацию АВ, выбор и реализацию необходимых управляющих воздействий.

**Возмущение** (*Disturbance*):

**Аварийное** – внезапное изменение режима энергосистемы в результате короткого замыкания, непредвиденного отключения ЛЭП или силового оборудования ПС и электростанций из-за короткого замыкания, повреждения, ошибочных действий защиты, автоматики или персонала.

**Нормативное/расчетное** – возмущение из перечня нормативных возмущений, учитываемое при проектировании и настройке ПА.

**Дозировка управляющих воздействий** – процесс решения в устройстве АДВ задачи определения УВ для каждого пускового органа ПА или рассчитанная интенсивность управляющих воздействий.

**Длительная разгрузка / ограничение мощности турбины (ДРТ или ОМ)** – продолжительное (на время послеаварийного режима) уменьшение мощности турбины за счет прикрытия:

- регулирующих клапанов и соответствующего уменьшения паропроизводительности котла, осуществляемого через ЭПП и (или) МУТ

паровой турбины с соответствующим воздействием на системы регулирования котлов,

- направляющих аппаратов гидравлических турбин, осуществляемого через ГРАМ электростанции или МИЧО гидротурбин.

**Кратковременная (импульсная) разгрузка паровой турбины (ИРТ)** (*Short-time (pulsed) turbine off-loading*) – быстрое (за доли секунды) уменьшение мощности турбины за счет прикрытия регулирующих клапанов на период до нескольких секунд, осуществляемое путем подачи управляющего импульса на ЭГП.

**Комплекс противоаварийной автоматики** (*Complex of emergency automation*) – совокупность устройств противоаварийной автоматики, объединенных функциональной целостностью или районом управления.

**Межсистемная (межгосударственная) линия электропередачи** – линия электропередачи, непосредственно соединяющая электростанции или подстанции энергосистем, находящихся в различных государствах.

**Межсистемная (межгосударственная) связь** – совокупность межсистемных и примыкающих к ним линий электропередачи, совместно определяющих допустимые обмены мощностью между субъектами параллельной работы. Переток по межсистемной связи – межсистемный переток.

**Модель режима (энергосистемы) для противоаварийного управления** – математическое описание энергосистемы, используемое для анализа устойчивости, выбора вида и определения дозировки управляющих воздействий.

**Наброс мощности на связь в электрической сети** (*Load rise*) – быстрое (за секунды) увеличение передаваемой по связи электрической мощности, происходящее вследствие отключения какого-либо элемента электрической системы (генератора, линии, трансформатора).

**Допустимый наброс мощности на связь (связи)** – максимальная величина (величины) наброса мощности на связь (связи) по условиям обеспечения по ней (по ним) допустимой величины перетока в вынужденном режиме.

**Настройка устройства противоаварийной автоматики** – процесс приведения параметров устройства ПА в соответствие с заданием (параметрирование микропроцессорного устройства ПА).

**Небаланс мощности при разделении ЭС** – небаланс мощности, возникающий в частях энергосистемы после ее деления действием противоаварийной автоматики. Положительный небаланс мощности (избыток мощности) характеризуется превышением генерируемой мощности над потребляемой; отрицательный небаланс (дефицит мощности) – недостатком генерируемой мощности.

**Допустимый небаланс мощности** – максимальная величина (величины) небаланса мощности в энергосистеме по условиям обеспечения наброса мощности на связи других субъектов параллельной работы, не превышающего допустимого значения.

**Параметр режимный** – показатель, характеризующий режим энергосистемы: значения мощностей, напряжений, токов, частоты и т.п.

**Параметр ПА** – показатель, характеризующий условия работы противоаварийной автоматики: уставки срабатывания, пусковые органы, наличие телекоманд и пр.

**Разгрузка электропередачи (контролируемого сечения)** – процесс автоматического снижения мощности генераторов в избыточной части энергосистемы, увеличения мощности генераторов или снижения нагрузки в дефицитной части для ввода послеаварийного режима электропередачи в допустимую область или величина снижения мощности по электропередаче (контролируемому сечению) с помощью автоматического воздействия ПА на снижение мощности генераторов в избыточной части энергосистемы (ОГ) и на снижение нагрузки потребителей (ОН) и увеличение мощности генераторов (ЗГ, ВР) в дефицитной части.

**Режим:**

**Аварийный режим энергосистемы** – режим энергосистемы с параметрами, выходящими за пределы требований технических регламентов, возникновение и длительное существование которого представляет недопустимую угрозу жизни людей, повреждения оборудования и ведет к ограничению подачи электрической и тепловой энергии в значительном объеме.

**Асинхронный режим энергосистемы (Power system asynchronous condition)** – переходный режим энергосистемы (обычно кратковременный), характеризующийся несинхронным вращением части генераторов энергосистемы, сопровождающийся глубокими качаниями токов и напряжений.

**Вынужденный режим энергосистемы** – режим энергосистемы, при котором нагрузка некоторых сечений выше максимально допустимой, но не превышает аварийно допустимой.

**Доаварийный/предшествующий режим энергосистемы** - режим энергосистемы до возникновения возмущения.

**Аварийно допустимый переток** – наибольший допустимый переток по сечению в вынужденном режиме.

**Максимально допустимый переток** – наибольший допустимый переток по сечению в нормальном режиме.

**Нормальный режим** – режим энергообъединения ЕЭС/ОЭС, характеризующийся значениями перетоков мощности по межсистемным и

внутренним связям (сечениям), не превышающими максимально допустимых величин.

**Переходный режим энергосистемы** – режим, при котором на рассматриваемом интервале времени происходят изменения режимных параметров, соизмеримые с их исходными значениями.

**Установившийся режим энергосистемы** (*Steady state operational conditions of power system*) – режим энергетической системы, характеризующийся совокупностью постоянных условий и параметров на некотором интервале времени.

**Каскадная авария** (*Cascading failure*)- авария, распространяющаяся по энергосистеме в результате последовательного отключения действием РЗА, ПА электросетевого и/или станционного оборудования, вызванного возникновением недопустимого для оборудования режима.

**Утяжеленный режим энергосистемы** – режим энергетической системы, учитываемый при проектировании ЭС и ПА, характеризующийся неблагоприятным наложением ремонтов основного оборудования электростанций, электрических сетей в режимах максимальных или минимальных нагрузок. Общая продолжительность существования таких режимов в течение года не должна превышать 10% времени.

**Сброс мощности** (*Load drop*) – быстрое снижение электрической мощности генератора, электростанции, перетока мощности по ЛЭП (сечению), происходящее вследствие внезапного уменьшения нагрузки или короткого замыкания.

**Сечение** (полное) – совокупность таких сетевых элементов одной или нескольких связей, отключение которых приводит к полному разделению энергосистемы на две изолированные части.

**Сечение частичное** – совокупность сетевых элементов одной или нескольких связей, отключение которых не приводит к полному разделению энергообъединения (энергосистемы) на изолированные части.

**Сечение контролируемое** - сечение полное или частичное, по загрузке которого контролируется допустимый режим энергообъединения (энергосистемы).

**Сечение опасное** – сечение, по которому в аварийных режимах происходит нарушение синхронной работы между энергосистемами или их частями.

**Сигнал** (*Signal*) – совокупность несущего воздействия и передаваемой им информации.

#### **Схемы энергосистемы:**

– **Нормальная схема** – схема энергосистемы, в которой все сетевые элементы, генераторы, устройства РЗА и ПА, для которых определено состояние «в работе» в соответствии со схемой, обеспечивающей

нормальный режим и утвержденной в установленном порядке, включены и находятся в работе.

– **Ремонтная схема** – схема энергосистемы с отклонениями от нормальной схемы из-за отключенного в результате вывода в ремонт состояния одного или нескольких элементов электрической сети, генерации, устройств ПА.

**Устойчивость режима электроэнергетической системы (Electrical power system stability)** – способность электроэнергетической системы восстанавливать исходный установившийся режим или режим, близкий к исходному при различных возмущениях.

– **Динамическая устойчивость энергосистемы** – способность энергосистемы возвращаться к установившемуся режиму после значительных возмущений без перехода в асинхронный режим.

– **Статическая устойчивость** – способность электроэнергетической системы восстанавливать исходное состояние после малых возмущений режима.

**Критерий устойчивости (Stability criterion)** – условия, при выполнении которых система обладает устойчивостью.

**Область устойчивости (Stability area)** – зона соотношений между некоторыми параметрами режима энергосистемы, в которой обеспечена ее устойчивость при определенных возмущениях.

– **Область статической устойчивости** – область режимов энергосистемы, характеризующаяся отсутствием нарушения статической устойчивости.

– **Область динамической устойчивости** – область режимов энергосистемы, характеризующаяся отсутствием нарушения динамической устойчивости для определенного вида аварийного возмущения.

**Уставка ПА** – значение параметра срабатывания устройства противоаварийной автоматики.

**Управляющее воздействие (Control action)** – формируемое ПА воздействие на объект противоаварийного управления для достижения цели управления.

– **Интенсивность управляющего воздействия** – совокупность параметров, характеризующих величину, скорость, продолжительность, и вид управляющего воздействия ПА.

**Цикл асинхронного режима** – проворот на 360 эл.градусов относительного угла между ЭДС асинхронно работающих генераторов.

**Электрический центр качаний** – точка электрической сети, характеризующаяся максимальным снижением напряжения при взаимных

колебаниях или проворотах роторов генераторов электрически связанных частей энергосистемы, а также сменой знака мощности по линиям электропередачи, связывающим эти части между собой. В асинхронном режиме напряжение в электрическом центре качаний снижается до нуля.

## ***2.2. Используемые сокращения***

**АДВ** – автоматическая дозировка управляющих воздействий ПА

**АВ** – аварийное возмущение

**АЛАР** – автоматика ликвидации асинхронного режима

**АОПО** – автоматика ограничения перегрузки оборудования

**АОСН** – автоматика ограничения снижения напряжения

**АОПН** – автоматика ограничения повышения напряжения

**АОСЧ** – автоматика ограничения снижения частоты

**АОПЧ** – автоматика ограничения повышения частоты

**АПНУ** – автоматика предотвращения нарушения устойчивости

**АР** – асинхронный режим

**АРЛ** – автоматика разгрузки линии

**АРТ** – автоматика разгрузки трансформатора

**АЧР** – автоматика частотной разгрузки

**ЧАПВ** – частотное автоматическое повторное включение

**ДС** – деление системы на несинхронные части;

**БСК** - батарея статических конденсаторов

**ДРТ** – длительная разгрузка турбины

**ИО** – исполнительный орган ПА

**ИРТ (КРТ)** – импульсная разгрузка турбины

**КЗ** – короткое замыкание

**КПР** – контроль предшествующего режима

**ОГ** – отключение генератора

**ОН** – отключение нагрузки

**ПА** – противоаварийная автоматика

**ПАУ** – противоаварийное управление

**ПО** – пусковой орган

**РЗА** – релейная защита и автоматика

**РТ** – разгрузка турбин

**СК** - синхронный компенсатор

**УВ** – управляющее воздействие

**УПК** - устройство продольной компенсации

**ЭЦК** – электрический центр качаний

### **3. Организация системы противоаварийной автоматики энергообъединения ЕЭС/ОЭС**

Для обеспечения надежности параллельной работы энергообъединения, максимального использования пропускной способности межсистемных (межгосударственных) связей, а также локализации развития аварийных ситуаций каждая из энергосистем, входящих в энергообъединение, должна участвовать в разработке, реализации и поддержании эксплуатационной готовности системы противоаварийного управления энергообъединения ЕЭС/ОЭС.

#### **3.1. Принципы противоаварийного управления в энергообъединении ЕЭС/ОЭС**

##### **3.1.1. Скоординированное совместное действие комплексов ПА нескольких энергосистем.**

Комплексы ПА энергосистем, входящих в энергообъединение ЕЭС/ОЭС, должны обеспечивать согласованное скоординированное решение задач противоаварийного управления энергообъединения ЕЭС/ОЭС и работать на единых принципах.

##### **3.1.2. Ограничение распространения аварийного режима за границы одной энергосистемы.**

Противоаварийная автоматика каждой из параллельно работающих энергосистем должна ликвидировать или свести к допустимому значению небаланс активной мощности или наброс активной мощности на связи других энергосистем, возникающие вследствие:

- аварийного отключения генерирующего оборудования, крупных узлов нагрузки, внутренних связей, в том числе при ликвидации асинхронного режима;
- ввода управляющих воздействий, изменяющих баланс мощности, для предотвращения нарушения устойчивости по внутренним связям энергосистемы.

##### **3.1.3. Единые принципы организации автоматического ограничения снижения частоты в энергообъединении.**

В каждой из параллельно работающих энергосистем для предотвращения недопустимого снижения частоты при аварийных дефицитах активной мощности и для ее нормализации выполняется автоматика ограничения снижения частоты (АОСЧ).

Настройка АОСЧ в каждой энергосистеме должна быть гармонизирована с Типовой настройкой АОСЧ, приведенной Приложении 1.

### **3.1.4. Предотвращение развития и ликвидация асинхронного режима.**

Противоаварийная автоматика каждой из параллельно работающих энергосистем должна ликвидировать асинхронный режим по внутренним и межсистемным связям энергосистемы.

Ликвидация асинхронного режима должна быть реализована на первом цикле путем отключения связей. Допускается кратковременный (не более 2-х – 3-х циклов) асинхронный режим по внутренним связям энергосистемы, не приводящий к возникновению асинхронного режима по межсистемным связям.

## ***3.2. Задачи и функции системы противоаварийной автоматики энергообъединения ЕЭС/ОЭС***

3.2.1. Система противоаварийной автоматики энергообъединения предназначена для решения следующих задач противоаварийного управления:

- предотвращение нарушения статической и динамической устойчивости электростанций и энергосистем;
- ввод послеаварийного режима в допустимую область (обеспечение допустимых значений перетоков активной мощности, токовых нагрузок оборудования и уровней напряжения);
- предотвращение недопустимого изменения частоты в энергообъединении ЕЭС/ОЭС;
- предотвращение недопустимого снижения/повышения напряжения;
- ликвидация асинхронного режима.

3.2.2. Решение задач противоаварийного управления достигается выполнением устройствами и комплексами ПА следующих функций:

- автоматическое ограничение перегрузки оборудования (АОПО) для ликвидации перегрузки электросетевого и станционного оборудования, возникающей в результате перераспределения потоков активной и реактивной мощности вследствие аварийных отключений в энергосистеме;
- автоматическое ограничение снижения напряжения (АОСН) для предотвращения снижения напряжения в узлах энергосистемы в послеаварийных режимах до значений, недопустимых по условиям устойчивости нагрузки, перегрузки питающих связей и возникновения лавины напряжения, предотвращения нарушений технологических процессов на электростанциях и у потребителей;
- автоматическое ограничение повышения напряжения (АОПН) для ограничения длительности воздействия повышенного напряжения на

высоковольтное оборудование линий электропередачи, электростанций и подстанций;

- автоматическое ограничение снижения частоты (АОСЧ) для обеспечения живучести энергосистемы при возникновении больших дефицитов активной мощности в отдельных ее районах после их аварийного отделения, сопровождающихся значительным снижением частоты, создающим угрозу повреждения оборудования электростанций, безопасности работы АЭС, нарушения нормальной работы потребителей, а также возникновения лавины частоты и напряжения;

- автоматическое ограничение повышения частоты (АОПЧ) для предотвращения недопустимого повышения частоты в энергосистеме, при котором возможно срабатывание автоматов безопасности турбин ТЭС, АЭС, а также для ограничения длительного повышения частоты в энергосистеме.

3.2.3. Для обеспечения выполнения функций системы противоаварийной автоматики энергообъединения ЕЭС/ОЭС используются следующие управляющие воздействия:

- разгрузка/загрузка тепловых и гидротурбин;
- включение/отключение генераторов;
- изменение режима работы гидрогенераторов (автоматический пуск, перевод из режима СК в активный режим) с набором нагрузки;
- отключение нагрузки (ОН);
- программная форсировка возбуждения генераторов (ФВ),
- управление установками продольной и поперечной компенсации (включение/отключение неуправляемых и регулирование мощности управляемых шунтирующих реакторов, форсировка компенсации);
- деление системы на несинхронно работающие части (ДС);
- отключение линий и трансформаторов, секционных и шиносоединительных выключателей, не приводящее к ДС;
- управление мощностью вставок постоянного тока;
- включение отключенной действием АОСЧ нагрузки при нормализации частоты в энергосистеме;
- электрическое торможение генераторов.

### **3.3. *Функции организаций, осуществляющих оперативно-диспетчерское управление в энергосистемах.***

3.3.1. Для координации и обеспечения эффективной работы системы противоаварийной автоматики энергообъединения ЕЭС/ОЭС организации, осуществляющие оперативно-диспетчерское управление в энергосистемах, выполняют следующие функции:

- определение и согласование величин предельно допустимых перетоков мощности по межсистемным связям;

- определение и согласование величин допустимых небалансов мощности в энергосистеме;
- определение и согласование величин допустимых набросов мощности на межсистемные связи;
- определение условий привлечения энергосистем к совместному противоаварийному управлению;
- определение правил (принципов) распределения управляющих воздействий ПА между энергосистемами;
- расчет и согласование логики действия, объёмов и мест реализации управляющих воздействий ПА энергосистем, в том числе, координация действия ПА, исключающая при отключении межсистемных связей недопустимые набросы мощности на другие межсистемные связи;
- контролирование выполнения требований Положения по настройке АОСЧ в энергосистеме.

3.3.2. При организации взаимодействия по эксплуатации и по развитию ПА энергообъединения ЕЭС/ОЭС организации, осуществляющие оперативно-диспетчерское управление в энергосистемах, руководствуются положениями Регламентов, приведенных в Приложениях 2 и 3.

## **4. Технические требования к устройствам ПА энергообъединения ЕЭС/ОЭС.**

### ***4.1. Общие требования***

4.1.1. Структура построения системы, состав и количество устройств ПА, принципы их работы, структура система сбора и передачи аварийной (доаварийной) информации определяются организациями, осуществляющими оперативно-диспетчерское управление в смежных энергосистемах, исходя из обеспечения надежного выполнения всех задач ПА энергообъединения ЕЭС/ОЭС (п. 3.2.1).

### ***4.2. Требования к устройствам, входящим в структуру ПА энергообъединения ЕЭС/ОЭС***

#### **4.2.1. Устройства ПА на линиях электропередачи (ЛЭП).**

4.2.1.1. Для выполнения функций ПА на ЛЭП должны устанавливаться следующие устройства:

- фиксации отключения/включения линии (ФОЛ/ФВЛ);
- передачи аварийных сигналов и команд (УПАСК);
- ликвидации асинхронного режима (АЛАР);
- автоматического ограничения повышения напряжения (АОПН для ВЛ 400-750 кВ).

Кроме того, по согласованию ЛЭП могут быть оснащены устройствами:

- контроля активной мощности по ЛЭП в предшествующем режиме;
- фиксации перегрузки по активной мощности (по току);
- фиксации разности фаз;
- ликвидации неполнофазных асинхронных режимов.

Для обеспечения надежной ликвидации асинхронного режима на ЛЭП должны устанавливаться основной и резервный комплекты устройств АЛАР.

Основной комплект устройства АЛАР должен действовать на первом цикле АР.

Действие резервного комплекта может быть реализовано как на первом, так и на последующих циклах АР.

#### **4.2.2. Устройства ПА на автотрансформаторах (АТ)**

Для выполнения функций ПА на автотрансформаторах могут устанавливаться следующие устройства:

- фиксации отключения выключателя (ФОВ) на каждом выключателе высшего, среднего и низшего напряжения автотрансформатора;
- контроля активной мощности по АТ в предшествующем режиме (КПР);
- фиксации перегрузки АТ.

#### **4.2.3. Устройства ПА на энергоблоках ТЭС и гидрогенераторах (агрегатах) ГЭС (ГАЭС)**

4.2.3.1. Для выполнения функций ПА на блоках ТЭС, на которых реализуется УВ ПА энергообъединения ЕЭС/ОЭС, могут быть установлены следующие устройства:

- импульсной разгрузки турбины (ИРТ);
- длительной разгрузки турбины (ДРТ);
- отключения генераторов (ОГ);
- фиксации отключения блока (ФОБ);
- ликвидации асинхронного режима блока.

4.2.3.2. Для выполнения функций ПА на ГЭС, участвующих в ПА энергообъединения ЕЭС/ОЭС, могут быть установлены следующие устройства:

- отключения гидрогенераторов (агрегатов) (ОГ);
- автоматического пуска гидрогенераторов;
- автоматической загрузки гидрогенераторов;
- автоматического перевода гидрогенератора из режима синхронного компенсатора в активный режим;
- фиксации отключения гидрогенератора.

#### **4.2.4. Устройства ПА на подстанциях электроэнергетических объектов и на подстанциях потребителей электроэнергии**

Для выполнения функций ПА на подстанциях могут быть установлены устройства:

- автоматической частотной разгрузки (АЧР);
- включения потребителей, отключенных действием АЧР (частотное АПВ, ЧАПВ);
- автоматики ограничения снижения напряжения (АОСН);
- специальной автоматики отключения нагрузки (САОН) в качестве исполнительных органов или самостоятельных устройств.

### **5. Технические требования к составу и передаче телеинформации с объектов энергосистем, а также к каналам передачи аварийных и управляющих команд, необходимым для функционирования ПА энергообъединения ЕЭС/ОЭС**

Технические требования к составу и к передаче телеизмерений с объектов энергосистемы относятся к подстанциям и электростанциям, состояние и режим которых оказывает влияние на устойчивость энергообъединения и которые должны учитываться при организации и функционировании ПА энергообъединения ЕЭС/ОЭС.

#### ***5.1. Типовой состав телеизмерений параметров оборудования и присоединений распределительных устройств подстанций 110 кВ и выше***

5.1.1. Величины действующих значений модулей напряжений на секциях и системах шин 110 кВ и выше распределительных устройств.

5.1.2. Величины токов, активной и реактивной мощности отдельно по каждой линии электропередачи (ЛЭП) 110 кВ и выше, присоединённой к распределительному(ым) устройству(ам) подстанции.

5.1.3. Величины токов, активной и реактивной мощности отдельно по каждому присоединению (авто)трансформатора(ов) 110 кВ и выше.

5.1.4. Величины реактивных мощностей компенсирующих устройств (шунтирующих реакторов, синхронных компенсаторов, статических тиристорных компенсаторов, батарей конденсаторов и т.п.).

5.1.5. Величины частоты электрического тока на шинах ПС, если существует вероятность разделения энергосистемы на части и раздельной работы распределительных устройств.

5.1.6. Информация телеизмерений должна содержать метки единого астрономического времени, а принимающие данные телеизмерений устройства ПА - систему сведения информации к единому времени перед ее использованием.

## **5.2. Типовой состав телесигнализации на подстанциях 110 кВ и выше**

5.2.1. Телесигнализация должна содержать информацию о положении выключателей присоединений подстанции, разъединителей в цепях телеуправляемых выключателей и т.п., включая аварийно-предупредительную телесигнализацию, содержащую общие предупредительные и аварийные сигналы о возникновении внештатных ситуаций.

5.2.2. Информация телесигнализации должна содержать метки единого астрономического времени.

## **5.3. Типовой состав телеизмерений параметров оборудования и присоединений на электростанциях**

5.3.1. Величины модулей напряжений на всех секциях и системах шин.

5.3.2. Величины активной и реактивной мощности каждого генератора на электростанции.

5.3.3. Величины активной и реактивной мощности с каждого присоединения 110 кВ и выше.

5.3.4. Величины реактивной мощности шунтирующих реакторов.

5.3.5. Значение частоты на шинах электростанции.

5.3.6. Информация телеизмерений должна содержать метки единого астрономического времени, а принимающие информацию устройства ПА, использующие данные телеизмерений, – систему сведения информации к единому времени перед ее использованием.

## **5.4. Типовой состав телесигнализации на электростанциях**

5.4.1. Телесигналы состояния коммутационной аппаратуры (выключатели, разъединители и т.п.), установленной в распределительных устройствах электростанций.

5.4.2. Телесигналы состояния каждого генератора на электростанции.

5.4.3. Информация телесигнализации должна содержать метки единого астрономического времени.

## **5.5. Требования к параметрам передачи телеинформации**

- в тракте телеметрической информации должны использоваться многофункциональные измерительные преобразователи с классом точности не хуже 0.5 (желательно 0.5S), подключаемые к кернам измерительных трансформаторов класса точности не хуже 0.5 (желательно 0.5S);

- для телеизмерений, передаваемых непрерывно, цикл передачи не должен превышать 1 секунду;

- для телеизмерений, передаваемых по допустимому для функционирования ПА отклонению измеряемых величин, время передачи не должно превышать 1 секунду;

- для телесигнализации время передачи не должно превышать 2 секунды;

- протокол передачи телеинформации должен соответствовать МЭК 60870-5-101/104;
- передача телеинформации с подстанций и с электростанций в комплекс ПА должна осуществляться без промежуточной обработки (напрямую).

### **5.6. Технические требования по организации каналов связи**

5.6.1. Для передачи доаварийной информации допустимо использование телеканалов общего назначения. При этом может осуществляться передача телеизмерений (напряжение, ток активная и реактивная мощность), аварийных и предупредительных сигналов, телесигнализации (включенное или отключенное состояние ВЛ, трансформаторов или иного оборудования, определяемого по сигналам положения коммутирующих аппаратов).

5.6.2. Для передачи аварийной информации и команд ПА должны предусматриваться выделенные каналы, использующие собственную полосу частот, специализированные устройства уплотнения и присоединения.

Допускается совместное использование устройств обработки и присоединения для каналов ПА и каналов другого назначения (релейной защиты, связи, телемеханики, передачи данных) с применением разделительных фильтров и других мер для предотвращения взаимного влияния.

5.6.3. Передача команд ПА должна осуществляться по дублированным каналам от места формирования до места реализации команд.

Дублированные каналы рекомендуется организовывать по разным маршрутам или с использованием различных средств передачи, исключающих возможность их выхода из действия по одной общей причине.

При наличии каналов, образованных по разным маршрутам, на пункте стыковки должна организовываться трансляция или релейный переприем команд противоаварийной автоматики с минимальной задержкой.

5.6.4. При использовании ВОЛС каналы ПА должны организовываться на отдельных волокнах.

5.6.5. Высокочастотные каналы по ВЛ должны выполняться с превышением уровня нормально принимаемого сигнала над минимально необходимым, достаточным для перекрытия прироста затухания канала при наиболее неблагоприятных погодных и других условиях (для каналов передачи команд ПА – при повреждениях на защищаемой линии).

5.6.6. Каналы передачи сигналов ПА должны быть оборудованы средствами автоматического контроля исправности канала и готовности его к действию. Контроль может осуществляться непрерывно или периодически.

При выявлении неисправности канала должны автоматически осуществляться меры, препятствующие неправильному действию автоматики, и производиться аварийная сигнализация.

5.6.7. Для каналов передачи сигналов и команд ПА должно быть обеспечено (общие технические требования к каналам связи):

- организация канала в соответствии со специфическими требованиями к устройствам ПА;
- использование, как правило, цифровых каналов передачи данных, имеющих надежность не ниже 99,99%;
- коэффициент ошибок в канале должен быть не более  $10^{-8}$ ;
- коэффициент готовности по каждому направлению передачи должен быть не ниже 99.9%;
- защита от формирования ложных команд и сигналов при всех видах помех (в том числе, при коммутациях в сети выключателями и разъединителями);
- надежная и своевременная (с задержкой не более 25 мс) передача сигналов и команд при всех предусмотренных видах повреждений на линиях электропередачи и в распределительных устройствах;
- обработка информации на промежуточных пунктах не должна создавать задержки либо искажения, снижения точности передаваемой информации;
- суммарное время передачи аварийной информации и команд управления должно уточняться при постановке задачи;
- отсутствие нарушений или неправильных действий при производстве работ или повреждениях на других каналах;
- время восстановления (ремонта) не более 5 минут в неделю без учета повреждения линейно-кабельных сооружений.

## Типовая настройка АОСЧ

№ п/п	Категория АЧР	Объем АЧР %*		Уставки АЧР		Величина интервала между очередями АЧР****	
				по частоте (Гц)	по времени (сек)	по частоте (Гц)	по времени (сек)
1	АЧР1	3-4	50	49.2	0.3-0.5	-	-
2		47-46		48.8÷46.5	0.3-0.5	0.1 - 0.2	-
3	АЧР2 н.с.	10		49.1	5÷40	-	≤ 5
4	АЧР2 совм.	**		49.0	5÷20	-	≤ 5
				48.9	20÷35	-	≤ 5
				48.8	35÷50	-	≤ 5
				48.7	50÷70	-	≤ 5
5	ЧАПВ	***		49.4÷49.9	≥ 10	0.1 - 0.2	5

Примечания. \*) Требования к объему АЧР определяют минимальную суммарную мощность потребителей, подключенных к комплектам соответствующей категории АЧР, в % от прогнозного потребления энергосистемы с учетом потерь и собственных нужд электростанций.

\*\*\*) 1. Общая мощность совмещения с АЧР1 – не менее 60 % всей мощности нагрузки, подключенной к АЧР1.

2. Весь объем мощности, подключенной к устройствам АЧР-1 с уставками ниже 47.5 Гц, должен быть полностью совмещен с АЧР-2.

\*\*\*\*) 1. Суммарная мощность подключаемых к ЧАПВ энергопринимающих установок потребителей не регламентируется и определяется по местным условиям работы энергосистемы.

2. Действия ЧАПВ в энергосистемах должны быть скоординированы с целью исключения перегрузки межсистемных связей.

\*\*\*\*\*) Подключаемая к АЧР мощность нагрузки должна распределяться равномерно по очередям. Допускается незначительная неравномерность распределения по очередям АЧР мощности нагрузки при условии увеличения ее доли на очередях с более высокими уставками АЧР по частоте.

**Регламент взаимодействия организаций, осуществляющих  
оперативно-диспетчерское управление в энергосистемах стран СНГ и  
Балтии, по эксплуатации системы ПА энергообъединения ЕЭС/ОЭС**

1. Настоящий регламент определяет порядок взаимодействия между организациями, осуществляющими оперативно-диспетчерское управление в энергосистемах стран СНГ и Балтии (далее – диспетчерский центр – ДЦ) при эксплуатации ПА энергообъединения ЕЭС/ОЭС.

2. Диспетчерские центры совместно определяют распределение комплексов ПА по диспетчерской подведомственности.

3. Расчеты настроек (перечень аварийных возмущений и соответствующий им состав пусковых органов, выбор уставок, объёмов и мест реализации управляющих воздействий) комплекса ПА проводит ДЦ, в диспетчерском управлении которого находится комплекс ПА. Указанные настройки согласовывают ДЦ, в диспетчерском ведении которых находится комплекс ПА.

4. ДЦ, в диспетчерском управлении и в диспетчерском ведении которых находится комплекс ПА, обмениваются всей необходимой для проведения расчетов настроек ПА информацией.

5. Пересмотр настроек ПА проводится при существенном изменении схем и режимов работы энергосистем (ввод в эксплуатацию новых или реконструированных энергообъектов, вывод из эксплуатации энергообъектов и т.п.).

6. Согласованные ДЦ энергосистем настройки ПА указываются в инструкции по режимам параллельной работы.

7. Процесс изменения настроек ПА осуществляется сторонами согласованно на основании диспетчерских заявок.

8. ДЦ смежных энергосистем должны письменно уведомить друг друга о фактическом выставлении согласованных настроек.

9. Вывод комплекса ПА в ремонт и из эксплуатации должен осуществляться на основании диспетчерской заявки, разрешенной ДЦ, в диспетчерском управлении которого находится комплекс ПА, и согласованной ДЦ, в диспетчерском ведении которых находится комплекс ПА.

**Регламент взаимодействия организаций, осуществляющих  
оперативно-диспетчерское управление в энергосистемах стран СНГ и  
Балтии, по развитию системы ПА энергообъединения ЕЭС/ОЭС.**

1. Настоящий регламент определяет порядок взаимодействия организаций, осуществляющих оперативно-диспетчерское управление в энергосистемах стран СНГ и Балтии при создании или модернизации ПА энергообъединения ЕЭС/ОЭС (включая необходимую инфраструктуру ПА – систему передачи аварийных сигналов и команд, и систему сбора и передачи доаварийной информации).

2. Инициатором создания или модернизации ПА энергообъединения ЕЭС/ОЭС (далее – Инициатор) может выступать каждая из организаций, осуществляющая оперативно-диспетчерское управление в энергосистемах.

3. Инициатор разрабатывает технико-экономическое обоснование создания или модернизации ПА энергообъединения ЕЭС/ОЭС (далее – ТЭО) и направляет ТЭО на согласование организациям, осуществляющим оперативно-диспетчерское управление в смежных энергосистемах.

4. ТЭО должно содержать:

- обоснование необходимости создания или модернизации ПА и ее инфраструктуры, оценку ожидаемого результата;
- принципиальные технические решения по создаваемой или модернизируемой ПА и ее инфраструктуре; оценку круга заинтересованных и участвующих в реализации субъектов параллельной работы;
- смету затрат на создание или модернизацию ПА и ее инфраструктуры с разбивкой по собственникам энергообъектов.

5. Организации, осуществляющие оперативно-диспетчерское управление в смежных энергосистемах в течение 30 календарных дней согласовывают ТЭО или представляют свои замечания и предложения по нему.

6. После согласования ТЭО всеми организациями, осуществляющими оперативно-диспетчерское управление в смежных энергосистемах, Инициатор совместно с этими организациями в течение 30 календарных дней формирует и утверждает соглашение по реализации решений ТЭО, включающее все необходимые этапы – от разработки рабочей документации до ввода ПА в промышленную эксплуатацию.

7. Для выполнения плана-графика Инициатор и организации, осуществляющие оперативно-диспетчерское управление в энергосистемах, создают совместную рабочую группу из полномочных представителей для осуществления согласованной технической политики в части реализации решений ТЭО.

8. Изменения в соглашение вносятся только по взаимному согласованию всех заинтересованных сторон.

9. Устанавливается следующий принцип финансирования работ по созданию и модернизации ПА. Все этапы работ по созданию или модернизации устройств ПА, установленных (или устанавливаемых) на каком-либо энергообъекте энергообъединения ЕЭС/ОЭС, от разработки рабочей документации до закупки, установки, монтажа и наладки оплачиваются собственником этого энергообъекта.

10. Организацию и контроль хода работ в пределах каждой энергосистемы обеспечивает соответствующая организация, осуществляющая оперативно-диспетчерское управление в смежных энергосистемах.

Приложение 8

**УТВЕРЖДЕН**

Решением Электроэнергетического Совета СНГ  
Протокол N 35 от 29 мая 2009 года

**ПЛАН РАБОТЫ КОТК НА 2008–2010 ГОДЫ**  
(уточненный и дополненный)

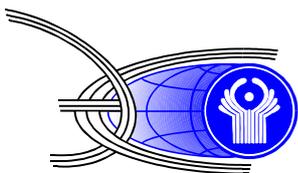
№ п/п	Мероприятия	Срок исполне- ния	Ответствен- ные
1	<b>РАЗРАБОТКА ОСНОВНЫХ ТЕХНИЧЕСКИХ ТРЕБОВАНИЙ КО ВСЕМ ПАРАЛЛЕЛЬНО РАБОТАЮЩИМ ЭНЕРГОСИСТЕМАМ СТРАН СНГ И БАЛТИИ И МЕРОПРИЯТИЙ ПО ИХ ОБЕСПЕЧЕНИЮ:</b>		
1.1	<b>РАЗРАБОТКА ОСНОВНЫХ ТЕХНИЧЕСКИХ ТРЕБОВАНИЙ ПО РЕГУЛИРОВАНИЮ ЧАСТОТЫ И ПЕРЕТОКОВ АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ:</b>		
1.1.1	Методика мониторинга участия энергосистем стран СНГ и Балтии в регулировании частоты и перетоков активной мощности	Декабрь 2008 г.	РГ «Регулирование частоты и мощности»
1.2	<b>РАЗРАБОТКА ОСНОВНЫХ ТЕХНИЧЕСКИХ ТРЕБОВАНИЙ ПО УСТОЙЧИВОСТИ ЭНЕРГОСИСТЕМ:</b>		
1.2.1	Методические указания по устойчивости параллельно работающих энергосистем стран СНГ и Балтии	Сентябрь 2009 г.	РГ «Устойчивость энергосистем»
1.3	<b>РАЗРАБОТКА ОСНОВНЫХ ТЕХНИЧЕСКИХ ТРЕБОВАНИЙ ПО ПРОТИВОАВАРИЙНОМУ УПРАВЛЕНИЮ:</b>		
1.3.1	Общие положения по системе противоаварийной автоматики энергообъединения ЕЭС/ОЭС	Январь 2009 г.	РГ «Противоаварийное управление»
1.3.2	Положение о релейной защите и автоматике межгосударственных линий электропередачи и смежных с ними систем сборных шин и автотрансформаторов	Август 2009 г.	—//—
1.4	Подготовка сборника основных технических требований к параллельно работающим энергосистемам стран СНГ и Балтии	Март 2010 г.	Члены КОТК, Секретариат КОТК

№ п/п	Мероприятия	Срок исполнения	Ответственные
1.5	Подготовка предложений по утверждению основных технических требований или их отдельных документов в качестве международных стандартов	Сентябрь 2010 г.	РГ КОТК по направлениям
<b>ПОДГОТОВКА ТИПОВЫХ ФОРМ ДВУХ- И МНОГОСТОРОННИХ ДОКУМЕНТОВ, РЕГЛАМЕНТИРУЮЩИХ ВЗАИМОДЕЙСТВИЕ ДИСПЕТЧЕРСКИХ ЦЕНТРОВ СОВМЕСТНО РАБОТАЮЩИХ СМЕЖНЫХ ЭНЕРГОСИСТЕМ:</b>			
2.1	Типовое положение об организации оперативно-диспетчерского управления режимами параллельно работающих энергосистем	Сентябрь 2009 г.	РГ «Планирование и управление»
2.2	Типовой регламент формирования, внесения изменений и актуализации расчетной модели параллельно работающих энергосистем	Сентябрь 2009 г.	--/--
2.3	Типовое соглашение об организации обмена технологической информацией, необходимой для управления режимами параллельно работающих энергосистем	Май 2010 г.	--/--
2.4	Типовое соглашение о порядке и условиях организации безопасного выполнения ремонтных работ на межгосударственных воздушных линиях электропередачи, связывающих параллельно работающие энергосистемы	Сентябрь 2010 г.	--/--
<b>3</b>	<b>ЦЕЛЕВЫЕ РАБОТЫ:</b>		
3.1	Разработка ТЭО АРЧМ Азиатской части энергосистем СНГ (ЕЭС Казахстана, ОЭС Центральной Азии) и ОЭС Сибири	Декабрь 2010 г.	ЦРГ «АРЧМ Азиатской части»
3.2	Разработка технических принципов определения пропускной способности межгосударственных сечений для целей планирования межгосударственных перетоков и оперативного управления ими	Декабрь 2009 г.	«ЦРГ КОТК по разработке технических принципов определения пропускной способности межгосударственных сечений для целей планирования межгосударственных перетоков и оперативного управления ими»

№ п/п	Мероприятия	Срок исполнения	Ответственные
3.3.	Рассмотрение вопроса о присоединении энергокомпании НЭК «Укрэнерго» к Соглашению о параллельной работе энергосистем ЭК БРЭЛЛ от 7 февраля 2001 года в соответствии с установленными правилами	Сентябрь 2009 г.	Члены КОТК, Секретариат КОТК
4	<b>МЕРОПРИЯТИЯ ПО ПОДГОТОВКЕ ДИСПЕТЧЕРСКОГО ПЕРСОНАЛА ЭНЕРГОСИСТЕМ СТРАН СНГ И БАЛТИИ В УСЛОВИЯХ ПАРАЛЛЕЛЬНОЙ РАБОТЫ:</b>		
4.1	Проведение международных противоаварийных тренировок диспетчерского персонала энергосистем стран СНГ и Балтии	1 тренировка в год для каждого национального диспетчерского центра	ОАО «СО ЕЭС»
4.2	Проведение международных соревнований (конкурсов) диспетчерского персонала энергосистем стран СНГ и Балтии	1 раз в 3 года	Национальный диспетчерский центр страны, принимающей конкурс
4.3	Разработка перечня основных нормативно-правовых, нормативно-технических и организационно-распорядительных документов, разработанных в рамках КОТК и утвержденных ЭЭС СНГ, рекомендуемых для проверки знаний руководителей и специалистов, связанных с эксплуатацией и оперативно-диспетчерским управлением совместно работающих энергосистем	Март 2009 г.	ОАО «СО ЕЭС», Секретариат КОТК
5.	<b>ПЛАН ЗАСЕДАНИЙ КОТК:</b>		
5.1	18-е заседание КОТК	Март 2009 г.	Секретариат КОТК, принимающая энергокомпания
5.2	19-е заседание КОТК	Сентябрь 2009 г.	
5.3	20-е заседание КОТК	Март 2010 г.	
5.4	21-е заседание КОТК	Сентябрь 2010 г.	

*Примечание: При необходимости КОТК может оперативно уточнять и дополнять план с учетом текущих задач по координации управления режимами и*

*повышению надежности параллельной работы энергосистем.*



**Электроэнергетический Совет**  
Содружества Независимых Государств

---

---

Приложение 9

к Протоколу N 35 заседания  
Электроэнергетического Совета СНГ

Проект

**Технический регламент**

**"О безопасности электрических сетей"**

**г. Москва**  
**2009 г.**

## Оглавление

<b>I. Общие положения.....</b>	<b>3</b>
1.1. Предисловие.....	3
1.2. Область применения.....	3
1.3. Определения.....	5
<b>II. Требования безопасности к объектам межгосударственных электрических сетей.....</b>	<b>7</b>
2.1. Общие требования безопасности к объектам межгосударственных электрических сетей во всех процессах.....	7
2.2. Требования безопасности к объектам электрических сетей при их проектировании.....	9
2.3. Требования безопасности к объектам электрических сетей при их реконструкции, строительстве и монтаже.....	10
2.4. Требования безопасности к объектам электрических сетей при их вводе в эксплуатацию.....	11
2.5. Требования безопасности к объектам электрических сетей при их эксплуатации.....	11
2.6. Требования безопасности при консервации и ликвидации объектов электрических сетей.....	14
<b>III. Специальные требования безопасности к объектам межгосударственных электрических сетей.....</b>	<b>15</b>
3.1. Специальные требования безопасности к межгосударственным электрическим сетям во всех процессах....	15
3.2. Требования безопасности к электрическим сетям при их проектировании.....	17
3.3. Требования безопасности к электрическим сетям при их строительстве.....	17
3.4. Требования безопасности к электрическим сетям при их эксплуатации.....	17
<b>IV. Требования безопасности к межгосударственным электрическим сетям при их эксплуатации в условиях оперативно-диспетчерского управления.....</b>	<b>18</b>
4.1. Общие требования безопасности к объектам межгосударственных электрических сетей в условиях оперативно-диспетчерского управления.....	18
4.2. Требования безопасности к системам технологического управления объектов межгосударственных электрических сетей при их реконструкции и строительстве.....	21
<b>V. Презумпция соответствия.....</b>	<b>21</b>
<b>VI. Оценка соответствия.....</b>	<b>22</b>

# Технический регламент "О безопасности электрических сетей"

## I. Общие положения

### 1.1. Предисловие

1. Настоящий технический регламент основывается на Договоре об обеспечении параллельной работы государств-участников Содружества Независимых Государств от 25 ноября 1998 года и направлен на соблюдение и реализацию его требований, а также положений других документов в области электроэнергетики в рамках СНГ.

2. Настоящий технический регламент разработан в соответствии с Предложениями по формированию системы технического регулирования в области электроэнергетики государств-участников СНГ, одобренными Решением Электроэнергетического Совета СНГ от 13 октября 2006 года, принятым представителями Азербайджанской Республики, Республики Армения, Республики Беларусь, Грузии, Республики Казахстан, Кыргызской Республики, Российской Федерации и Республики Таджикистан.

3. Настоящий технический регламент принят в целях защиты жизни и здоровья людей, имущества физических и юридических лиц; охраны окружающей среды, жизни, здоровья животных и растений; предупреждения действий, вводящих в заблуждение приобретателей.

4. Настоящий технический регламент устанавливает минимально необходимые обязательные требования безопасности к объектам регулирования в процессах проектирования (включая изыскания), производства, строительства, реконструкции, монтажа, наладки, эксплуатации (в том числе технического обслуживания и ремонта), консервации, ликвидации и утилизации и направлен на обеспечение электрической безопасности, термической безопасности, механической безопасности, взрывобезопасности, пожарной безопасности, электромагнитной совместимости, химической безопасности, экологической безопасности, безопасности излучений.

5. Настоящий технический регламент устанавливает:

правила идентификации объектов регулирования для целей применения настоящего технического регламента;

требования безопасности к объектам технического регулирования;

правила и формы оценки соответствия объектов регулирования требованиям технического регламента.

6. Настоящий технический регламент отвечает нормам законодательства государств-участников СНГ в области электроэнергетики, технического регулирования и подготовлен с учетом положений разрабатываемого в Российской Федерации технического регламента "О безопасности электрических станций и сетей".

### 1.2. Область применения

7. Объектом регулирования настоящего технического регламента является безопасность межгосударственных электрических сетей, объединяющих электроэнергетические системы государств-участников СНГ, по всем процессам, а также при их эксплуатации в условиях оперативно-диспетчерского управления.

8. При решении вопроса о применении настоящего технического регламента следует установить, работает ли данная электроустановка в составе межгосударственных линий электропередачи и/или межгосударственных электрических сетей.

К электроустановкам, работающим в составе межгосударственных линий электропередачи и/или межгосударственных электрических сетей, следует относить все электроустановки, которые выдают (передают) электрическую энергию в межгосударственные линии электропередачи и/или межгосударственные электрические сети либо получают (передают) указанную энергию из межгосударственных линий электропередачи и/или межгосударственных электрических сетей, либо имеют технологическую возможность для осуществления указанных процессов.

9. При решении вопроса об идентификации объекта регулирования с целью применения настоящего технического регламента и о применении настоящего технического регламента следует установить, относится ли данный технологический процесс к эксплуатации электроустановок.

К эксплуатации электроустановок следует относить:

- организацию работы действующих электроустановок;
- подготовку персонала, выполняющего работы в электроустановках, и любые формы работы с персоналом;
- обеспечение безопасных условий труда персонала, обслуживающего электроустановки, обеспечение этого персонала защитными средствами и средствами оказания первой медицинской помощи;
- мероприятия по обеспечению безопасности лиц, не связанных с эксплуатацией электроустановок;
- работы и мероприятия по исправному и безопасному содержанию и использованию зданий, сооружений, коммуникаций и других объектов электроустановки, а также реконструкция, расширение и строительство новых зданий, сооружений, коммуникаций и других объектов электроустановки;
- любые действия с оборудованием и другими техническими устройствами электроустановок – ввод в эксплуатацию и вывод из нее, наладка, испытания, обходы, осмотры, изменение режима или схемы, профилактические мероприятия, ремонт, хранение и др.;
- мероприятия по охране электроустановок;
- противопожарные мероприятия и мероприятия по предупреждению взрывов и других чрезвычайных воздействий, молниезащите;
- мероприятия по обеспечению экологической безопасности электроустановок.

10. При осуществлении эксплуатации электроустановок подлежат обязательному применению технические требования, установленные общими техническими регламентами государств-участников СНГ и настоящим техническим регламентом. Если общим техническим регламентом установлены иные требования, чем те, которые предусмотрены настоящим техническим регламентом, применяются требования настоящего технического регламента.

11. К объекту регулирования настоящего технического регламента могут быть отнесены только те технологические процессы, которые в соответствии с пунктами 8 и 9 раздела 1.2 идентифицированы как эксплуатация электроустановок, работающих в составе энергосистемы.

12. Настоящий технический регламент носит рекомендательный характер и может быть использован для гармонизации национальных технических регламентов в отношении межгосударственных электрических сетей.

### 1.3. Определения

13. В настоящем техническом регламенте используются следующие термины и определения:

**автоматика управления режимами** – комплекс устройств, предназначенных для автоматического регулирования в электроэнергетической системе частоты и активной мощности, напряжения и реактивной мощности;

**биологически активное магнитное поле** – величины напряженности и плотности потока энергии электромагнитного поля, оказывающие неблагоприятное воздействия на организм человека, гигиенические нормы которых предусмотрены в нормативных актах;

**диспетчерский центр** – комплекс технических средств, обеспечивающий функционирование оборудования и систем оперативно-диспетчерского управления в оперативной зоне, закрепленной за ним субъектом оперативно-диспетчерского управления;

**исправное состояние (исправность)** - состояние объекта, при котором он соответствует всем требованиям нормативной и (или) конструкторской (проектной) документации;

**консервация** - комплекс мероприятий по обеспечению определенного технической документацией срока хранения или временного бездействия объектов регулирования путем предохранения их от коррозии, механических и других воздействий человека и внешней среды, обеспечению материальной сохранности, предотвращения их разрушения, обеспечение работоспособности после расконсервации, а также по защите внешней среды от вредного воздействия законсервированных объектов;

**межгосударственная линия электропередачи (МГЛЭП)** – электроустановка, состоящая из проводов, кабелей, изолирующих элементов и несущих конструкций, соединяющая энергообъекты, расположенные в объединении электроэнергетических систем разных государств-участников СНГ и обеспечивающая их параллельную работу;

**межгосударственная электрическая сеть (МГЭС)** – совокупность подстанций, распределительных устройств и соединяющих их линий электропередачи, предназначенных для передачи и распределения электроэнергии между энергосистемами сопредельных государств;

**напряжение прикосновения** – напряжение между двумя проводящими частями или между проводящей частью и землей при одновременном прикосновении к ним человека или животного;

**неисправное состояние (неисправность)** - состояние объекта, при котором он не соответствует хотя бы одному из требований нормативной и (или) конструкторской (проектной) документации;

**нормальный режим** – режим, технические параметры которого находятся в пределах допустимых проектной (конструкторской) документацией значений для оборудования, сооружений и зданий электроустановок;

**объект диспетчеризации** - линии электропередачи, оборудование электрических сетей и энергопринимающих установок потребителей электрической энергии, устройства релейной защиты, противоаварийной и режимной автоматики, автоматического регулирования частоты электрического тока и мощности, средства диспетчерского и технологического управления, оперативно-информационные комплексы, технологический режим работы или эксплуатационное состояние которых влияют или могут влиять на электроэнергетический режим энергосистемы в операционной зоне диспетчерского центра, и в отношении которых данный диспетчерский центр осуществляет диспетчерское

управление или диспетчерское ведение в соответствии с перечнем распределения объектов диспетчеризации по способу управления, предусмотренным договором между энергосистемами сопредельных государств;

**объекты межгосударственной электрической сети (ОМГЭС)** - комплекс взаимосвязанных оборудования, сооружений, зданий, устройств, предназначенный для передачи и распределения электрической энергии между энергосистемами сопредельных государств, а также для управления передачей (распределением) энергии и получения энергии для потребления;

**оперативно-диспетчерское управление ОМГЭС** - комплекс мер по централизованному управлению технологическими режимами работы ОМГЭС, если эти объекты и устройства влияют на электроэнергетический режим работы энергетических систем сопредельных государств и включены согласно договору (соглашению) между энергосистемами сопредельных государств в перечень объектов, подлежащих такому управлению;

**открытая проводящая часть** – доступная прикосновению проводящая часть электроустановки, нормально не находящаяся под напряжением, но которая может оказаться под напряжением при повреждении изоляции;

**оценка соответствия** – деятельность, связанная с прямым или косвенным определением соблюдения требований, предъявляемых к объекту. Оценка соответствия может проводиться в формах государственного надзора, подтверждения соответствия, контроля, экспертизы, испытаний, измерений, а также их сочетаний;

**повреждение** - нарушение исправного и (или) работоспособного состояния объекта;

**потребители электрической энергии** – юридические или физические лица, приобретающие электрическую энергию для собственных бытовых и (или) производственных нужд;

**проводящая часть** – часть оборудования или сооружения, которая может проводить электрический ток;

**противоаварийная автоматика** – комплекс устройств, предназначенных для предотвращения возникновения и развития аварий в электроэнергетической системе, их локализации и ликвидации путем выявления опасных аварийных возмущений или недопустимых изменений параметров электрического режима и осуществления соответствующего противоаварийного управления;

**работоспособное состояние (работоспособность)** - состояние объекта, при котором значения всех параметров, характеризующих способность выполнять заданные функции, соответствуют требованиям нормативной и (или) конструкторской (проектной) документации;

**расчетные воздействия окружающей среды** – факторы и условия окружающей среды, на воздействие (нагрузки) которых рассчитано данное оборудование, сооружение, здание, устройство;

**релейная защита** – комплекс устройств, предназначенных для автоматического выявления поврежденных элементов электроэнергетической системы (электроустановки) или реагирования на ее опасные, ненормальные режимы работы, действующий на отключение коммутационными аппаратами поврежденного элемента или элемента, сохранение в работе которого может привести к возникновению повреждения, либо действующий на сигнал;

**системы технологического управления** - системы противоаварийной и режимной автоматики, релейной защиты и автоматики, автоматизированные системы управления МГЭС, автоматизированные системы диспетчерского управления энергосистемами,

системы технологической связи, обеспечивающие функционирование указанных выше систем;

**техническое диагностирование** - определение технического состояния объекта;

**техническое обслуживание** - комплекс работ по поддержанию работоспособности или исправности оборудования, сооружений, зданий, устройств в процессе эксплуатации, в том числе их опробование, испытание, наладка и регулирование;

**техническое освидетельствование** – комплекс работ по оценке состояния, а также определению мер, необходимых для обеспечения установленного ресурса оборудования;

**техническое состояние объекта** - совокупность подверженных изменению в процессе производства или эксплуатации свойств объекта, характеризуемая в определенный момент времени признаками, установленными технической документацией на этот объект;

**токоведущая часть** – проводящая часть электроустановки, находящаяся в процессе ее работы под рабочим напряжением, в том числе нулевой рабочий проводник;

**эксплуатация** - один из процессов, в котором реализуется, поддерживается и восстанавливается качество объекта. Эксплуатация включает в себя в общем случае использование по назначению, транспортирование, хранение, техническое обслуживание и ремонт зданий, сооружений, установок и оборудования объекта;

**электрооборудование** – оборудование, непосредственно предназначенное для производства, преобразования, передачи, распределения, приема электрической энергии, а также устройства контроля, защиты и управления этим оборудованием;

**электроэнергетическая система (энергосистема)** – совокупность электрических станций, электрических сетей и электропринимающих установок, связанных общностью режима в непрерывном процессе производства, преобразования и распределения электрической энергии в условиях централизованного оперативно-диспетчерского управления.

## **II. Требования безопасности к объектам межгосударственных электрических сетей**

### **2.1. Общие требования безопасности к объектам межгосударственных электрических сетей во всех процессах**

14. Во всех режимах работы объектов межгосударственных электрических сетей (далее – объектов электрических сетей), в том числе аварийных и послеаварийных, а также при повреждениях на объектах электрических сетей, влекущих утрату их работоспособности, должны быть приняты меры по предотвращению нанесения ущерба людям, животным, окружающей среде, имуществу, находящемуся вне территории объектов электрических сетей.

15. Электрическая безопасность на объектах электрических сетей должна обеспечиваться системой организационных и технических мероприятий и средств, обеспечивающих защиту людей от вредного и опасного воздействия электрического тока, электрической дуги, электрических и магнитных полей.

16. Находящиеся под напряжением токоведущие части электрооборудования и электроустановок объектов электрических сетей должны быть недоступны для случайного прикосновения.

17. Доступные прикосновению открытые проводящие части электрооборудования и электроустановок на объектах электрических сетей не должны находиться под напряжением, представляющим опасность поражения электрическим током, как в

нормальном режиме работы, так и при повреждении изоляции, а доступ к находящимся под напряжением в нормальном эксплуатационном режиме открытым проводящим частям должен быть ограничен. Открытые проводящие части электрооборудования и электроустановок, доступные для случайного прикосновения, должны быть надежно заземлены.

18. Должны быть приняты меры, предотвращающие несанкционированный доступ людей, а также затрудняющие доступ животных на территорию объектов электрических сетей. Должен быть запрещен доступ лиц, не состоящих в штате энергетического объекта, в зоны, в которых возможно их соприкосновение с вращающимися и с токоведущими частями оборудования.

19. На объектах электрических сетей должны быть предусмотрены меры по:

а) предотвращению нанесения ущерба людям, имуществу и окружающей среде как на территории объектов электрических сетей, так и за её пределами в границах охранных зон от потенциально возможных взрывов и пожаров;

б) локализации возгораний (пожаров) на объектах электрических сетей и предотвращению распространения их за пределы объектов электрических сетей.

Предусмотренные меры должны оперативно приниматься при угрозе возникновения или возникновении вышеуказанных нарушений в целях недопущения их развития и распространения на объекте электрических сетей и вне него.

20. Объекты электрических сетей должны быть обеспечены противопожарными средствами, предназначенными для тушения пожара в специфических условиях (наличие объектов, находящихся под напряжением, возможное образование или наличие взрывоопасных веществ и смесей, возможность растекания горючих жидкостей).

В необходимых случаях, установленных требованиями нормативных правовых актов по противопожарной безопасности, помещения производственных зданий, кабельные и прочие сооружения должны быть обеспечены системами автоматической пожарной сигнализации и пожаротушения.

21. На территории объектов электрических сетей должны быть устройства по сбору и удалению вредных и пожароопасных веществ (в том числе энергетического и изоляционного масла) с целью исключения проникновения вредных и пожароопасных веществ (горючих жидкостей) в подземные (в том числе кабельные) сооружения и кабельные каналы, а также попадания их в водоемы.

22. На объектах электрических сетей должны быть предусмотрены меры по предупреждению возможности возгорания и взрывов, локализации и подавлению распространения огня и дыма из очага возгорания, обеспечению возможности людям покинуть объект при возгорании или угрозе повторного взрыва без ущерба для жизни или здоровья.

23. Электромагнитные излучения, шум, вибрация, создаваемые объектами электрических сетей за их пределами на границах отведенных санитарно-защитных зон линий электропередачи не должны превышать установленных санитарных норм.

Жилые дома, общественные и иные здания не должны располагаться в пределах отведенных санитарно-защитных зон энергетических объектов. В случае строительства новых зданий и (или) сооружений в пределах санитарно-защитной зоны действующего объекта электрических сетей ответственность за соблюдение мероприятий, обеспечивающих установленные санитарные нормы, несет собственник зданий и (или) сооружений.

24. На объектах электрических сетей должны быть заблаговременно разработаны меры по предотвращению нанесения ущерба людям, имуществу и окружающей среде как

на территории объекта электрических сетей, так и за её пределами в границах охранных зон от потенциально возможных вредных выбросов, утечек опасных веществ, пожаров, взрывов, повреждений сооружений и зданий и других нарушений.

25. Персонал, осуществляющий строительство, реконструкцию, монтаж, ввод в эксплуатацию, эксплуатацию, техническое обслуживание, ремонт, консервацию и ликвидацию (утилизацию) объектов электрических сетей или их частей, должен пройти профессиональную подготовку и в установленном порядке получить допуск к выполнению соответствующих работ, а в дальнейшем при необходимости проходить систематически медицинский контроль и проверку знаний.

26. Во всех процессах на объектах электрических сетей должна быть обеспечена их безопасность при расчетных воздействиях окружающей среды.

27. Должны быть обоснованы и предусмотрены меры по предотвращению повреждения имущества, снижения управляемости и нарушений функционирования (полной или частичной утраты работоспособности) объекта электрических сетей в случае нарушения электроснабжения собственных нужд всего объекта электрических сетей или его части.

28. На объектах электрических сетей должны быть предусмотрены при проектировании, установлены и постоянно находиться в работе устройства, обеспечивающие взаимодействие оборудования в технологическом процессе и безопасную последовательность операций при производстве переключений персоналом (технологические блокировки).

## **2.2. Требования безопасности к объектам электрических сетей при их проектировании**

29. При выборе площадок и земельных участков для размещения объекта электрических сетей и при их проектировании должен быть обеспечен минимальный ущерб окружающей среде и сохранение ценности прилегающей территории (природоохранной, культурной, национальной, особо охраняемых природных объектов), в том числе за счет применения прогрессивных строительных и производственных технологий.

Назначение основных характеристик объекта электрических сетей (мощность, напряжение, режимы работы, число единиц оборудования и др.) должно производиться с учетом применения технологий, обеспечивающих максимальное использование территории площадки, минимальное загрязнение земель твердыми и жидкими отходами производства.

30. При проектировании объектов электрических сетей должен быть разработан раздел по оценке воздействия на окружающую среду, в котором должен быть определен возможный ущерб, причиняемый природной и социальной среде, а также возможные изменения в окружающей природной среде в результате сооружения объекта электрических сетей и последствия этих изменений для природной среды, жизни или здоровья людей, жизни животных и растений.

31. При проектировании объектов электрических сетей необходимо определить расчетные значения природных и техногенных воздействий, к которым должны быть устойчивы объекты электрических сетей, а также предусмотрены меры по предупреждению негативных последствий, выявленных в результате анализа опыта сооружения и эксплуатации объектов электрических сетей в зоне аналогичных природных и техногенных воздействий.

32. При проектировании объектов электрических сетей должны быть предусмотрены меры для сохранения работоспособности энергетического объекта при опасных воздействиях окружающей среды (в том числе при геодинамических воздействиях, загрязнении атмосферы, в зонах радиоактивного заряжения, повышенных гололедно-ветровых нагрузках, селевых, ветровых воздействиях, агрессивности подземных вод и воздуха, высоких половодьях и паводках и других воздействиях, влияющих на условия строительства и эксплуатации объекта) в пределах расчетных значений.

33. При проектировании объектов электрических сетей должны быть обеспечены безопасные условия для их эксплуатации, в том числе:

возможность безопасного ведения технологического процесса с учетом природных и техногенных воздействий;

возможность свободного доступа к оборудованию, установкам, зданиям и сооружениям для проведения технического обслуживания, ремонта, предупреждения и ликвидации опасных ситуаций.

34. При проектировании объектов электрических сетей должны быть предусмотрены меры по резервированию работы оборудования и коммуникаций объекта электрических сетей с учетом допускаемых технической документацией перегрузок в нормальных (длительно) и аварийных (кратковременно) режимах работы.

35. Ответственность за соблюдение установленных техническими регламентами требований к безопасности объектов электрических сетей при их проектировании несет юридическое или физическое лицо, осуществляющее подготовку проектной документации.

### **2.3. Требования безопасности к объектам электрических сетей при их реконструкции, строительстве и монтаже**

36. При строительстве или реконструкции объектов электрических сетей все работы должны вестись в пределах земельных участков, выделенных в установленном земельным законодательством порядке для размещения энергетических объектов и для проведения строительных работ.

По окончании строительства или реконструкции земельные участки, выделенные для проведения строительных работ, должны быть рекультивированы, а земельные участки, выделенные для размещения объектов электрических сетей, благоустроены.

37. При строительстве, монтаже, реконструкции, капитальном ремонте (если при ремонте затрагиваются конструктивные и другие характеристики надежности и безопасности ремонтируемых объектов) объектов электрических сетей не допускаются отклонения от проектной документации. Отклонения параметров объекта от проектной документации требуют внесения изменений в проектную документацию и ее нового утверждения.

38. Ответственность за соблюдение требований безопасности при строительстве, монтаже и реконструкции объектов электрических сетей несет физическое или юридическое лицо, выполняющее указанные работы.

39. В случаях, когда выделенные ранее земельные участки для строительства или реконструкции объектов электрических сетей до начала их использования были начаты освоением или освоены для других целей, нарушенное право на земельный участок (пресечение действий, нарушающих право на земельный участок или создающих угрозу его нарушения) подлежит восстановлению в порядке, установленном земельным законодательством государства, в котором они расположены.

Ответственность за размещение объектов на участках, указанных в абзаце первом, несут исполнительные органы государственной власти или органы местного самоуправления, выдавшие разрешение на их строительство, а в случае отсутствия такого разрешения – собственник несанкционированно размещенного объекта.

#### **2.4. Требования безопасности к объектам электрических сетей при их вводе в эксплуатацию**

40. Полностью законченный строительством или реконструкцией объект (пусковой комплекс) должен быть принят в эксплуатацию с соблюдением требований нормативных актов после индивидуальных испытаний оборудования и функциональных испытаний отдельных технологических систем, пробных пусков, комплексного опробования и окончания наладочных работ.

Пусковой комплекс должен включать в себя весь объект электрических сетей или его часть, обеспечивающую нормальную эксплуатацию при заданных параметрах.

41. Запрещается приемка в эксплуатацию объекта, сооруженного с отступлениями от проекта или с неустранимыми дефектами, выявленными при пуско-наладочных работах и испытаниях, и недоделками, допущенными при строительстве и монтаже.

Ответственность за приемку объекта электрических сетей с выявленными, но не устранимыми дефектами, несет собственник энергетического объекта.

#### **2.5. Требования безопасности к объектам электрических сетей при их эксплуатации**

42. Эксплуатация зданий, сооружений и оборудования объектов электрических сетей должна производиться с соблюдением требований проектно - конструкторской документации и нормативной технической документации, относящейся к области эксплуатации соответствующего объекта электрических сетей. Не допускается эксплуатация оборудования и (или) коммуникаций при нагрузке и иных параметрах, выходящих за пределы значений, указанных в технической документации на них, а также неисправного оборудования.

Если немедленный вывод из эксплуатации неисправного оборудования, установок, зданий, устройств или сооружений объекта электрических сетей создает угрозу жизни людей, повреждения или разрушения имущества потребителей электрической энергии при их отключении, может быть допущена ограниченная по времени вынужденная эксплуатация неисправного оборудования или сооружения, если она не наносит непосредственного ущерба людям, животным и окружающей среде. Неисправные и неработоспособные объекты при первой возможности должны быть выведены в ремонт для устранения неисправностей.

43. Ответственность за соблюдение требований безопасной эксплуатации объекта электрических сетей несет его владелец (собственник или эксплуатирующая организация).

44. На каждом объекте электрических сетей должны быть следующие документы:

а) первичные и последующие акты испытания всех устройств, обеспечивающих безопасность объекта электрических сетей, в том числе акты скрытых работ;

б) план и оперативные карточки пожаротушения или иные документы, установленные нормами на территории государства;

в) технические паспорта на оборудование, здания и сооружения;

г) комплект действующих и отмененных инструкций по эксплуатации оборудования, зданий и сооружений, должностных инструкций для всех категорий специалистов и для рабочих, относящихся к оперативному и оперативно-ремонтному персоналу, и инструкций по охране труда, соответствующих требованиям законодательства в области технического регулирования. Комплект отмененной документации должен быть удален с рабочих мест и храниться в техническом архиве объекта электрических сетей;

д) документация в соответствии с требованиями технических регламентов и нормативных правовых документов уполномоченных органов государственного надзора за безопасностью в области энергетики.

Для объектов без постоянного обслуживающего персонала указанная документация может храниться на предприятии, ответственном за эксплуатацию объекта;

е) исполнительные рабочие чертежи оборудования и сооружений, подземного хозяйства, исполнительные рабочие технологические схемы, исполнительные рабочие схемы первичных и вторичных электрических соединений, чертежи запасных частей к оборудованию.

Все работы на объекте электрических сетей, связанные с риском для жизни или здоровья персонала и с риском повреждения имущества должны выполняться в соответствии с инструкциями, утвержденными руководителем объекта электрических сетей.

45. На каждом объекте электрических сетей должны быть организованы:

а) постоянный и периодический контроль (мониторинг, осмотры, технические освидетельствования, технические обследования) технического состояния и техническое диагностирование оборудования, сооружений, зданий и устройств;

б) техническое обслуживание и плановый ремонт оборудования, сооружений, зданий и устройств.

46. Объем технического обслуживания и планового ремонта должен определяться необходимостью поддержания исправного и (или) работоспособного состояния оборудования, зданий и сооружений в соответствии с указаниями изготовителя и с учетом их фактического технического состояния, определяемого по данным контроля технического состояния и диагностирования.

47. Техническое обслуживание находящегося в эксплуатации оборудования объектов электрических сетей должно обеспечивать выполнение комплекса операций по поддержанию его работоспособного или исправного состояния, предусмотренного в документации изготовителя и в инструкциях по эксплуатации, а также мероприятий, необходимость в которых выявлена при эксплуатации.

48. При техническом освидетельствовании оборудования, сооружений, зданий и устройств объекта электрических сетей должна быть осуществлена проверка соответствия их параметров требованиям технических регламентов, проектной, конструкторской и нормативной документации, проверка выполнения требований и предписаний органов государственного надзора, выполнена оценка состояния объекта и определены меры, необходимые для обеспечения установленного указанной документацией ресурса (срока службы) освидетельствованного объекта.

Результаты технического освидетельствования должны быть занесены в технический паспорт объекта электрических сетей. По результатам технического освидетельствования объекта устанавливается необходимость проведения технического обследования. Техническое обследование объекта должно обеспечивать своевременное выявление аварийноопасных дефектов и повреждений и принятие технических решений по восстановлению его надежной и безопасной эксплуатации.

49. Вывод в ремонт оборудования, сооружений, зданий и устройств объектов электрических сетей осуществляется по схеме планово-предупредительных ремонтов или по техническому состоянию, определяемому по результатам диагностирования или технического освидетельствования.

При выводе объекта в ремонт эксплуатирующей организацией должны быть установлены технические параметры, которым должен соответствовать объект после окончания ремонта.

50. После ремонта проводятся приемо-сдаточные испытания оборудования и отдельных технических систем для проверки полноты и качества выполненных работ, а также эксплуатационных показателей на соответствие их установленным при выводе в ремонт критериям.

Если при приемо-сдаточных испытаниях были обнаружены дефекты, препятствующие работе объекта с номинальной нагрузкой, или дефекты, при которых в соответствии с действующими нормами эксплуатация объекта не допускается, то ремонт до устранения этих дефектов считается незаконченным.

51. Объекты электрических сетей должны располагать запасными частями, материалами, оборудованием или его узлами и укомплектованы ремонтной документацией, инструментом и средствами производства для своевременного обеспечения запланированных объемов ремонта, а также аварийными запасами для выполнения неотложных аварийно-восстановительных работ.

52. После выработки оборудованием, сооружением, зданием, устройством назначенного ресурса (установленного нормативными документами срока службы) их дальнейшая эксплуатация допускается только по результатам технического диагностирования и технического освидетельствования с продлением сроков установления ресурса, подтверждающим их соответствие требованиям безопасности, изложенным в технических регламентах, в том числе в соответствии с техническими регламентами государств, на территории которых расположены МГЭС.

53. Если при ремонте сооружений объектов электрических сетей был нанесен ущерб землям, расположенным вне энергетического объекта, по окончании ремонта земли должны быть рекультивированы.

54. Все технологические нарушения и аварии на объектах электрических сетей должны регистрироваться и расследоваться комиссией, созданной владельцем объекта, и регистрироваться в журнале учета нарушений и аварий. Учет нарушений осуществляется согласно действующим в государствах нормативным актам. По материалам расследования должны оформляться акты расследования единой формы с использованием компьютерной программы и выполняться мероприятия по предупреждению подобных нарушений и аварий в процессе дальнейшей эксплуатации. Информация о технологических нарушениях и авариях должна храниться на объекте электрических сетей до его ликвидации и передаваться по требованию проектной организации, а также в органы местного самоуправления, орган исполнительной власти, уполномоченный осуществлять технический надзор в электроэнергетике, и в специализированные организации, осуществляющие анализ технологических нарушений и аварий в электроэнергетике и разработку мероприятий по их предотвращению.

55. К расследованию аварий, приведших к человеческим жертвам, травматизму, нанесшим существенный ущерб имуществу или окружающей среде, должны привлекаться представители органа исполнительной власти, уполномоченного осуществлять технический надзор в электроэнергетике, при необходимости - заводов-изготовителей

оборудования, проектных, строительных, монтажных и ремонтных организаций, а также специализированных научно-исследовательских организаций.

По итогам расследования разрабатывается план мероприятий по предотвращению подобных аварий. Ответственность за организацию расследования инцидента несет руководитель эксплуатирующей организации, за выполнение плана мероприятий – собственник энергетического объекта.

56. Все оперативные переключения в электрических схемах объектов электрических сетей должны выполняться в соответствии с инструкциями по эксплуатации и отражаться в оперативной документации.

57. На каждом объекте электрических сетей должны быть определены границы и функции структурных и производственных подразделений, обслуживающих оборудование, здания, сооружения и коммуникации, а также определены должностные функции персонала.

## **2.6. Требования безопасности при консервации и ликвидации объектов электрических сетей**

58. Консервация и ликвидация объекта электрических сетей должна производиться на основании специально разработанной проектной документации, предусматривающей безопасность производства работ по консервации и ликвидации, экологическую, пожарную и иные виды безопасности консервируемого или ликвидируемого объекта. При необходимости для подготовки проектной документации должны быть выполнены специальные инженерные изыскания.

При ликвидации объекта электрических сетей должен быть предусмотрен проектной документацией и выполнен комплекс инженерных и санитарно-гигиенических мероприятий, предусматривающих улучшение и восстановление свойств грунтов освобождаемой территории в целях исключения негативного физического и химического воздействия на здоровье населения и окружающую природную среду.

59. Если при консервации объекта электрических сетей затрагиваются конструктивные и другие характеристики надежности и безопасности этого объекта, а также в случаях консервации особо технически сложных и уникальных объектов, проектная документация на консервацию и результаты специальных инженерных изысканий подлежат государственной экспертизе.

60. Владелец (собственник или эксплуатирующая организация) законсервированного объекта обязан обеспечивать технический контроль за его состоянием и принимать меры по обеспечению безопасности объекта для населения, имущества третьих лиц, окружающей природной среды.

61. При ликвидации объекта электрических сетей должны быть приняты меры к его безопасному выводу из эксплуатации, принято решение о его сносе (демонтаже) или дальнейшем использовании зданий и сооружений.

62. Ликвидация объекта электрических сетей должна осуществляться по специальному проекту, в составе которого должен содержаться комплекс инженерных и санитарно-гигиенических мероприятий, предусматривающих безопасную утилизацию токсичных веществ, содержащихся в оборудовании, улучшение и восстановление свойств грунтов освобождаемой территории в целях исключения негативного физического и химического воздействия на здоровье населения и окружающую природную среду, восстановление и экологическую реабилитацию прилегающих к ним территорий.

63. При демонтаже объектов электрических сетей должны быть приняты меры, исключающие нанесение ущерба имуществу, не принадлежащему собственнику энергетического объекта.

### **III. Специальные требования безопасности к межгосударственным электрическим сетям**

#### **3.1. Специальные требования безопасности к межгосударственным электрическим сетям во всех процессах**

64. Токоведущие части элементов межгосударственных электрических сетей (далее – электрических сетей) и их оборудования должны быть расположены таким образом, чтобы была исключена возможность приближения человека на расстояние, при котором возможен пробой изоляционного промежутка между токоведущей частью и человеком.

Электрические сети должны быть выполнены таким образом, чтобы была исключена возможность поражения человека напряжением шага, за которое принимается напряжение между двумя точками на поверхности земли на расстоянии 1 метра одна от другой.

Сооружения электрических сетей должны быть оборудованы надписями и информационными знаками, предупреждающими население о возможности поражения электрическим током при попытке проникнуть внутрь сооружения или влезть на опору линии электропередачи или иной элемент сооружения.

65. Термическая безопасность в электрических сетях обеспечивается ограничением допустимой температуры нагрева доступных для прикосновения частей оборудования и сооружений электрических сетей в пределах установленных норм.

66. Линии электропередачи и их элементы должны сохранять работоспособность при воздействии на них нагрузок технологического характера и нагрузок от расчетных воздействий окружающей среды.

67. При наличии в электрических сетях синхронных компенсаторов с водородным охлаждением должны быть приняты меры, исключающие образование взрывоопасных смесей газов.

Сооружения электрических сетей не должны оказывать пожароопасного и взрывоопасного воздействия на окружающие объекты. При сближении воздушных линий электропередачи со зданиями, сооружениями и наружными технологическими установками, связанными с добычей, транспортировкой, производством, изготовлением, использованием или хранением взрывоопасных, взрывопожароопасных и пожароопасных веществ, а также со взрыво- и пожароопасными зонами, должна быть исключена возможность опасного приближения (создающего угрозу пробоя изоляционного промежутка) проводов воздушных линий электропередачи к указанным зданиям, сооружениям, наружным установкам и зонам.

68. Надземные и наземные трубопроводы для транспорта горючих жидкостей и газов (кроме проложенных в насыпи) в местах пересечения с воздушными линиями электропередачи напряжением ниже 110 кВ должны быть защищены ограждениями, исключающими попадание проводов на трубопровод, как при их обрыве, так и необорванных проводов при падении опор, ограничивающих пролет пересечения.

Пересечение воздушных линий электропередачи напряжением 110 кВ и выше с надземными и наземными трубопроводами для транспорта горючих жидкостей и газов не допускается (кроме пересечения этих линий с действующими однопольными наземными магистральными трубопроводами при прокладке трубопроводов в насыпи).

69. Для обеспечения сохранности электрических сетей, создания нормальных условий эксплуатации этих сетей и предотвращения несчастных случаев устанавливаются охранные зоны вокруг объектов электросетевого хозяйства. Охранные зоны должны быть соблюдены при проектировании, строительстве и эксплуатации объектов электрических сетей, а также при производстве работ и осуществлении другой деятельности вблизи электрических сетей.

70. В электрических сетях напряжением до 1 кВ охранные зоны устанавливаются:

а) вдоль воздушных линий электропередачи (за исключением ответвлений к вводам в здания), а также кабельных линий электропередачи, подвешенных на опорах, в виде участка земли, ограниченного параллельными прямыми, отстоящими от проекций крайних проводов на поверхность земли (при неотклоненном их положении) на 2 м с каждой стороны;

б) вдоль подземных кабельных линий электропередачи в виде участка земли, ограниченного параллельными прямыми, отстоящими от крайних кабелей на 1 м с каждой стороны, а при прохождении линии электропередачи в городах под тротуарами – на 0,6 м в сторону проезжей части улицы;

в) вдоль подводных кабельных линий электропередачи в виде участка водного пространства от водной поверхности до дна, заключенного между вертикальными плоскостями, отстоящими от крайних кабелей на 100 м с каждой стороны.

71. В электрических сетях напряжением выше 1 кВ охранные зоны устанавливаются:

а) вдоль воздушных линий электропередачи, а также кабельных линий электропередачи, подвешенных на опорах, в виде земельного участка и воздушного пространства, ограниченных вертикальными плоскостями, отстоящими по обе стороны линии электропередачи от крайних проводов при неотклоненном их положении на расстоянии:

до 20 кВ (включительно).....	10 м;
от 20 до 35 кВ .....	15 м;
от 35 до 110 кВ .....	20 м;
от 110 до 220 кВ .....	25 м;
от 220 до 500 кВ .....	30 м;
от 500 до 750 кВ .....	40 м;
выше 750 кВ .....	55 м;

б) вдоль подземных кабельных линий электропередачи в виде земельного участка, ограниченного вертикальными плоскостями, отстоящими по обе стороны линии электропередачи от крайних кабелей на расстоянии 1 м;

в) вдоль подводных кабельных линий электропередачи в виде водного пространства от водной поверхности до дна, ограниченного вертикальными плоскостями, отстоящими по обе стороны линии электропередачи от крайних кабелей на расстоянии 100 м;

г) вдоль переходов воздушных линий электропередачи через водоемы в виде воздушного пространства над водной поверхностью водоемов, ограниченного вертикальными плоскостями, отстоящими по обе стороны линии электропередачи от крайних проводов при неотклоненном их положении: для судоходных водоемов – на расстоянии 100 м, для несудоходных водоемов – согласно позиции «а» настоящего пункта;

д) вокруг открытых подстанций и открытых распределительных устройств напряжением 35 кВ и выше в виде части поверхности земли и воздушного пространства (на высоту, соответствующую высоте объекта), ограниченных вертикальными плоскостями, окружающими со всех сторон границы земельного участка, на котором расположены объекты, на расстоянии 50 метров.

При сооружении и эксплуатации электрических сетей в районах расселения и миграции птиц должны быть предусмотрены меры по предотвращению гибели птиц.

72. При проектировании и эксплуатации электрических сетей должны быть предусмотрены меры по предотвращению опасного и мешающего влияния электрических сетей на электронное оборудование, устройства информационно-технологических систем, связи и сигнализации, проводного вещания.

### **3.2. Требования безопасности к электрическим сетям при их проектировании**

73. При проектировании линий электропередачи должны быть установлены минимально допустимые расстояния от проводов воздушных линий электропередачи до земли и соседних объектов. Минимальные расстояния должны быть обеспечены при расчетных климатических воздействиях и наибольших токовых нагрузках.

При проектировании электрических сетей должно быть предусмотрено их оснащение средствами диспетчерского и технологического управления, релейной защиты и противоаварийной автоматики.

74. Проектирование электрических сетей при их реконструкции осуществляется на основании оценки технического состояния элементов электрической сети, выполненной по результатам ее обследования. В случае утяжеления расчетных климатических условий должна производиться проверка всех элементов электрической сети на повышенные нагрузки с последующим обеспечением соответствия прочности элементов сети новым нагрузкам.

### **3.3. Требования безопасности к электрическим сетям при их строительстве**

75. При строительстве и реконструкции электрических сетей в зоне прохождения действующих линий электропередачи юридическим или физическим лицом, осуществляющим строительство (реконструкцию), должны быть приняты меры по защите людей от воздействия напряжения, наведенного в сооружаемом (реконструируемом) объекте под влиянием напряжения в действующей линии электропередачи, а также с соблюдением действующих в государстве норм безопасности в строительстве.

### **3.4. Требования безопасности к электрическим сетям при их эксплуатации**

76. В электрических сетях и объектах электросетевого хозяйства должна быть обеспечена защита персонала от величин биологически активного электрического поля, способного оказывать отрицательное воздействие на организм человека и вызывать появление электрических разрядов при прикосновении к заземленным или изолированным от земли проводящим частям оборудования и сооружений.

В электрических сетях всех напряжений должна быть обеспечена защита персонала от биологически активного магнитного поля, способного оказывать отрицательное воздействие на организм человека.

77. Хозяйственная деятельность в охранной зоне электрических сетей должна осуществляться только по согласованию с собственником соответствующей электрической сети, при этом сельскохозяйственные земли в охранной зоне не должны изыматься из их использования по прямому назначению.

78. Персональную ответственность за строительство любых объектов с нарушением режима охранной зоны несут должностные лица, выдавшие разрешение на строительство, а при отсутствии такого разрешения – собственник объекта строительства. Незаконно построенный объект подлежит сносу без компенсации ущерба собственнику этого объекта. Если такое строительство привело к несчастному случаю или материальному ущербу физических и юридических лиц, собственник объекта строительства несет ответственность согласно законодательству государства, на территории которого находится объект.

79. Эксплуатирующая организация должна осуществлять контроль за соблюдением правил охраны электрических сетей со стороны юридических лиц и населения, информировать предприятия, организации и население, находящиеся в районе прохождения высоковольтных линий, о положениях указанных правил, а также принимать меры к приостановлению работ в охранной зоне подстанций и линий электропередачи, выполняемых с нарушением правил охраны электрических сетей.

80. Эксплуатацию электрических сетей должен осуществлять квалифицированный электротехнический персонал, имеющий профессиональную подготовку, соответствующую характеру работы.

Электротехнический персонал, эксплуатирующий электрические сети, должен пройти подготовку и проверку знаний правил технической эксплуатации электрических станций и сетей, правил по охране труда (техники безопасности) при эксплуатации электроустановок и других НТД.

Персонал, занятый на работах с вредными, опасными и неблагоприятными производственными факторами, должен проходить предварительные и периодические медицинские осмотры.

Электротехнический персонал до допуска к самостоятельной работе должен быть обучен приемам освобождения пострадавшего от действия электрического тока, оказания первой помощи при несчастных случаях.

81. При демонтаже объектов электрических сетей должны быть приняты меры, исключающие нанесение ущерба имуществу, не принадлежащему собственнику электрических сетей.

#### **IV. Требования безопасности к межгосударственным электрическим сетям при их эксплуатации в условиях оперативно-диспетчерского управления**

##### **4.1. Общие требования безопасности к объектам межгосударственных электрических сетей в условиях оперативно-диспетчерского управления**

82. При эксплуатации объектов электрических сетей точно и безусловно должны выполняться диспетчерские команды и распоряжения диспетчерского центра, в зоне диспетчерской ответственности которого они расположены.

83. Диспетчерские команды и распоряжения могут не исполняться дежурным персоналом объектов электрических сетей только в случае, если их исполнение создает прямую угрозу жизни людей, разрушения оборудования или приводит к нарушению установленных технической документацией пределов и условий безопасной эксплуатации атомных электростанций.

84. Изменение технологического режима или эксплуатационного состояния объектов электрических сетей, включенных в перечень объектов диспетчеризации, может осуществляться только с разрешения диспетчерского центра, в ведении или управлении

которого находятся объекты электрических сетей, и в соответствии с действующими нормативно-правовыми документами,

85. В чрезвычайных обстоятельствах (несчастный случай, возникший в результате эксплуатации оборудования, стихийное бедствие, пожар, авария, иные обстоятельства, создающие угрозу жизни и здоровью людей, сохранности оборудования) допускается изменение технологического режима или эксплуатационного состояния объекта диспетчеризации без диспетчерской команды или согласования (разрешения) соответствующего диспетчерского центра с последующим незамедлительным его уведомлением о произведенных изменениях и причинах, их вызвавших.

86. В целях выполнения согласованных требований надежности и ненанесения ущерба электроэнергетическим системам сопредельных государств объекты электрических сетей должны быть подключены под действие противоаварийной автоматики в соответствии с заданием на подключение, выданным диспетчерским центром.

Необходимость применения противоаварийной автоматики, ее характеристику, место установки, факторы запуска, а также виды, объекты и объемы управляющих воздействий определяют диспетчерским центром.

При эксплуатации объектов электрических сетей в случаях, когда установленные на них устройства противоаварийной автоматики включены в перечень объектов диспетчеризации, должно быть организовано незамедлительное предоставление в диспетчерский центр необходимой технологической информации по объектам, контролируемым (управляемым) устройствами противоаварийной автоматики, в соответствии с его запросом.

87. На объектах электрических сетей должны быть обеспечены:

а) синхронность регистрации аварийных процессов, событий и телеизмерений, сохранность регистрируемых оперативных данных и данных коммерческого учета электрической энергии,

б) бесперебойность питания цепей оперативного постоянного тока,

в) поддержание в рабочем состоянии систем противоаварийной автоматики и автоматики управления режимами работы,

г) наличие согласованных с диспетчерским центром планов технических и организационных мероприятий по управлению ими в условиях режима высоких рисков нарушения электроснабжения, в аварийных электроэнергетических режимах,

д) наличие правил (инструкций) выполнения самостоятельных действий персонала по предотвращению развития и ликвидации аварийных электроэнергетических режимов в случае потери связи с диспетчерскими центрами,

е) наличие планов мероприятий по восстановлению нормального электроэнергетического режима, планов необходимых технических и организационных мероприятий по управлению процессами восстановления нормальной работы объектов и инструкции по ликвидации и предотвращению развития нарушений нормального режима,

ж) поддержание эксплуатационного состояния и режима работы оборудования в соответствии с указаниями диспетчерских центров.

88. На объектах электрических сетей, включенных в перечень объектов диспетчеризации, должны быть обеспечены:

а) работа основного и резервного каналов связи для передачи диспетчерских команд, управляющих воздействий систем противоаварийной автоматики и автоматики управления режимами, дистанционного управления эксплуатационным состоянием

объектов диспетчеризации и информации о технологическом режиме работы объектов, перечень и объемы которой устанавливаются диспетчерским центром,

б) наличие согласованного с диспетчерским центром протокола передачи телеметрической информации,

в) возможность управления диспетчерским центром технологическими операциями по изменению электроэнергетического режима и эксплуатационного состояния объектов диспетчеризации, в том числе: управление коммутационными аппаратами, изменение текущей настройки устройств релейной защиты, противоаварийной автоматики и автоматики управления режимами.

При наличии систем (устройств) противоаварийной автоматики и автоматики управления режимами, кроме того, должны быть обеспечены:

- передача в диспетчерский центр информации по объектам, контролируемым (управляемым) устройствами противоаварийной автоматики и автоматики управления режимами: схемы электрических соединений объектов электрических сетей, характеристики электротехнического оборудования, схемы устройств релейной защиты и противоаварийной автоматики;

- исполнение команд пусковых органов систем противоаварийной автоматики и автоматики управления режимами, дистанционного управления эксплуатационным состоянием объектов диспетчеризации, а также передача (в пределах времени, равного одной секунде) и исполнение команд управляющих воздействий указанных систем, необходимых для ступенчатого отключения нагрузки потребителей, ступенчатого отключения или ограничения генерирующей мощности электростанций.

При наличии систем автоматического регулирования частоты и перетоков мощности, кроме требований позиций а) - в), должна быть обеспечена передача (в пределах времени, равного одной секунде) от диспетчерского центра управляющих воздействий на указанные системы в объеме, установленном диспетчерским центром и необходимом для изменения генерирующей мощности электростанций, участвующих в регулировании частоты, изменения положений устройств регулирования напряжения.

При наличии регулируемых средств компенсации реактивной мощности, кроме требований позиций а) - в), должно быть обеспечено по команде диспетчерского центра немедленное повышение или понижение выдачи (потребления) реактивной мощности в пределах, установленных техническими характеристиками указанных средств.

89. В диспетчерских центрах должны быть обеспечены:

а) работоспособность средств диспетчерского и технологического управления при нарушениях и угрозе нарушения электроснабжения,

б) наличие планов необходимых технических и организационных мероприятий по управлению процессами восстановления нормальной работы объектах электрических сетей и инструкций по ликвидации и предотвращению развития нарушений нормального режима энергосистем сопредельных государств.

90. На объектах электрических сетей к началу осенне-зимнего периода должны быть выполнены мероприятия в соответствии с нормативными документами и договорными обязательствами Сторон.

#### **4.2. Требования безопасности к системам технологического управления объектов межгосударственных электрических сетей при их реконструкции и строительстве**

91. В случае создания (реконструкции, модернизации) систем технологического управления при строительстве (реконструкции, модернизации, техническом перевооружении) объектов электрических сетей, технологически связанных с объектами электрических сетей энергосистем сопредельных государств (независимо от их хозяйственной принадлежности), на указанных смежных объектах электрических сетей должно быть обеспечено выполнение всего комплекса работ (проектирование, выполнение строительно-монтажных и наладочных работ, ввод в эксплуатацию) по созданию (модернизации) систем технологического управления в соответствии с установленными диспетчерским центром общими требованиями к таким системам.

При этом проектная документация, а также сроки выполнения комплекса работ по созданию (модернизации) систем технологического управления каждого смежного объекта электрических сетей должны быть согласованы с диспетчерским центром.

#### **У. Презумпция соответствия**

92. Применение настоящего технического регламента возможно только после проведения идентификации объекта технического регулирования.

Идентификация объектов проводится путем установления тождественности характеристик идентифицируемого объекта существенным признакам объекта технического регулирования.

Объект может быть идентифицирован в качестве межгосударственной электрической сети, если:

объект представляет собой комплекс взаимосвязанных оборудования, сооружений, распределительных устройств подстанций и соединяющих их линий электропередачи;

объект предназначен для передачи электрической энергии из энергосистемы одного государства в энергосистему другого государства;

на объекте существует проектная и (или) технологическая документация.

93. Идентификация объектов проводится при:

проектировании объекта;

вводе в эксплуатацию после завершения строительства, реконструкции, ремонта;

оценке соответствия объекта.

94. Идентификацию объекта технического регулирования для целей применения настоящего технического регламента на стадиях проектирования, строительства (монтажа) и реконструкции, ввода в эксплуатацию, эксплуатации, ликвидации (консервации) осуществляет собственник объекта или эксплуатирующая организация.

Идентификация объекта осуществляется на основе проектной, технической и (или) технологической документации, относящейся к идентифицируемому объекту. Определение границ территории объекта осуществляется на основе актов отвода земель и генерального плана.

Результаты идентификации оформляются актом, к которому прилагаются все материалы, послужившие основанием для принятия решения о применении (неприменении) настоящего технического регламента.

95. Контроль обоснованности идентификации объекта и оценку соответствия требованиям настоящего технического регламента осуществляют органы государственного контроля (надзора) сопредельных государств, к компетенции которых отнесен технический контроль (надзор) в области электроэнергетики.

Идентификация объекта осуществляется на основе проектной и (или) технологической документации, относящейся к идентифицируемому объекту. Определение границ территории объекта осуществляется на основе актов отвода земель и генерального плана.

При отсутствии указанных документов идентификация объекта проводится на основе результатов экспертизы, назначаемой уполномоченным органом государственного контроля (надзора).

Результаты идентификации оформляются актом, к которому прилагаются все копии материалов, послужившие основанием для принятия решения о применении (неприменении) настоящего технического регламента. Копия акта вместе с вышеуказанными материалами в течение трех дней с момента подписания акта передается собственнику или эксплуатирующей организации каждого государства, на территории которого находится объект технического регулирования.

## **VI. Оценка соответствия**

96. Форму оценки соответствия объектов электрических сетей настоящего технического регламента, относящихся к объектам капитального строительства, на соответствие требованиям безопасности, установленным разделами II и III настоящего технического регламента, на стадиях проектирования и строительства определяется соглашением между сторонами сопредельных государств.

97. В соглашении должно быть отражено решение следующих вопросов:

- а) состав органа (органов) осуществляющего (-щих) оценку соответствия и порядок его (их) работы,
- б) порядок и сроки проведения экспертизы проектной документации и результатов инженерных изысканий,
- г) надзор за строительством, реконструкцией, капитальным ремонтом объекта технического регулирования,
- д) процедура выдачи разрешения на допуск объекта технического регулирования в эксплуатацию,
- е) порядок выдачи разрешения на допуск объекта технического регулирования в эксплуатацию.

98. Оценка соответствия объектов электрических сетей настоящего технического регламента на соответствие требованиям безопасности, установленным разделами II и III настоящего технического регламента, на стадии их эксплуатации определяется соглашением между сторонами сопредельных государств, осуществляющих эксплуатацию объектов электрических сетей.

99. В соглашении должно быть отражено решение следующих вопросов:

- а) проверка наличия на объектах электрических сетей систем противоаварийного и режимного управления и систем технологической связи с выдачей акта допуска в эксплуатацию,
- б) порядок контроля за соблюдением требований настоящего технического регламента,

в) контроль за готовностью объектов электрических сетей к работе в осенне-зимний период,

г) состав органа (органов), осуществляющего (-щих) контроль за соблюдением требований настоящего технического регламента,

д) документальное оформление результатов контроля за соблюдением требований настоящего технического регламента,

е) разработка и осуществление мер по результатам контроля.

---