

ПРОТОКОЛ

10-го заседания Комиссии по оперативно-технологической координации совместной работы энергосистем стран СНГ и Балтии (КОТК)

11-12 ноября 2004 года

г. Кишинев

Список участников приведен в Приложении 1.

После обсуждения принята следующая повестка дня:

1. О готовности энергосистем стран СНГ и Балтии к работе в ОЗП 2004-2005.
2. О реализации Плана работы КОТК на 2004-2006 гг.:
 - 2.1. Об организации выполнения Плана работы КОТК.
 - 2.2. О проекте концепции регулирования частоты и перетоков активной мощности в энергосистемах стран СНГ и Балтии.
 - 2.3. Об организации исследования режимов работы энергосистем Беларуси, Балтии и России в связи с предполагающимся выводом из эксплуатации энергоблоков Игналинской АЭС.
 - 2.4. Об изучении вопроса об установлении единого времени для планирования режимов и снятия показаний приборов учета электроэнергии.
3. О подготовке разработки технико-экономического обоснования объединения энергосистем УСТЕ и стран СНГ и Балтии:
 - 3.1. О текущем состоянии работ.
 - 3.2. Об исследовании текущего состояния энергосистем стран СНГ и Балтии, в соответствии с техническим заданием на разработку ТЭО объединения энергосистем УСТЕ и стран СНГ и Балтии.
4. О результатах исследования технических возможностей включения в работу ВЛ 330 кВ между ОЭС Украины и ОЭС Беларуси.
5. О Регламенте работы КОТК.
6. О дате и месте следующего заседания КОТК.
7. Разное.
 - 7.1. О систематизации наименований рабочих групп, создаваемых КОТК.

Пункт 1 повестки дня:

1. Комиссия по оперативно-технологической координации совместной работы энергосистем стран СНГ и Балтии (далее – Комиссия или КОТК) заслушала, обсудила и приняла к сведению сообщения членов КОТК о готовности энергосистем стран СНГ и Балтии к работе в ОЗП 2004-2005.

Пункт 2.1 повестки дня:

Комиссия заслушала сообщение Председателя КОТК об организации выполнения Плана работы КОТК. План работы КОТК на 2004-2006 гг. утвержден на 26-ом заседании Электроэнергетического Совета СНГ. С целью разработки мероприятий, предусмотренных Планом, представляется целесообразным организация рабочих групп. В частности, по каждому направлению разработки

основных технических требований предлагается создать рабочую группу из 3-4 организаций, имеющих представителей в КОТК, и назначить одну из них ответственной за подготовку проекта документа. Для разработки целевых работ Плана предполагается создать целевые рабочие группы из представителей КОТК от заинтересованных энергокомпаний, при необходимости – с привлечением экспертов, не являющихся членами КОТК.

Комиссия решила:

1. С целью разработки основных технических требований к параллельно работающим энергосистемам СНГ и Балтии сформировать рабочие группы по направлениям в следующем составе:

1.1. По регулированию частоты и перетоков активной мощности – ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС» (отв. на подготовку), DC Baltija, концерн «Белэнерго», НЭК «Укрэнерго», ОАО «ФСК ЕЭС».

1.2. По устойчивости энергосистем – НЭК «Укрэнерго» (отв. на подготовку), ЦДУ ЕЭС Казахстана, ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС», ЗАО «Оператор электроэнергетической системы» (Армения), концерн «Белэнерго», ОАО «ФСК ЕЭС».

1.3. По скоординированному планированию и управлению режимами – ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС» (отв. на подготовку), DC Baltija, концерн «Белэнерго», ОАО «ФСК ЕЭС», ЗАО «Интер РАО ЕЭС», НЭК «Укрэнерго».

1.4. По противоаварийному управлению – DC Baltija (отв. на подготовку), НЭК «Укрэнерго», ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС», ОДЦ «Энергия», ЦДУ ЕЭС Казахстана, ЗАО «Оператор электроэнергетической системы» (Армения), концерн «Белэнерго», ОАО «ФСК ЕЭС».

2. Сформировать целевую рабочую группу по разработке ТЭО АРЧМ Азиатской части энергосистем СНГ в составе: ЦДУ ЕЭС Казахстана (отв. за подготовку), ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС», ОАО «ФСК ЕЭС». Согласовать с ОДЦ «Энергия» возможность участия в работе ЦРГ.

3. Сформировать целевую рабочую группу по разработке принципов координации программ перспективного развития энергосистем СНГ и Балтии в составе: ОАО «ФСК ЕЭС» (отв. за подготовку), концерн «Белэнерго», ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС», ЗАО «Интер РАО ЕЭС», НЭК «Укрэнерго», ГП «Moldelectrica».

4. Руководителям целевых рабочих групп и членам КОТК от компаний, ответственных за подготовку документов по направлениям основных технических требований, подготовить и до 30.01.2005 представить Председателю КОТК планы действий по разработке закрепленных за ними документов, руководствуясь сроками, предусмотренными Планом работы КОТК.

Пункт 2.2 повестки дня:

Комиссия заслушала доклад представителя ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС» о концепции регулирования частоты и перетоков активной мощности в энергосистеме стран СНГ и Балтии и обсудила проект данной концепции. Был высказан ряд конструктивных замечаний и предложений.

Комиссия решила:

1. Одобрить в целом проект Концепции регулирования частоты и перетоков мощности в странах СНГ и Балтии в качестве основы для разработки технических требований к параллельно работающим энергосистемам стран СНГ и Балтии в части регулирования частоты и перетоков мощности (приложение 2).
2. Членам КОТК в срок до 15.12.2004 направить в Секретариат свои замечания по проекту Концепции.
3. ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС» доработать текст Концепции с учетом полученных замечаний и в срок до 31.01.2005 представить на согласование членам КОТК для последующего утверждения в качестве части основных технических требований к параллельно работающим энергосистемам стран СНГ и Балтии.

Пункт 2.3 повестки дня:

Комиссия заслушала сообщение Председателя КОТК о необходимости организации исследования режимов работы энергосистем Беларуси, Балтии и России в связи с предполагающимся выводом из эксплуатации энергоблоков Игналинской АЭС. На 26-ом заседании Электроэнергетического Совета СНГ 19.10.2004 КОТК поручено провести анализ изменения существующего потокораспределения после ожидаемого вывода из эксплуатации блока на Игналинской АЭС и ввода в работу ПГУ-450 Калининградской ТЭЦ. Для исследования режимов работы энергосистем Беларуси, России и ОЭС Балтии в условиях останова энергоблоков Игналинской АЭС признано целесообразным создать целевую рабочую группу с участием представителей всех заинтересованных сторон.

Комиссия решила:

1. Создать целевую рабочую группу в составе: концерн «Белэнерго» (ответственный за руководство), ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС», ДС Baltija, НЭК «Укрэнерго», ЗАО «Интер РАО ЕЭС», ОАО «ФСК ЕЭС» для исследования режимов работы энергосистем Беларуси, Балтии, России и Украины в связи с предполагающимся выводом из эксплуатации энергоблоков Игналинской АЭС.
2. Руководителю Целевой рабочей группы разработать и до 31.12.2004 представить Председателю КОТК согласованный план работ, учитывая необходимость представления результатов исследования на 27-ом заседании Электроэнергетического Совета СНГ в апреле 2005 года.

Пункт 2.4 повестки дня:

Комиссия заслушала доклад представителя ЦДУ ЕЭС Казахстана об изучении вопроса об установлении единого времени для планирования режимов и снятия показаний приборов учета электроэнергии. Проблема установления единого учетно-отчетного времени для ведения режимов и снятия показаний приборов учета электроэнергии является актуальной для развития межгосударственной торговли электрической энергией и обеспечения надежной параллельной работы энергосистем

государств – участников СНГ и их партнеров по международному энергетическому сотрудничеству. На 26-ом заседании Электроэнергетического Совета СНГ КОТК и Рабочей группе ЭЭС СНГ по рынку поручено изучить вопрос установления единого времени для ведения режимов и снятия показаний приборов учета электроэнергии и представить предложения на рассмотрение очередного заседания ЭЭС СНГ.

Комиссия решила:

1. Создать целевую рабочую группу в составе АО «КЕГОС» (ответственный за руководство), ОАО «ФСК ЕЭС», НЭК «Укрэнерго», ГП «Moldelectrica», концерн «Белэнерго» для изучения вопроса об установлении единого времени для планирования режимов и снятия показаний приборов учета электроэнергии.

2. Руководителю Целевой рабочей группы совместно с Рабочей группой ЭЭС СНГ по рынку разработать и до 31.12.2004 представить Председателю КОТК согласованный план работ, учитывая необходимость представления результатов исследования на 27-ом заседании Электроэнергетического Совета СНГ в апреле 2005 года.

Пункт 3.1 повестки дня:

Комиссия заслушала доклад представителя ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС» о текущем состоянии работ по подготовке разработки технико-экономического обоснования объединения энергосистем УСТЕ и стран СНГ и Балтии. В настоящее время ведется подготовка к началу совместной с УСТЕ (Союз по координации передачи электроэнергии) разработке технико-экономического обоснования (ТЭО) объединения энергосистем СНГ, Балтии и УСТЕ. Данный проект является важнейшим в рамках взаимодействия в области электроэнергетики между странами СНГ и Европы, и его реализация может принести взаимные выгоды восточным и западным партнерам как в расширении возможностей торговли электроэнергией, так и повышении надежности электроснабжения и устойчивости энергосистем. На 9-ом заседании КОТК 3-4.06.2004 была одобрена концепция исследований, изложенная в проекте ToR. Во исполнение решений КОТК, УСТЕ были направлены предложения по сокращению сроков завершения работ. 19.10.2004 подписано Соглашение о сотрудничестве энергокомпаний – участников проекта от Беларуси, Латвии, Литвы, Молдовы, России, Украины и Эстонии по разработке ТЭО, с целью выполнения исследований технических, организационных, эксплуатационных, экономических и юридических аспектов синхронного объединения энергосистем УСТЕ и стран СНГ и Балтии. основополагающие принципы сотрудничества консорциума УСТЕ и энергокомпаний стран СНГ и Балтии были рассмотрены и признаны необходимыми на 26-ом заседании Электроэнергетического Совета СНГ.

Комиссия решила:

1. Одобрить ход подготовки к разработке технико-экономического обоснования объединения энергосистем УСТЕ и стран СНГ и Балтии.

2. Согласовать проект предлагаемого графика работ по ТЗ (ToR), отражающего необходимость сокращения сроков исследования и выпуск в конце

2006 года концептуального отчета, позволяющего принять решение о возможности и целесообразности объединения (приложение 3).

3. Согласовать состав органов управления проектом исходя из принципов, одобренных Электроэнергетическим Советом СНГ (приложение 4).

4. Обеспечить резервирование квоты в Органе Управления Проектом для представителей КОТК от энергосистем Балтии, Беларуси и Казахстана.

Пункт 3.2 повестки дня:

Комиссия заслушала доклад представителя ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС» об исследовании текущего состояния энергосистем стран СНГ и Балтии, в соответствии с техническим заданием на разработку ТЭО объединения энергосистем УСТЕ и стран СНГ и Балтии. Проект ТЗ (ToR) на разработку ТЭО объединения энергосистем УСТЕ и стран СНГ и Балтии включает одним из первых этапов исследование текущего состояния энергосистем стран СНГ и Балтии.

Сроки проведения исследования текущего состояния - в течение двух месяцев с момента старта проекта.

Комиссия решила:

1. Членам КОТК по запросу координатора работ по разработке ТЭО предоставить информацию о текущем состоянии энергосистем в соответствии с перечнем, приведенном в ТЗ (ToR).

2. Координатору работ по разработке ТЭО сообщить руководителям рабочих групп проекта и Консорциуму УСТЕ о возможности использования информации об энергосистемах СНГ и Балтии только для целей разработки ТЭО.

Пункт 4 повестки дня:

Комиссия заслушала доклад руководителя целевой рабочей группы о результатах исследования технических возможностей включения в работу ВЛ 330 кВ между ОЭС Украины и ОЭС Беларуси. В рамках исследования технических возможностей замыкания ВЛ 330 кВ Чернигов – Гомель и ЧАЭС – Мозырь между ОЭС Украины и ОЭС Беларуси, были выполнены исследования технической возможности замыкания линий, включая расчеты и анализ статической и динамической устойчивости энергосистем. Выполнены исследования различных сценарных установившихся режимов работы кольца. Исследования показали:

а) Незначительное снижение потерь активной мощности во всех энергосистемах в сценарных условиях;

б) Снижение тяжести послеаварийного режима для существующего «узкого места» АТ 1, 2 500/330 кВ Смоленской АЭС при аварийном отключении ВЛ 750 кВ Смоленская АЭС – Белорусская, являющегося определяющим при выборе максимально допустимого перетока и величины поставок в сечении Центр – Беларусь;

в) Возможность осуществления поставок из ЕЭС России в ОЭС Украины и ОЭС Беларуси транзитом через сети энергосистем смежных государств;

г) Отсутствие существенных набросов мощности на контролируемые межгосударственные и внутренние сечения при аварийном отключении одной из ВЛ 330 кВ между ОЭС Украины и ОЭС Беларуси.

Были выполнены исследования различных сценарных переходных режимов работы кольца. Выполненные исследования различных сценарных условий работы сложнзамкнутого кольца ЕЭС России – ОЭС Украины – ОЭС Беларуси – ОЭС Балтии – ЕЭС России не выявили дополнительных явных технических рисков замыкания ВЛ 330 кВ между ОЭС Украины и ОЭС Беларуси. До ввода в работу указанных связей необходимо решить ряд организационных вопросов, в частности, планирования поставок электроэнергии, расчета и оформления фактических поставок, расчетов за транзит электроэнергии, внесения, при необходимости, изменений в действующие инструктивные и диспетчерские материалы.

Комиссия решила:

1. Считать возможным и целесообразным по режимным условиям замыкание ВЛ 330 кВ Чернигов – Гомель и ЧАЭС – Мозырь.

2. Целевой рабочей группе до 22.12.2004 подготовить программу испытаний включения ВЛ 330 кВ Чернигов – Гомель и ЧАЭС – Мозырь с целью проведения испытаний 8-9.01.2005.

3. Члену КОТК Степанову Н.В. в срок до 10.12.2004 подготовить проект решения организационных вопросов планирования поставок электроэнергии, расчета и оформления фактических поставок, расчетов за транзит электроэнергии

4. Просить Председателя КОТК проинформировать руководителей ЗАО «Интер РАО ЕЭС», ОАО «ФСК ЕЭС», концерна «Белэнерго» и НЭК «Укрэнерго» о возможности и целесообразности по режимным условиям включения линий 330 кВ между ОЭС Беларуси и ОЭС Украины и просить ускорить решение организационных вопросов в соответствии с протоколом совещания уполномоченных представителей энергокомпаний от 27-28.07.2004 г. (г. Киев).

5. Руководителю ЦРГ передать Секретариату отчет о выполненных исследованиях. Секретариату предоставить отчет членам КОТК.

Пункт 5 повестки дня:

Комиссия заслушала сообщение руководителя Секретариата о подготовке проекта Регламента работы КОТК. В соответствии с Решением 9-го заседания КОТК проект Регламента был направлен на рассмотрение членам КОТК и доработан с учетом полученных замечаний и дополнений.

Данный документ детально регламентирует процедурные вопросы деятельности КОТК, в том числе: подготовку и проведение заседаний (очередных и внеочередных), порядок принятия Решений, формирования проекта сметы затрат на осуществление деятельности КОТК, а так же определяет порядок деятельности Секретариата.

Комиссия решила:

1. Утвердить Регламент работы КОТК (приложение 5).

Пункт 6 повестки дня:

Комиссия решила:

1. Провести очередное заседание КОТК 26-27 мая 2005 года в Москве.

Пункт 7 повестки дня:

Комиссия решила:

1. Поручить Секретариату систематизировать наименования рабочих групп, ввести сокращенные наименования и довести до сведения членов КОТК.

Председатель КОТК

Б.И. Аюев

Члены КОТК:

В.М. Барсуков

А.Ф. Бондаренко

И.А. Кузько

Я.К. Оситис

В.И. Редин

К.Б. Саркисян

Н.В. Степанов

А.Р. Ширма

Представитель ОАО «ФСК ЕЭС»:

Н.В. Юракова

СПИСОК
участников заседания Комиссии по оперативно-технологической координации
совместной работы энергосистем стран СНГ и Балтии (КОТК)
11-12 ноября 2004, Кишинев

<i>n/n</i>	<i>ФИО</i>	<i>Должность</i>	<i>Телефон, e-mail</i>
ЗАО «Оператор электроэнергетической системы» (Армения)			
1.	Саркисян Карен Бениаминович	Председатель Совета директоров, Генеральный директор	3741 52 47 25 e-mail: apm_epso@yahoo.com
DC Baltija			
2.	Оситис Янис Карлович	Технический директор	371 777 93 01 e-mail: ositis@dc.riga.lv
Концерн «Белэнерго» (Беларусь)			
3.	Ширма Алексей Ростиславович	Генеральный директор РУП «ОДУ»	375 17 229 83 00 e-mail: shirma@odu.energo.net.by
Головной филиал АО «KEGOC» – ЦДУ ЕЭС Казахстана (Казахстан)			
4.	Барсуков Владимир Максимович	Директор	7 327 684888 e-mail: barsukov@cdu.kegoc.kz
ГП «Moldelectrica» (Молдова)			
5.	Кузько Игорь Анатольевич	Заместитель Генерального директора - Главный диспетчер	373 69 14 77 94 e-mail: kia@mtenerg.mldnet.com
ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС» (Россия)			
6.	Аюев Борис Ильич	Председатель Правления, Председатель КОТК	7 095 710 51 25 e-mail: abi@so-cdu.ru
7.	Бондаренко Александр Федорович	Директор по управлению режимами ЕЭС - главный диспетчер	7 095 298 51 65 e-mail: baf@so-cdu.ru
ЗАО «Интер РАО ЕЭС» (Россия)			
8.	Степанов Николай Васильевич	Технический директор	7 095 763-23-22 e-mail: stepanov_nv@interrao.ru
ОАО «ФСК ЕЭС» (Россия)			
9.	Юракова Наталья Владимировна	Начальник отдела Департамента стратегического планирования	7 095 710 47 92 e-mail: ynv@rao.elektra.ru
НЭК «Укрэнерго» (Украина)			
10.	Редин Владимир Иванович	Первый заместитель директора – Главный диспетчер	380 44 238 30 01 e-mail: kanc@ndc.energy.gov.ua

Секретариат КОТК			
11.	Афанасьев Дмитрий Александрович	Советник Председателя Правления ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС» - Руководитель Секретариата	7 095 957 18 81 e-mail: daa@so-cdu.ru
Исполнительный комитет ЭЭС СНГ			
12.	Герцен Артем Модестович	Директор Департамента анализа совместной работы энергосистем	7 095 710 59 43 e-mail: gam@energo-cis.org
Приглашенные лица			
13.	Кушнир Иван Георгиевич	Начальник отдела внешних связей и договорных отношений ГП «Moldelectrica»	667 77 567 диспю cusnir@mtenerg.mldnet.com
14.	Чеботарь Сергей Иванович	Начальник службы электрических режимов ГП «Moldelectrica»	
15.	Лебедь Сергей Николаевич	Советник Председателя Правления ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС»	7 095 710 51 21 e-mail: sergei.lebed@so-cdu.ru
16.	Куликов Юрий Алексеевич	Советник Председателя Правления ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС»	7 095 927 95 41 e-mail: kulikov.y@so-cdu.ru
17.	Королев Михаил Леонидович	Заместитель начальника Службы электрических режимов ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС»	7 095 927 99 88 e-mail: korolev@so-cdu.ru
18.	Стратан И. П.	Декан электроэнергетического факультета Технического Университета Молдовы	

**Концепция регулирования частоты и перетоков
мощности
в странах СНГ и Балтии**

(1-я редакция от 28.10.2004)

Содержание

1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ	3
2. ОСНОВНЫЕ ТЕРМИНЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ	4
3. ОБЩИЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА УЧАСТНИКОВ ПАРАЛЛЕЛЬНОЙ РАБОТЫ	10
4. ТРЕБОВАНИЯ К ОТДЕЛЬНЫМ ВИДАМ РЕГУЛИРОВАНИЯ ЧАСТОТЫ	12
4.1. ПЕРВИЧНОЕ РЕГУЛИРОВАНИЕ	12
4.2. ВТОРИЧНОЕ РЕГУЛИРОВАНИЕ	14
4.3. ТРЕТИЧНОЕ РЕГУЛИРОВАНИЕ	19
4.4. КОРРЕКЦИЯ СИНХРОННОГО ВРЕМЕНИ	20
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ	21

1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

1.1. Настоящий документ устанавливает требования, которыми должны добровольно руководствоваться организации, осуществляющие оперативно-диспетчерское управление в параллельно работающих энергосистемах стран СНГ и Балтии в отношении регулирования режимов работы по частоте и перетокам активной мощности (далее регулирования частоты). В настоящем документе описываются правила и даются рекомендации по регулированию частоты.

1.2. Совместное добровольное выполнение требований по регулированию частоты позволит наилучшим образом использовать выгоды параллельной работы энергосистем стран СНГ и Балтии и повысить надежность работы каждой энергосистемы в отдельности.

1.3. Положения данной Концепции рассматриваются, утверждаются и при необходимости корректируются Комиссией по оперативно-технологической координации совместной работы энергосистем стран СНГ и Балтии (КОТК), действующей при Исполнительном Комитете Электроэнергетического Совета СНГ.

1.4. В договорах о параллельной работе, заключаемых энергосистемами стран СНГ и Балтии, должны предусматриваться статьи, обязывающие стороны следовать настоящей Концепции и при необходимости предусматривающие оказание взаимных услуг при выполнении требований настоящей Концепции.

1.5. Основные положения настоящей Концепции основаны на требованиях действующих правил и стандартов и направлены на обеспечение совместимости систем регулирования частоты в энергообъединении стран СНГ и Балтии и в энергообъединении стран Европы, необходимой для планируемого соединения на параллельную работу этих энергообъединений.

1.6. Настоящая Концепция определяет требования к регулированию частоты в нормальных условиях работы энергообъединения, а также в условиях аварийных отключений в энергосистемах стран-участниц, в целом не вызывающих по своим последствиям нарушений нормальных условий работы энергообъединения. Аварийные режимы, вопросы устойчивости и действия противоаварийной автоматики и автоматической частотной разгрузки в энергообъединении рассматриваются в других документах.

2. ОСНОВНЫЕ ТЕРМИНЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ

2.1. Под **энергообъединением** понимается объединение энергосистем стран СНГ и Балтии, работающих параллельно.

2.2. Под **энергосистемой** понимаются энергосистемы (объединенные энергосистемы) стран СНГ и Балтии, работающие параллельно в энергообъединении на основании межгосударственных договоров и соглашений, то есть являющиеся субъектами параллельной работы.

2.3. Под **сальдо внешних перетоков энергосистемы** (сальдо перетоков) понимается сумма перетоков по всем линиям и трансформаторам связи энергосистемы одной страны с энергосистемами других стран СНГ и Балтии. Сальдо положительно при приеме мощности в энергосистему.

2.4. Под **заданным сальдо внешних перетоков энергосистемы** понимается плановое значение сальдо перетока при номинальной частоте, либо то же самое скорректированное на величину согласованной частотной коррекции энергосистемы при частоте, отличной от номинальной.

2.5. Под **транзитными связями** понимаются линии электропередачи, трансформаторы и т.п., перетоки мощности по которым существенно зависят от внешних по отношению к данной энергосистеме субъектов параллельной работы.

2.6. Под **нормальными условиями работы энергообъединения** понимается его режим работы при:

- отклонениях текущей частоты от номинального значения, не превышающих

$\pm 0,05$ Гц, или квазистатических отклонениях частоты не более $\pm 0,2$ Гц;

- текущей загрузке транзитных связей, не выходящей за пределы заданных максимально допустимых перетоков;
- наличии необходимых и согласованных КОТК первичных и вторичных резервов.

2.7. Под **балансом мощности энергообъединения** понимается равенство его генерируемой и потребляемой мощности при номинальной частоте. Под **балансом мощности энергосистемы** понимается равенство ее генерируемой и потребляемой мощности с учетом сальдо внешних перетоков при номинальной частоте. При этом фактическое значение сальдо перетоков равно его согласованному заданному графику.

2.8. Под **небалансом мощности энергообъединения** понимается возникшее в процессе работы нарушение баланса мощности энергообъединения, вызывающего отклонение частоты от номинального значения. Причиной небаланса мощности может быть изменение генерируемой и/или потребляемой мощности в энергообъединении, приводящее к относительному избытку (положительный небаланс) или недостатку (отрицательный небаланс) генерирующей мощности и соответственно к повышению или снижению частоты относительно ее номинального значения. Значение небаланса мощности оценивается относительно баланса при номинальной частоте.

Под **небалансом мощности энергосистемы** понимается временно возникающее нарушение баланса мощности энергосистемы, приводящее к изменению частоты и сальдо перетоков данной энергосистемы. Избыток генерирующей мощности в энергосистеме ведет к повышению частоты и снижению сальдо перетоков энергосистемы.

2.8. Под **первичной регулирующей мощностью электростанции** понимается изменение ее мощности под воздействием системы автоматического регулирования турбин, котлоагрегатов, реакторов, систем ГРАМ на ГЭС и т.п., вызванного изменением частоты. При повышении частоты первичная регулирующая мощность электростанции отрицательна (разгрузка агрегатов), при снижении частоты – положительна (загрузка).

Под **первичной регулирующей мощностью потребителей** понимается изменение потребляемой ими мощности при изменении частоты. При повышении частоты первичная регулирующая мощность обобщенных потребителей положительна (рост потребления), при снижении – отрицательна (уменьшение потребления).

Под **первичной регулирующей мощностью энергосистемы, энергообъединения** понимается изменение соответствующего баланса мощности, вызванного возникновением первичной регулирующей мощности электростанций и потребителей при изменении частоты. При повышении частоты первичная регулирующая мощность энергосистемы отрицательна, при снижении – положительна. Появление и нарастание первичной регулирующей мощности останавливает процесс нарастания отклонения частоты, вызванный небалансом мощности.

Первичная регулирующая мощность зависит от величины и знака отклонения частоты, исходной мощности электростанций и потребителей, настройки регуляторов на электростанциях, свойств потребителей, наличия, достаточности и равномерности распределения резервов первичной регулирующей мощности на электростанциях.

2.9. **Крутизна статической частотной характеристики (крутизна СЧХ) энергосистемы или энергообъединения** означает меру мобилизации первичной регулирующей мощности в энергосистеме или энергообъединении при отклонении частоты. Крутизна СЧХ, выражаемая в МВт/Гц, позволяет определить величину и знак первичной регулирующей мощности, возникающей в энергосистеме и энергообъединении при определенном отклонении частоты. Чем

больше крутизна СЧХ энергосистемы, тем большую роль энергосистема играет в первичном регулировании энергообъединения. Чем больше крутизна СЧХ энергообъединения, тем меньше отклонение частоты. Крутизна СЧХ энергосистемы зависит от ее генерируемой и потребляемой мощности, от настройки систем регулирования на электростанциях и от наличия резервов. Из-за наличия зоны нечувствительности и из-за ограниченности резерва первичной регулирующей мощности на турбоагрегатах крутизна СЧХ энергосистемы зависит от значения и знака отклонения частоты.

2.10. Под **первичным регулированием частоты (первичным регулированием)** понимается процесс мобилизации первичной регулирующей мощности электростанций и энергосистем при возникновении небаланса мощности, заканчивающийся установлением неуравновешенного (квазиустановившегося) баланса мощности при новом значении частоты. При этом мобилизованная в энергообъединении первичная регулирующая мощность компенсирует первоначально возникший небаланс. Величина установившегося отклонения частоты зависит от величины и знака небаланса мощности и эффективности первичного регулирования, то есть от его настройки и наличия резервов первичного регулирования при правильном их распределении. Первичное регулирование, обладая большим быстродействием, обеспечивает стабильность частоты, ограничивая значения ее отклонений в нормальных условиях, и способствует удержанию частоты в безопасных пределах при резких, в том числе аварийных изменениях баланса мощности как в энергообъединении в целом, так и в отделившихся его частях.

Под **общим первичным регулированием частоты (ОПР)** понимается первичное регулирование, осуществляемое **всеми электростанциями** в меру имеющихся возможностей с характеристиками регуляторов скорости турбин, заданных техническими правилами, при поддержке их системами регулирования производительности котлов и реакторов в соответствии с действующими нормативами. Участие в ОПР является условием параллельной работы данной электростанции с другими электростанциями в энергообъединении.

Под **нормированным первичным регулированием частоты (НПР)** понимается организованная часть первичного регулирования, осуществляемая **выделенными электростанциями** нормированного первичного регулирования, на которых размещены первичные резервы и обеспечено их эффективное использование.

2.11. Под **резервом первичного регулирования (первичным резервом)** понимается максимальное значение первичной регулирующей мощности, которое может выдать турбоагрегат, электростанция, энергосистема при понижении (**резерв на загрузку**) либо повышении (**резерв на разгрузку**) частоты. Резерв первичного регулирования расходуется при отклонении частоты и вновь восстанавливается при ее возврате к исходному значению. Резерв первичного регулирования зависит от исходной мощности турбоагрегата и от регулировочных возможностей его автоматики и энергетического оборудования и находится в пределах диапазона автоматического регулирования энергоблока.

2.12. Под **вторичным регулированием режима (вторичным регулированием)** понимается процесс использования вторичной регулирующей мощности (вторичного резерва) для компенсации возникшего небаланса мощности, ликвидации перегрузки транзитных связей, восстановления частоты и потраченных при действии первичного регулирования резервов первичной регулирующей мощности. Вторичное регулирование осуществляется автоматически, либо, в некоторых случаях при отсутствии автоматических систем в энергосистемах, оперативно вручную, и обеспечивает поддержание заданных плановых значений сальдо перетоков энергосистем и номинального значения частоты в энергообъединении, а также предотвращение перегрузки транзитных связей.

2.13. Под **вторичной регулирующей мощностью энергосистемы** понимается значение изменения мощности электростанций вторичного регулирования в данной энергосистеме под действием системы автоматического регулирования режима по частоте и перетокам активной мощности (АРЧМ) или по командам диспетчера при ручном оперативном регулировании в целях

восстановления планового баланса мощности. Увеличение мощности электростанций соответствует выдаче положительной, уменьшение – отрицательной вторичной регулирующей мощности (соответственно на загрузку и разгрузку электростанций).

2.14. Под **резервом вторичного регулирования (вторичным резервом)** понимается значение максимально возможного изменения мощности электростанций вторичного регулирования в данной энергосистеме по действиям системы АРЧМ или по командам диспетчера на загрузку или разгрузку (соответственно **резерв на загрузку** и **резерв на разгрузку**).

Под **диапазоном вторичного регулирования** понимается арифметическая сумма текущих величин резервов вторичного регулирования электростанции на загрузку и разгрузку. В процессе вторичного регулирования один из этих резервов может быть исчерпан, что ограничит возможности вторичного регулирования. Для обеспечения эффективного вторичного регулирования текущий режим работы электростанций вторичного регулирования необходимо периодически возвращать в середину диапазона вторичного регулирования. Это выполняется средствами третичного регулирования.

2.15. Под **третичным регулированием** понимается оперативное регулирование мощности специально выделенных электростанций третичного регулирования в целях восстановления вторичного резерва по мере его исчерпания, а также для осуществления оперативной коррекции режима в иных целях. На электростанции третичного регулирования периодически передаются все отклонения от планового режима, первоначально воспринятые электростанциями первичного, а затем вторичного регулирования.

Для третичного регулирования используют пуск – останов гидроагрегатов, эпизодическое изменение мощности энергоблоков ТЭС и АЭС, перевод агрегатов ГАЭС в насосный или генераторный режим и т.п. В третичном регулировании могут участвовать также потребители-регуляторы.

2.16. Под **третичной регулирующей мощностью** понимается значение изменения мощности электростанций третичного регулирования в направлении

загрузки (резерв на загрузку) и разгрузки (резерв на разгрузку). Особо выделяется «минутный резерв» как часть третичного резерва, которая может быть реализована в течение нескольких минут. К минутному резерву относится третичная регулирующая мощность, получаемая пуском – остановом гидроагрегатов (ГЭС, ГАЭС), переводом ГАЭС из генераторного в насосный режим и наоборот, загрузкой (разгрузкой) работающих газо-мазутных энергоблоков и энергоблоков АЭС в допустимых пределах (в пределах регулировочного диапазона). Использование «минутного резерва» помогает при предотвращении или локализации аварийных режимов работы.

2.17. **Интерфейс Восток-Запад** - межгосударственное сечение, которое состоит из совокупности линий электропередачи различного напряжения и через которое планируется осуществить параллельную связь между энергообъединением стран СНГ и Балтии и энергообъединением Западной и Восточной Европы (UCTE).

2.18. Под **наибольшим расчетным небалансом мощности** понимается наибольший возможный мгновенный небаланс активных мощностей, который возникает вследствие аварийного отключения энергетического оборудования, линий электропередачи, узлов электропотребления и срабатывания противоаварийной автоматики, действующей на разгрузку энергосистем, и при котором первичное регулирование должно удерживать квазистатическое отклонение частоты в пределах $\pm 0,2$ Гц.

2.19. Под **астатическим законом регулирования** понимается закон регулирования, при котором отклонение регулируемого параметра сводится к нулю; для реализации астатического закона в регуляторе должна быть предусмотрена интегральная составляющая.

2.20. Под **квазистатическим отклонением частоты** понимается промежуточное значение, на котором временно стабилизируется частота в результате действия первичного регулирования на 15 – 20 секунде переходного процесса после возникновения возмущения.

3. ОБЩИЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА УЧАСТНИКОВ ПАРАЛЛЕЛЬНОЙ РАБОТЫ

Чтобы обеспечить высокое качество вырабатываемой электроэнергии, надежность параллельной работы энергообъединения, а также поддержание заданных обменов мощностью между входящими в это энергообъединение энергосистемами независимых стран СНГ и Балтии, каждая из этих энергосистем должна выполнять ряд общих обязательств по регулированию режима по частоте и перетокам активной мощности, а именно:

3.1. Энергосистемы всех стран-участниц параллельной работы должны постоянно участвовать в общем первичном регулировании частоты и нормированном первичном регулировании частоты в согласованном объеме, обеспечивая стабильность частоты (ограничение ее отклонений) как в нормальных режимах под действием нерегулярных колебаний нагрузки, так и при аварийных изменениях общего баланса мощности в результате аварийных отключений крупных энергоблоков или узлов потребления. Общее первичное регулирование должно осуществляться на всех электростанциях, в меру имеющихся на них возможностей, а нормированное первичное регулирование – на выделенных электростанциях, на которых первичное регулирование имеет требуемые качественные характеристики (зона нечувствительности, статизм, быстродействие) и на которых поддерживается заданный первичный резерв. При возникновении небаланса мощности и изменении частоты в энергообъединении первичное регулирование реализуется в результате действия автоматических регуляторов частоты вращения всех турбин, изменяющих мощность генераторов в пределах имеющихся на них первичных резервов регулирования в течение нескольких секунд. В результате вновь устанавливается баланс мощности, но при новом значении частоты, отличном от исходного, то есть первичное регулирование является статическим и зависимость величины отклонения частоты от величины небаланса мощности определяется статической частотной характеристикой (СЧХ) всего энергообъединения. При действии первичного

регулирования происходит также изменение сальдо внешних перетоков каждой из энергосистем в соответствии со статической частотной характеристикой (СЧХ) данной энергосистемы, то есть осуществляется взаимопомощь всех параллельно работающих энергосистем той энергосистеме, в которой произошло аварийное отключение. Для нормированного первичного регулирования каждой из энергосистем стран-участниц параллельной работы задаются согласованные величины резервов НПП на загрузку и разгрузку электростанций и значение коррекции по частоте, отражающее нормируемую крутизну СЧХ данной энергосистемы.

3.2. В энергосистемах всех стран-участниц параллельной работы должно быть реализовано вторичное регулирование путем поддержания заданного графика сальдо перетоков мощности по внешним межгосударственным связям с соседними энергосистемами с коррекцией по частоте. Тем самым, энергосистема каждой страны-участницы параллельной работы должна самостоятельно компенсировать все собственные внутренние небалансы мощности, вызывающие изменения частоты и сальдо внешних перетоков мощности. Вторичное регулирование каждой энергосистемы должно полностью компенсировать собственный небаланс активных мощностей за время не более 15 минут, в результате чего значения частоты и сальдо внешних перетоков возвращаются к заданным значениям, а первичная регулирующая мощность замещается вторичной регулирующей мощностью. При этом вторичное регулирование каждой из энергосистем не должно реагировать на небалансы мощности, возникающие вне зоны контроля данного вторичного регулирования, то есть в других энергосистемах, и в то же время не препятствовать взаимопомощи, обусловленной действием собственного первичного регулирования энергосистеме, в которой произошло возмущение. Кроме того, вторичное регулирование должно обеспечить экстренную разгрузку транзитных связей в случае возникновения их перегрузки, осуществляя ограничение перетоков мощности по этим связям. Для вторичного регулирования каждой из энергосистем стран-участниц параллельной работы КОТК задаются

согласованные значения частотной коррекции сальдо перетоков и величины вторичных резервов на загрузку и разгрузку электростанций.

3.3. Кроме вторичного регулирования в энергосистемах субъектов параллельной работы, в энергообъединении должно быть реализовано общее вторичное регулирование частоты, а при соединении энергообъединения стран СНГ и Балтии с энергообъединением Европы – общее вторичное регулирование сальдо перетоков по интерфейсу Восток-Запад с коррекцией по частоте.

3.4. В энергосистемах стран-участниц параллельной работы должно быть реализовано третичное регулирование, предназначенное для восстановления регулировочных диапазонов вторичного регулирования, использованных в процессе компенсации небалансов мощности. Третичное регулирование осуществляется путем использования третичного резерва, то есть путем пуска или останова гидроагрегатов и газотурбинных установок, ступенчатого изменения задания по мощности маломаневренных энергоблоков, перевода агрегатов гидроаккумулирующих электростанций из насосного режима в генераторный режим или наоборот, и т.д.

3.5. Во всех энергосистемах, имеющих вторичное регулирование, должна быть организована периодическая коррекция ошибки синхронного времени. Даже при высоком качестве вторичного регулирования частоты из-за наличия погрешности в измерении частоты за длительный период времени (за сутки) накапливается ошибка синхронного времени (несколько секунд), которая даже при отсутствии возмущений приводит к отклонению фактических значений сальдо перетоков всех энергосистем от их заданных значений. Коррекция ошибки синхронного времени выполняется путем согласованного смещения уставки по частоте во всех вторичных регуляторах в заданный момент на заданную величину (на + 0,01 Гц, если синхронное время отстает от астрономического, или на – 0,01 Гц, если синхронное время опережает астрономическое) в течение заданного интервала времени (1 сутки). Изменение уставок по частоте должно выполняться по команде из единого центра, расположение которого устанавливается КОТК.

3.6. Выполнение всеми субъектами параллельной работы указанных обязательств, то есть первичного, вторичного и третичного регулирования частоты с периодической коррекцией ошибки синхронного времени, в общем случае должно обеспечить постоянное поддержание нормального режима работы энергообъединения стран-участниц, то есть обеспечить выполнение следующих условий нормального режима работы:

- Частота электрического тока в нормальном режиме работы энергообъединения должна быть равна номинальной частоте 50 Гц с отклонениями не более $\pm 0,05$ Гц (нормально допустимые) или квазистатическими отклонениями частоты не более $\pm 0,2$ Гц (максимально допустимые). Восстановление отклонений частоты от максимально допустимых значений, возникающих при значительных аварийных небалансах мощности, до нормально допустимых значений должно обеспечиваться за время не более 15 минут. При этом среднее значение частоты на получасовых интервалах должно поддерживаться на номинальном уровне с отклонением не более $\pm 0,01$ Гц.

- Перетоки мощности в транзитной сети энергообъединения не должны выходить за установленные пределы максимально допустимых перетоков.

- Сальдо внешних перетоков каждой из энергосистем поддерживается в соответствии с заданными согласованными графиками. Допустимы отклонения сальдо для каждой энергосистемы задаются КОТК.

4. ТРЕБОВАНИЯ К ОТДЕЛЬНЫМ ВИДАМ РЕГУЛИРОВАНИЯ ЧАСТОТЫ

4.1. ПЕРВИЧНОЕ РЕГУЛИРОВАНИЕ

4.1.1. Для обеспечения стабильности частоты и надежности режима работы энергообъединения в энергосистемах всех субъектов параллельной работы должно быть постоянно обеспечено первичное регулирование частоты, общее и нормированное.

Общее первичное регулирование для обеспечения надежности при аварийных отключениях должно осуществляться всеми электростанциями в энергосистемах субъектов параллельной работы, в том числе электростанциями с не модернизированными энергоблоками, регулирование которых имеет значительные зоны нечувствительности, большой статизм и сравнительно малое быстродействие. На этих электростанциях первичный резерв не планируется, но они должны обеспечить выдачу первичной мощности в пределах имеющегося в данных условиях диапазона автоматического регулирования турбины и котла, устойчиво удерживать требуемую мощность до нормализации частоты и не допускать нарушения технологической устойчивости оборудования.

Нормированное первичное регулирование для обеспечения стабильности частоты должно осуществляться выделенными для этой цели электростанциями в энергосистемах субъектов параллельной работы. Как правило, это электростанции с модернизированными энергоблоками, регулирование которых отвечает указанным ниже требованиям. На этих электростанциях должны создаваться и постоянно поддерживаться заданные согласованные резервы первичной мощности энергосистемы на загрузку и разгрузку.

Далее в тексте под первичным регулированием понимается совместное общее и нормированное первичное регулирование.

Первичное регулирование должно обеспечить устойчивую выдачу требуемой первичной регулирующей мощности и ее удержание, начиная с момента возникновения небаланса мощности и отклонения частоты и заканчивая полной компенсацией возникшего небаланса мощности и возврата частоты к исходному номинальному уровню в результате действия вторичного регулирования, то есть в течение, как минимум, 15 минут. Величина первичной регулирующей мощности, выдаваемой энергосистемой в энергообъединение при отклонении частоты, определяется величиной этого отклонения частоты и крутизной СЧХ энергосистемы, а величина отклонения частоты при возникновении небаланса мощности – величиной этого небаланса и крутизной

СЧХ энергообъединения. Значения крутизны СЧХ энергосистем и энергообъединения нормируются значениями коррекции по частоте соответственно энергосистем и энергообъединения, которые должны задаваться комиссией КОТК и периодически обновляться на основе фактических данных о крутизне СЧХ. Крутизна СЧХ энергообъединения стран СНГ и Балтии на основе фактических данных по аварийным отключениям крупных энергоблоков определена как 10000 МВт/Гц.

4.1.2. Величина необходимого суммарного первичного резерва энергообъединения на загрузку и разгрузку определяется наибольшим расчетным небалансом мощности, который возникает вследствие аварийного отключения энергетического оборудования, линий электропередачи, узлов электропотребления и срабатывания противоаварийной автоматики, действующей на разгрузку энергосистем, и при котором первичное регулирование должно удерживать отклонение частоты в пределах $\pm 0,2$ Гц. Для энергообъединения стран СНГ и Балтии наибольший расчетный небаланс принимается равным ± 1200 МВт, и соответственно необходимый суммарный первичный резерв энергообъединения на загрузку и разгрузку равен ± 1200 МВт. Первичная регулирующая мощность, равная суммарному первичному резерву энергообъединения, должна быть полностью выдана при изменении частоты на $\pm 0,2$ Гц и более.

4.1.3. В соответствии с принципом совместного участия энергосистем субъектов параллельной работы в первичном регулировании частоты необходимый суммарный первичный резерв энергообъединения должен быть распределен между энергосистемами пропорционально их годовой выработке электроэнергии. Распределение первичного резерва (согласование коэффициентов распределения) выполняется ежегодно КОТК. Затем энергосистема каждого из субъектов параллельной работы самостоятельно распределяет согласованную величину своего первичного резерва между своими электростанциями. Этот резерв первичной регулирующей мощности должен предусматриваться в суточных графиках нагрузки электростанций, выделяемых для нормированного

первичного регулирования, и должен постоянно контролироваться диспетчерским персоналом организации, отвечающей за диспетчерское управление энергосистемой каждого субъекта параллельной работы. Резерв первичной регулирующей мощности должен распределяться по возможности равномерно между энергосистемами субъектов параллельной работы и внутри этих энергосистем между различными узлами сети так, чтобы мобилизация первичного регулирования при возникновении небаланса мощности и отклонении частоты не вызвала перегрузку транзитных линий передачи и связей.

4.1.4. Характеристики первичного регулирования в различных энергосистемах энергообъединения стран СНГ и Балтии должны быть по возможности аналогичными, так чтобы избежать качаний и динамического перераспределения первичной мощности в процессе компенсации небаланса мощности. Действие первичного регулирования должно начинаться сразу же после возникновения небаланса мощности, причем в зависимости от величины небаланса мощности 50% потребного первичного резерва должно быть выдано за время не более 15 секунд, а весь суммарный первичный резерв должен быть выдан за время не более 30 секунд в соответствии с заданной КОТК крутизной СЧХ энергосистемы.

4.1.5. Зона нечувствительности первичных регуляторов частоты не должна превышать ± 10 мГц на энергоблоках, выделенных для нормированного первичного регулирования. Точность местных измерений частоты, используемых в первичных регуляторах частоты, должна быть не хуже ± 10 мГц, а цикличность этих измерений должна быть в диапазоне 0,1 – 1 секунда.

4.1.6. Должен быть организован мониторинг работы первичного регулирования в энергообъединении и отдельных его частях (энергосистемах). В частности, каждое аварийное отключение крупного энергоблока или узла потребления мощностью порядка 1000 МВт, которое сопровождается отклонением частоты от исходного значения частоты, превышающим $\pm 0,05$ Гц, должно фиксироваться, а все записи переходных процессов должны использоваться для последующего анализа с целью получения фактических

данных о работе и характеристиках первичного регулирования и о статических частотных характеристиках (СЧХ) энергообъединения и отдельных его частей.

4.2. ВТОРИЧНОЕ РЕГУЛИРОВАНИЕ

4.2.1. Для поддержания номинальной частоты в энергообъединении и плановых обменов мощностью (сальдо перетоков) в энергосистемах субъектов параллельной работы должно осуществляться местное вторичное регулирование, а в энергообъединении – общее вторичное регулирование. Местное вторичное регулирование в каждой из энергосистем субъектов параллельной работы должно обеспечить поддержание сальдо внешних перетоков данной энергосистемы на заданном уровне с коррекцией по частоте, то есть обеспечить полную компенсацию «собственных», возникших в пределах данной энергосистемы, небалансов мощности и, тем самым, участие в поддержании частоты в энергообъединении. Общее вторичное регулирование в энергообъединении должно выполняться одной из энергосистем – координатором параллельной работы, которой эта задача поручается всеми субъектами параллельной работы. Общее вторичное регулирование в соответствии с межгосударственными соглашениями должно выполнять либо автоматическое регулирование частоты (АРЧ) по астатическому закону регулирования (при изолированной работе энергообъединения), либо (при включении на параллельную работу энергообъединения стран СНГ и Балтии с энергообъединением Европы) автоматическое регулирование сальдо перетоков по интерфейсу Восток – Запад с коррекцией по частоте, то есть обеспечить компенсацию собственного суммарного небаланса мощности в энергообъединении.

4.2.2. В результате действия местного вторичного регулирования сальдо внешних перетоков мощности каждой энергосистемы должно поддерживаться на заданном уровне при номинальной частоте. При этом внутренние нарушения баланса мощности каждой энергосистемы должны устраняться силами этой энергосистемы за время не более 15 минут. Местное вторичное регулирование

энергосистемы не должно реагировать на внешние возмущения (возникшие в соседних энергосистемах) и в то же время не препятствовать действию первичного регулирования своей энергосистемы по взаимопомощи соседней энергосистеме, где произошло это возмущение (например, аварийное отключение энергоблока). При отделении энергосистемы одной из стран-участников на работу в режиме “острова”, местное вторичное регулирование этой энергосистемы должно обеспечить переход на астатическое регулирование частоты.

4.2.3. В результате действия общего вторичного регулирования в режиме АРЧ при изолированной работе энергообъединения, которое осуществляет выделенная энергосистема – координатор параллельной работы, частота должна поддерживаться на номинальном значении и суммарный небаланс мощности энергообъединения должен компенсироваться (сводиться к нулю) независимо от наличия и эффективности работы местного вторичного регулирования во всех других энергосистемах. Местное вторичное регулирование компенсирует небалансы мощности в каждой соответствующей энергосистеме, а общее вторичное регулирование компенсирует все небалансы мощности в энергообъединении независимо от места их возникновения, то есть общее вторичное регулирование резервирует местное вторичное регулирование. При возникновении небаланса мощности в одной из энергосистем и отклонении частоты и местное, и общее вторичное регулирование должны начинать работать одновременно. По мере того как местное вторичное регулирование в энергосистеме, в которой этот небаланс мощности произошел, компенсирует его, воздействуя на свои электростанции, общее вторичное регулирование должно возвращаться в исходное состояние. При соединении энергообъединения стран СНГ и Балтии на параллельную работу с энергообъединением Западной и Восточной Европы (UCTE) общее вторичное регулирование должно быть переведено в режим регулирования сальдо по интерфейсу Восток-Запад со статизмом по частоте.

4.2.4. Чтобы выполнить требования п.п. 4.2.1 – 4.2.3., местное и общее вторичное регулирование должно быть выполнено по известному критерию сетевых характеристик, при котором регулируемым параметром является ошибка регулирования G , вычисляемая по выражению:

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

где: ΔP сальдо – отклонение фактического значения сальдо внешних (межгосударственных) потоков энергосистемы (энергообъединения) от его заданного значения (согласованного графика) для номинальной частоты, МВт, Δf – отклонение текущей частоты от ее номинального значения, Гц, $K_{\text{ч}}$ – заданный коэффициент коррекции по частоте, МВт/Гц.

Сальдо положительно при приеме мощности в энергосистему, отклонение частоты – при ее превышении заданного номинального значения.

Чтобы вторичное регулирование было автономным по возмущению (то есть чтобы реагировало только на внутренние возмущения своей энергосистемы (энергообъединения)) и не препятствовало действию своего первичного регулирования при взаимопомощи другим энергосистемам (энергообъединениям), коэффициент коррекции по частоте в этом выражении должен быть задан равным фактическому значению крутизны СЧХ данной энергосистемы (энергообъединения) с учетом частотного коэффициента нагрузки. При этом ошибка регулирования G вторичного регулирования численно равна небалансу мощности в данной энергосистеме (энергообъединении). Для общего вторичного регулирования в энергообъединении коэффициент коррекции по частоте задан равным 10000 МВт/Гц.

4.2.5. Энергосистема каждой страны СНГ и Балтии самостоятельно решает вопросы структуры и реализации автоматических систем вторичного регулирования (систем автоматического регулирования частоты и потоков мощности – АРЧМ). Структура системы АРЧМ в энергосистеме (объединенной энергосистеме) страны-участника может быть:

централизованной – с одним центральным регулятором, то есть вся энергосистема является одним районом регулирования;

плюралистической – вторичное регулирование осуществляется децентрализованно отдельными регуляторами в энергосистемах и имеется отдельная координирующая система АРЧМ, которая регулирует сальдо межгосударственных перетоков объединенной энергосистемы с энергосистемами других стран с коррекцией по частоте с воздействием на собственные электростанции, то есть в этом случае в объединенной энергосистеме отдельной страны имеется несколько районов регулирования;

иерархической - то же, что и в предыдущем случае, только координирующая система АРЧМ дополнительно воздействует на подчиненные регуляторы в энергосистемах.

Границы каждого района регулирования (энергосистемы, объединенной энергосистемы) физически определяются расположением точек измерения внешних (межгосударственных) перетоков, алгебраическая сумма которых определяет контролируемое сальдо перетоков.

4.2.6. Для того чтобы обеспечить астатическое регулирование частоты в энергообъединении или сальдо перетоков с коррекцией по частоте (сведение отклонения регулируемого параметра к нулю) в энергосистеме (объединенной энергосистеме), вторичное регулирование должно осуществляться центральным, установленным в диспетчерском центре энергосистемы (энергообъединения), интегральным (пропорционально-интегральным) регулятором, работающим в режиме on-line в замкнутом контуре регулирования с объектом. Связь регулятора АРЧМ с объектом регулирования обеспечивает система сбора и передачи информации для АРЧМ (сбор данных о режиме энергосистемы и подчиненных объектов регулирования и передача управляющих воздействий).

4.2.7. Автоматические регуляторы частоты и перетоков мощности (АРЧМ), осуществляющие вторичное регулирование в каждой энергосистеме и энергообъединении, должны обладать высокой надежностью и готовностью, что должно достигаться дублированием и резервированием технических средств. Должны выдерживаться следующие характеристики технических средств и

программного обеспечения вторичного регулирования, в том числе ССПИ системы АРЧМ:

- точность измерения частоты должна быть не хуже $\pm 0,001$ Гц, то есть измерение частоты должно осуществляться датчиками частоты с тремя значащими цифрами после запятой; считывание измерений частоты должно производиться с циклом не более 1 сек.;

- точность измерения каждого из перетоков мощности по границам энергосистемы и энергообъединения, входящего в состав сальдо перетоков, должна быть не хуже 1,5% его полного диапазона измерения; измерения перетоков мощности должны передаваться по дублированным каналам телемеханики с циклом передачи (запаздыванием) не более 1 сек.;

- постоянная времени интегрирования в интегральном вторичном регуляторе должна быть установлена равной 50 – 200 сек., а коэффициент пропорциональной составляющей - 0 – 0,5;

- программы, реализующие технологические алгоритмы АРЧМ, должны выполняться с циклом 1 – 2 сек.;

- чтобы исключить резкие изменения частоты при изменении графика сальдо перетоков, скачкообразные изменения графика должны быть представлены линейными наклонными участками, и переход на новое значение должен осуществляться плавно, то есть начинаться за 5 минут до и заканчиваться через 5 минут после заданного времени изменения графика сальдо перетоков.

4.2.8. В энергосистемах и в энергообъединении должны быть определены линии электропередачи и сечения транзитной сети, перегрузка которых даже в нормальных режимах перетоками активной мощности могут привести к нарушению устойчивости параллельной работы (слабые линии и сечения). На этих линиях электропередачи и в сечениях должна быть организована быстродействующая (с задержкой не более 1 сек) система телеконтроля перетоков. Для этих сечений должны быть определены максимально допустимые перетоки активной мощности в нормальных и ремонтных схемах, корректируемые ежегодно. Перегрузки этих слабых сечений должны выявляться

и ликвидироваться в течение интервала времени не более 5 минут. Для этой цели в составе вторичного регулирования (систем АРЧМ) должны быть предусмотрены быстродействующие автоматические ограничители перетоков (АОП) по этим линиям и сечениям, выполненные в виде интегральных регуляторов с регулируемой зоной нечувствительности.

4.2.9. Для обеспечения эффективного местного вторичного регулирования в энергосистемах стран СНГ и Балтии и общего вторичного регулирования в энергообъединении, в каждой энергосистеме должен создаваться и постоянно поддерживаться резерв вторичной мощности на загрузку и разгрузку выделенных электростанций вторичного резерва. Величина поддерживаемого резерва вторичной регулирующей мощности должна быть достаточной в нормальных режимах для подавления нерегулярных колебаний небаланса мощности и удержания частоты в требуемых нормально допустимых границах ($\pm 0,05$ Гц), но не меньше наибольшего расчетного небаланса мощности, что необходимо для компенсации аварийного отключения самого крупного генератора, удержания квазистатического отклонения частоты в максимально допустимых значениях ($\pm 0,2$ Гц) и восстановления использованного первичного резерва.

При выборе электростанций вторичного регулирования следует учитывать как их маневренность и регулировочные возможности, так и размещение резервов для вторичного регулирования относительно слабых линий электропередачи и сечений транзитной сети, требующих ограничения перетоков мощности. Величины суммарных резервов вторичной мощности для каждой из энергосистем на загрузку и разгрузку задаются и согласуются КОТК и периодически корректируются, а распределение этих суммарных резервов между регулируемыми электростанциями выполняют энергосистемы самостоятельно.

4.2.10. Во всех энергосистемах должен осуществляться мониторинг вторичного регулирования с целью получения статистических данных о качестве поддержания частоты, работе систем АРЧМ, регулирующих электростанций и энергоблоков, и данных о фактических характеристиках энергосистем.

4.3. ТРЕТИЧНОЕ РЕГУЛИРОВАНИЕ

4.3.1. Для поддержания заданных величин первичных и вторичных резервов и их восстановления в случае использования в процессе регулирования частоты, во всех энергосистемах должно осуществляться третичное регулирование и создаваться третичный резерв (на разгрузку и загрузку электростанций).

4.3.2. В качестве третичного («минутного») резерва для восстановления регулировочных возможностей первичного и вторичного регулирования должен использоваться:

- пуск-останов резервных гидрогенераторов;
- пуск-останов, перевод в генераторный или насосный режим агрегатов гидроаккумулирующих электростанций;

В качестве менее быстродействующего третичного резерва могут быть использованы:

- загрузка (разгрузка) газомазутных энергоблоков;
- загрузка (разгрузка) энергоблоков АЭС;
- отключение (включение) потребителей – регуляторов.

4.3.3. Третичное регулирование для восстановления резерва вторичного регулирования может выполняться вручную или автоматически в рамках систем АРЧМ и должно начинаться с временным упреждением с тем, чтобы восстановление вторичного диапазона началось раньше его исчерпания.

4.3.4. Величина третичного резерва и его размещение устанавливаются энергосистемой самостоятельно; третичный резерв должен быть достаточным для обеспечения эффективного функционирования первичного и вторичного регулирования в заданном объеме и при требуемом качестве регулирования.

4.4. КОРРЕКЦИЯ СИНХРОННОГО ВРЕМЕНИ

4.4.1. Коррекция синхронного времени должна выполняться с целью контроля и ограничения отклонения (ошибки) синхронного времени, единого во

всех параллельно работающих энергосистемах, от астрономического времени. Ошибка синхронного времени возникает и накапливается из-за неточности и дискретности измерения фактической частоты в системах вторичного регулирования и вызывает отклонения фактических значений сальдо перетоков от плановых договорных значений. Коррекция ошибки синхронного времени должна выполняться путем смещения заданной уставки по частоте во всех вторичных регуляторах энергосистем стран СНГ и Балтии.

4.4.2. Нормально допустимый диапазон ошибки синхронного времени равен ± 20 сек, а максимально допустимый диапазон ошибки синхронного времени равен ± 30 сек.

4.4.3. Так как контроль синхронного времени и указания по его коррекции должны исходить из одного центра контроля, то все участники параллельной работы в энергообъединении стран СНГ и Балтии при его изолированной работе должны назначить Контролера синхронного времени. При соединении на параллельную работу энергообъединения стран СНГ и Балтии с энергообъединением Западной Европы этот вопрос должен быть дополнительно согласован, поскольку в настоящее время в УСТЕ есть такой центр контроля синхронного времени, расположенный в г. Лауфенбурге (Швейцария).

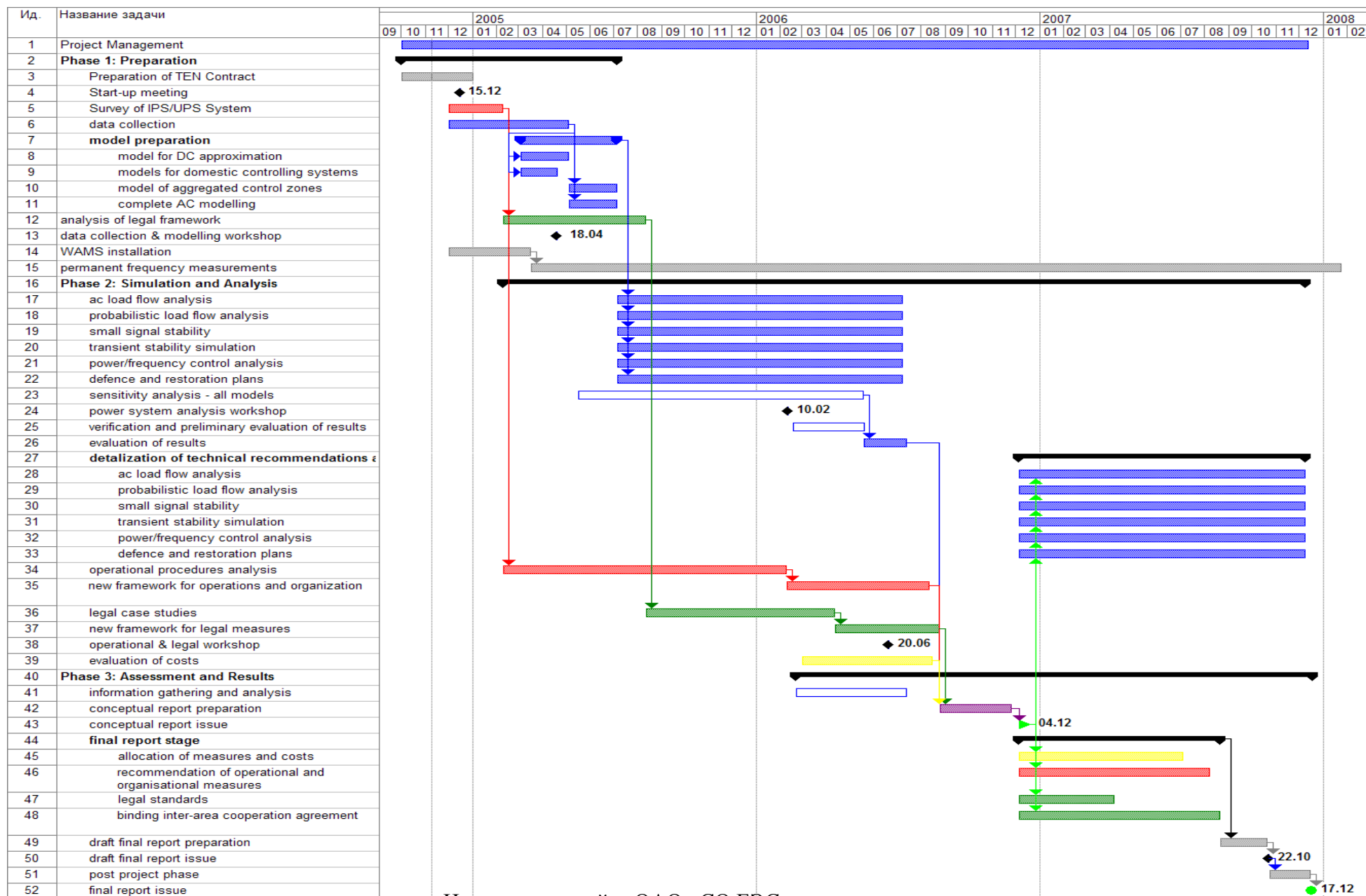
4.4.4. Контролер синхронного времени непрерывно рассчитывает синхронное время путем интегрирования фактического значения частоты и определяет его отклонение от астрономического времени. Если на 8 часов утра каждого дня отклонение синхронного времени не выходит за пределы нормального допустимого диапазона, то никакой коррекции не требуется. Если же отклонение синхронного времени выйдет за пределы нормально допустимого диапазона, то контролер синхронного времени принимает решение о необходимости коррекции синхронного времени и до 10 часов утра должен послать указание о коррекции во все диспетчерские центры, где осуществляется вторичное регулирование. В этом указании должны быть приведены ошибка синхронного времени, требуемое смещение уставки по частоте вторичных регуляторов и длительность этой коррекции. Требуемое смещение уставки

должно быть + 0,01 Гц, если синхронное время отстает от астрономического, и – 0,01 Гц, если синхронное время опережает астрономическое, а длительность коррекции – все следующие сутки, начиная с 0 часов. В исключительных случаях может потребоваться большее смещение уставки по частоте вторичных регуляторов.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. USTE Operation Handbook – Policy 1: Load-Frequency Control and Performance (Final policy 2.2 E, 20.07.2004).
2. РАО “ЕЭС России”, Приказ № 524 “О повышении качества первичного и вторичного регулирования частоты электрического тока в ЕЭС России” от 18.09.2002. Приложение 3. Основные положения по первичному и вторичному регулированию частоты и активной мощности в ЕЭС России. Методические указания.

График исследований



СОСТАВ
органов управления проектом
разработки ТЭО объединения энергосистем UCTE и стран СНГ и Балтии

Project Representative Board Представительский Совет Проекта		
	От энергосистем UCTE	От энергосистем СНГ и Балтии
Ведущие организации	1) Президент UCTE 2) Председатель SC UCTE	1) Председатель КОТК 2) представитель РАО «ЕЭС России»
Политики	1) ЕС 2) EP 3) CEER	1) представитель Минтопэнерго Украины 2) представитель Исполкома СНГ 3) представитель Минпромэнерго России
Интерфейс	1) PL: PSE CEO 2) RO: Tranelectrica CEO 3) H: MAVIR CEO 4) SK: SEPS CEO	1) Белэнерго CEO 2) Moldelectrica CEO 3) Укрэнерго CEO 4) один из руководителей энергокомпаний Балтии по принципу ротации
Наблюдатели	Eurelectric, ETSO, NORDEL	

Project Management Board Орган Управления Проектом		
	От энергосистем UCTE	От энергосистем СНГ и Балтии
Менеджеры проекта	Project Manager (head of PMB) М. Лютер	Project Manager of IPS/UPS (deputy head of PMB) С. Лебедь
	UCTE Secretary General М. Биаль	—
Лидеры Рабочих групп	WG 1: Д. Протеску (Румыния) WG 2: А.-М. Дени (Франция) WG 3: Э. Грёбе (Германия) WG 4: Х.-М. Родригес Гарсия (Испания) WG 5: – определяется	WG 1: Ю. Куликов (Россия) WG 2: В. Герих (Россия) WG 3: В. Редин (Украина) WG 4: И. Кузько (Молдова) WG 5: один из представителей энергокомпаний Балтии – ожидается подтверждение
Представители UCTE и КОТК	3 представителя постоянно действующих рабочих групп UCTE	3 представителя КОТК – будут определены на очередном заседании КОТК 11-12.11.2004

РЕГЛАМЕНТ

работы Комиссии по оперативно-технологической координации совместной работы энергосистем стран СНГ и Балтии (КОТК)

Регламент работы КОТК определяет порядок подготовки и проведения заседаний (очередных и внеочередных), принятия решений, отмены/переноса срока очередного заседания, формирования проекта сметы затрат на осуществление деятельности КОТК, а так же порядок деятельности Секретариата.

1. Время и место проведения заседаний

1.1. Очередные заседания КОТК проводятся в странах, компании которых представлены в КОТК, в соответствии с ежегодным планом работы КОТК, если иное решение не было принято на заседании КОТК.

1.2. Время и место проведения очередного заседания КОТК определяются на предшествующем заседании, но могут быть изменены в рабочем порядке по согласованию с членами КОТК.

1.3. Внеочередное заседание КОТК в соответствии с п. 5.3 Положения о КОТК может быть созвано по инициативе Президента Электроэнергетического Совета СНГ (далее – Совет), Председателя КОТК или энергокомпаний любых трех стран, представители которых являются членами КОТК.

Предложения о проведении внеочередного заседания КОТК направляются Председателю КОТК в письменном виде с кратким обоснованием необходимости его проведения и указанием вопросов, предлагаемых к рассмотрению.

2. Подготовка заседаний

2.1. Предложения в проект Повестки дня вносятся членами КОТК в письменном виде на имя Председателя КОТК за 40 календарных дней до начала заседания с приложением предварительных проектов документов и материалов, обосновывающих необходимость рассмотрения указанных вопросов, и проектов решений по данным вопросам. Член КОТК, внесшей вопрос на рассмотрение КОТК, как правило, является основным докладчиком по данному вопросу.

2.2. Информация о дате и месте проведения заседания и проект Повестки дня на согласование направляются членам КОТК Секретариатом не позднее, чем за 20 дней, а материалы к заседанию, как правило, за 10 дней до заседания.

2.3. В случае проведения внеочередного заседания Секретариат направляет членам КОТК информацию о дате и месте проведения заседания, проект Повестки дня и материалы к заседанию, как правило, за 10 дней до заседания.

2.4. Члены КОТК направляют в Секретариат КОТК в письменном виде свои замечания, предложения или согласования по вопросам Повестки дня не позднее, чем за 7 календарных дней до заседания.

2.5. При наличии объективных причин, препятствующих участию члена КОТК в заседании, его может заменить другой документально уполномоченный представитель той же энергокомпании, либо другой член КОТК, что также должно быть документально подтверждено.

Информация о невозможности участия члена КОТК в заседании направляется в письменном виде Председателю КОТК, как правило, не позднее, чем за 5 календарных дней до заседания КОТК.

2.6. В случае констатации отсутствия кворума на основе письменных уведомлений членов КОТК или при возникновении непредвиденных обстоятельств заседание КОТК может быть отменено/перенесено. Председатель КОТК информирует об отмене/переносе заседания КОТК, как правило, не позднее, чем за 3 календарных дня до заседания.

3. Порядок проведения заседаний

3.1. Во время заседаний КОТК Секретариат осуществляет их протокольную и/или аудиозапись. В работе Секретариата на заседании КОТК могут принимать участие представители энергокомпаний, в стране которых проходит заседание КОТК.

3.2. Заседание КОТК ведет ее Председатель. В случае невозможности присутствия Председателя на заседании КОТК, он назначает председательствующего на заседании из числа членов КОТК.

3.3. Председательствующий на заседании открывает и закрывает заседание; организует работу заседания в соответствии с Повесткой дня; предоставляет слово для докладов и выступлений; организует прения; ставит на голосование проекты решений и предложения членов КОТК по рассматриваемым вопросам; объявляет результаты голосования, оглашает запросы, вопросы, справки, заявления и предложения; обеспечивает соблюдение настоящего Регламента.

4. Численный и персональный состав делегаций

4.1. В состав участвующей в заседании делегации от каждой энергокомпании, представители которой являются членами КОТК, помимо членов КОТК, при необходимости также могут быть включены специалисты и эксперты по вопросам Повестки дня заседания.

4.2. О численном и персональном составе делегации члены КОТК письменно сообщают Председателю КОТК не позднее, чем за 5 календарных дней до начала заседания.

5. Полномочия

5.1. При наличии причин, приводящих к невозможности участия в заседании члена КОТК, его может заменить полномочный представитель в соответствии с п. 2.5 настоящего Регламента.

Члены КОТК или их надлежаще уполномоченные представители имеют право участвовать в обсуждении при принятии решения на заседании КОТК, при этом, в голосовании принимают участие представители энергокомпаний, имеющие право голоса с учетом п. 5.6 Положения о КОТК.

5.2. Председатель КОТК в начале заседания информирует участников заседания о делегированных полномочиях.

6. Приглашенные

6.1. На очередных или внеочередных заседаниях КОТК имеют право присутствовать приглашенные КОТК или Советом представители энергокомпаний, оперативно-диспетчерских органов энергосистем третьих стран или их межгосударственных диспетчерских управлений.

Решение о приглашении согласовывается с Председателем КОТК заблаговременно до заседания КОТК.

Позиция приглашенных лиц по обсуждаемым на заседании вопросам может быть зафиксирована в протоколе заседания КОТК только с согласия присутствующих на заседании членов КОТК.

6.2. Вопрос о присутствии представителей средств массовой информации на заседаниях КОТК решается в каждом конкретном случае с общего согласия членов КОТК.

7. Форма и порядок принятия решений и документов

7.1. Решение по каждому поставленному вопросу принимается на основании результатов его обсуждения и выработки устраивающего всех предложения.

7.2. В соответствии с п. 7.1 Положения о КОТК принятое КОТК решение является обязательным для исполнения энергокомпаниями, представители которых являются членами КОТК, и рекомендательным для энергокомпаний, имеющих статус наблюдателей.

7.3. Решения по процедурным вопросам принимаются простым большинством голосов участников заседания.

7.4. Решения КОТК вступают в силу со дня их принятия, если в решении не указан иной порядок.

7.5. При проведении заочного голосования Секретариат КОТК рассылает членам КОТК опросные листы с указанием вопросов, выносимых на голосование.

Имеющий право голоса член КОТК обязан участвовать в голосовании путем заполнения опросного листа (с указанием «за», «против», или «воздержался») и заполнения при необходимости графы «Комментарий» по соответствующему вопросу опросного листа.

Заполненные и подписанные членами КОТК опросные листы отправляются членами КОТК Председателю КОТК (копии по факсу в Секретариат КОТК) в оговоренные сроки.

Член КОТК может направить с заполненным опросным листом развернутое письменное разъяснение своей позиции по вопросам, вынесенным на голосование.

7.6. Протокол заседания КОТК оформляется Секретариатом в день закрытия заседания. Протокол заседания подписывается присутствующими на заседании членами КОТК, имеющими право голоса, и Председателем КОТК. Копии Протокола вручаются каждому члену КОТК, присутствующему на заседании.

В случае принятия заочного решения КОТК по отдельным вопросам путем опроса всех членов в соответствии с п. 7.5 настоящего Регламента, решение утверждается Председателем КОТК, с приложением оригиналов подписанных членами КОТК опросных листов и их письменных разъяснений.

7.7. Секретариат КОТК направляет оригинал Протокола (решения с Приложениями) в Исполнительный комитет Совета, копии Протокола (решения с Приложениями) в адрес отсутствовавших на заседании членов КОТК, а также других организаций или должностных лиц, если КОТК примет об этом специальное решение.

7.8. Копии документов, согласованных или принятых на заседании КОТК, направляются всем членам КОТК и в Исполнительный комитет Совета.

8. Организация работы

8.1. Работа КОТК осуществляется в соответствии с планами работы КОТК и его рабочих групп, а также решениями КОТК.

8.2. Руководители рабочих групп, члены КОТК или Секретариат КОТК, которым даны поручения в соответствии с планами КОТК и протокольными решениями, письменно направляют в адрес Председателя КОТК сведения о выполнении поручений и проекты разработанных в соответствии с поручениями документов.

8.3. В случае невозможности исполнения поручения в установленные сроки, руководители рабочих групп, члены КОТК или Секретариат КОТК, которым даны поручения, должны заблаговременно направить Председателю КОТК письменные уведомления о невозможности исполнения поручений в установленный срок с разъяснением причин и предложениями о снятии поручения, либо изменении содержания и/или сроков исполнения поручения.

8.4. Сведения о выполнении поручений в соответствии с планами и решениями КОТК и проекты разработанных документов, полученные от руководителей рабочих групп, членов КОТК, рассылаются Секретариатом всем членам КОТК.

8.5. Организационно-техническая подготовка проведения заседаний рабочих групп осуществляется руководителями рабочих групп совместно с принимающей энергокомпанией. Работа рабочей группы может быть организована руководителем рабочей группы заочно, с использованием электронных средств коммуникаций.

9. Формирование сметы затрат

9.1. Проект сметы затрат на предстоящий год формируется Председателем КОТК на основании утвержденных планов работы КОТК, необходимых расходов на обеспечение работы КОТК и его Секретариата, с учетом предложений членов КОТК.

9.2. Проект сметы затрат на осуществление деятельности КОТК на предстоящий год согласовывается на заседании КОТК и вносится Председателем КОТК Председателю Исполнительный комитет Совета для включения в смету финансирования деятельности Совета и Исполнительного комитета Совета отдельной строкой и утверждения Советом. Энергокомпании стран, не входящих в СНГ, самостоятельно покрывают свои затраты в работе КОТК. Командировочные расходы членов КОТК и наблюдателей оплачиваются компаниями, которые они представляют.

9.3. Председатель КОТК получает в Исполнительном комитете Совета копию сметы затрат на финансирование деятельности Совета на предстоящий год в части осуществления деятельности КОТК после ее утверждения.
