

## ПРОТОКОЛ

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

24 – 26 марта 2010 года

п. Силичи, Республика Беларусь

Список участников приведен в Приложении 1.

Участников заседания приветствовал Председатель Исполнительного Комитета Электроэнергетического Совета СНГ Е.С. Мишук.

В соответствии с предложением Председателя КОТК Б.И. Аюева председательствовал на заседании И.о. генерального директора РУП "ОДУ" ГПО «Белэнерго», член КОТК А.М. Короткевич.

Комиссия приняла следующую Повестку дня:

- 1. О выполнении решений 19-го заседания КОТК.**
- 2. О проекте «Технических принципов распределения пропускной способности межгосударственных сечений для целей планирования межгосударственных перетоков и оперативного управления ими».**
- 3. О типовом Положении об организации оперативно-диспетчерского управления режимами параллельно работающих энергосистем.**
- 4. О типовом Регламенте формирования, внесения изменений и актуализации расчетной модели параллельно работающих энергосистем.**
- 5. О корректировке Плана работы КОТК на 2008-2010 годы и формировании Плана работы КОТК на 2010-2012 годы:**
  - 5.1. О разработке Методических указаний по устойчивости параллельно работающих энергосистем стран СНГ и Балтии.
  - 5.2. О разработке Типового соглашения о порядке и условиях организации безопасного выполнения ремонтных работ на межгосударственных воздушных линиях электропередачи, связывающих параллельно работающие энергосистемы.
  - 5.3. О разработке ТЭО АРЧМ Азиатской части энергосистем СНГ (ЕЭС Казахстана, ОЭС Центральной Азии) и ОЭС Сибири.
  - 5.4. О проекте Плана работы КОТК на 2010-2012 годы.

## **6. Разное:**

6.1. О порядке расчета и согласования коэффициентов коррекции по частоте К<sub>ч</sub> для энергосистем-участниц параллельной работы.

6.2. Об определении значений допустимой величины среднечасовых отклонений фактического сальдо перетоков от заданного диспетчерским графиком, относимых на параллельную работу энергосистем.

6.3. Об актуализации состава КОТК и рабочих групп КОТК

6.4. О работе энергосистем общей синхронной зоны стран СНГ и Балтии в осенне - зимний период 2009/2010 гг.

## **7. О дате и месте проведения очередного 21-го заседания КОТК.**

### **Пункт 1.**

Заслушав и обсудив информацию Секретариата о выполнении поручений 20-го заседания КОТК Комиссия

#### **решила:**

Принять к сведению информацию о выполнении решений 19-го заседания КОТК.

### **Пункт 2.**

Заслушав и обсудив информацию руководителя ЦРГ КОТК о ходе разработки технических принципов распределения пропускной способности межгосударственных сечений, Комиссия

#### **решила:**

1. Согласовать разработанный в соответствии с Планом работы КОТК на 2008 – 2010 гг. проект «Технических принципов распределения пропускной способности межгосударственных сечений для целей планирования межгосударственных перетоков и оперативного управления ими» (Приложение 2).

2. Председателю КОТК Б.И. Аюеву представить проект согласованного документа на утверждение на очередном 37-ом заседании Электроэнергетического Совета СНГ.

### **Пункт 3.**

Заслушав информацию Секретариата КОТК по данному вопросу, Комиссия

#### **решила:**

1. Одобрить в целом проект Типового положения об организации оперативно-диспетчерского управления режимами параллельно работающих энергосистем (Приложение 3).

2. Поручить РГ КОТК «Планирование и управление» в срок до 16.04.2010 г. доработать с учетом состоявшегося обсуждения и согласовать проект Типового положения об организации оперативно-диспетчерского управления режимами параллельно работающих энергосистем.

3. Поручить Секретариату КОТК организовать в срок до 23.04.2010 г. заочное согласование проекта Типового положения об организации оперативно-диспетчерского управления режимами параллельно работающих энергосистем членами КОТК.

#### **Пункт 4.**

Заслушав информацию Руководителя Секретариата КОТК по данному вопросу, Комиссия

#### **решила:**

1. Одобрить в целом проект Типового регламента формирования, внесения изменений и актуализации расчетной модели параллельно работающих энергосистем (Приложение 4).

2. Поручить РГ КОТК «Планирование и управление» в срок до 16.04.2010 г. доработать с учетом состоявшегося обсуждения и согласовать проект Типового регламента формирования, внесения изменений и актуализации расчетной модели параллельно работающих энергосистем.

3. Поручить Секретариату КОТК организовать в срок до 23.04.2010 г. заочное согласование проекта Типового регламента формирования, внесения изменений и актуализации расчетной модели параллельно работающих энергосистем членами КОТК.

#### **Пункт 5. 1**

Заслушав информацию представителя НЭК «Укрэнерго» по данному вопросу, Комиссия

#### **решила:**

1. Принять к сведению информацию представителя НЭК «Укрэнерго».

2. Перенести разработку проекта Методических указаний по устойчивости параллельно работающих энергосистем стран СНГ и Балтии в План работы КОТК на 2010-2012 гг.

3. Поручить Секретариату КОТК в срок до 26.04.2010 сформировать предложения по составу РГ «Устойчивость энергосистем».

**Пункт 5. 2**

Заслушав информацию представителя ОАО «СО ЕЭС», Комиссия

**решила:**

Принять к сведению информацию по данному вопросу.

**Пункт 5. 3**

Заслушав информацию руководителя ЦРГ КОТК «АРЧМ Азиатской части» по данному вопросу, Комиссия

**решила:**

1. Принять к сведению информацию по вопросу разработки в соответствии с п. 3.1 Плана работы КОТК на 2008 - 2010 гг. проекта «ТЭО АРЧМ Азиатской части энергосистем СНГ (ЕЭС Казахстана, ОЭС Центральной Азии) и ОЭС Сибири» (далее – ТЭО).

2. Исключить из Плана работы КОТК на 2008-2010 гг. вопрос разработки ТЭО по причине отсутствия резервов мощности в ОЭС Центральной Азии для обеспечения необходимого регулировочного диапазона АРЧМ Азиатской части, а также из-за нерешенности вопроса об условиях и порядке финансирования выполнения АРЧМ.

**Пункт 5. 4**

Заслушав информацию руководителя Секретариата КОТК по данному вопросу, Комиссия

**решила:**

1. Принять к сведению информацию Секретариата КОТК.

2. Членам КОТК в срок до 01.07.2010 г. направить в Секретариат КОТК предложения для формирования проекта Плана работы КОТК на 2010 – 2012 годы.

3. Секретариату КОТК на основе решений 20-го заседания КОТК и поступивших предложений членов КОТК сформировать проект Плана работы КОТК на 2010-2012 годы и представить его на рассмотрение на очередном заседании КОТК.

**Пункт 6.1**

Заслушав и обсудив информацию о порядке расчета и согласования коэффициентов коррекции по частоте Кч1 для энергосистем-участниц параллельной работы, Комиссия

**решила:**

1. Членам КОТК в срок до 20.04.2010 г. предоставить в Секретариат КОТК необходимые технико-экономические показатели за 2009 год для уточнения коэффициентов коррекции по частоте Кч1 для энергосистем-участниц параллельной работы на 2010 год.

2. Секретариату КОТК обеспечить актуализацию коэффициентов коррекции по частоте для энергосистем-участниц параллельной работы с учетом технико-экономических показателей за 2009 год.

3. Поручить РГ «Регулирование частоты и мощности» разработку документа Порядок расчета и утверждения коэффициентов коррекции по частоте для энергосистем-участниц параллельной работы в 2010 г.

### **Пункт 6.2**

Заслушав информацию представителя ОАО «Азерэнерджи» и обменявшись мнениями, Комиссия

#### **решила:**

1. Принять к сведению информацию по данному вопросу.

2. Поручить РГ КОТК «Планирование и управление» организовать разработку проекта Методики определения и согласования значений допустимых среднечасовых отклонений фактического сальдо перетоков от плановых значений.

3. Поручить Секретариату КОТК включить в План работы КОТК на 2010-2012 гг. разработку проекта Методики определения и согласования значений допустимых среднечасовых отклонений фактического сальдо перетоков от плановых значений.

### **Пункт 6.3**

Заслушав информацию Секретариата КОТК по данному вопросу, Комиссия

#### **решила:**

1. Поручить членам КОТК до 20.04.2010 г. обеспечить представление в Секретариат КОТК уточненной информации о членах КОТК и рабочих групп КОТК от своих организаций

2. Секретариату КОТК на основании полученных данных направить в Исполком ЭЭС СНГ актуализированный состав членов КОТК для дальнейшего представления его на утверждение ЭЭС СНГ.

**Пункт 6. 4**

Заслушав и обсудив информацию членов КОТК о работе энергосистем общей синхронной зоны стран СНГ и Балтии в осенне-зимний период 2009/2010 года, Комиссия

**решила:**

Принять к сведению информацию о работе энергосистем общей синхронной зоны стран СНГ и Балтии в осенне-зимний период 2009/2010 года.

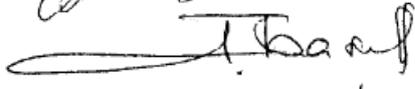
**Пункт 7.**

Рассмотрев и обсудив предложения о дате и месте проведения очередного 21-го заседания КОТК Комиссия

**решила:**

Провести очередное 21-е заседание в Украине 15 – 18 сентября 2010 г.

**Члены КОТК:**

	Ахмедов Р.М.
	Балян Г.А.
	Короткевич А.М.
	Шинасилов Е. Т.
	Бородин А.В.
	Заставнецкий В.А.
	Бондаренко А.Ф.
	Степанов Н.В.
	Ущатовский К.В.
	Шамсиев Х.А.
	Дусмаматов А.М.

**Список участников**

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

<b>№ п/п</b>	<b>Ф.И.О.</b>	<b>Должность, страна</b>
<b>Азербайджанская Республика</b>		
1.	<b>Ахмедов</b> Рауф Мамедтаги оглы	Начальник диспетчерской службы ОАО «Азерэнержи»
<b>Республика Армения</b>		
2.	<b>Балян</b> Гарник Арменакович	Главный инженер ЗАО «Оператор электроэнергетической системы»
<b>Республика Беларусь</b>		
3.	<b>Короткевич</b> Андрей Михайлович	И.о генерального директора РУП "ОДУ" ГПО «Белэнерго»
4.	<b>Ковалев</b> Денис Васильевич	Начальник диспетчерской службы РУП "ОДУ" ГПО «Белэнерго»
<b>Республика Казахстан</b>		
5.	<b>Шинасилов</b> Ералы Турысбекович	Главный диспетчер филиала АО «KEGOC» «НДЦ СО»
<b>Кыргызская Республика</b>		
6.	<b>Бородин</b> Алексей Викторович	Начальник ЦДС «НЭС Кыргызстана»
<b>Республика Молдова</b>		
7.	<b>Заставнецкий</b> Вячеслав Афанасьевич	Заместитель генерального директора, начальник ЦДУ – главный диспетчер ГП «Moldelectrica»
<b>Российская Федерация</b>		
8.	<b>Бондаренко</b> Александр Федорович	Директор по управлению режимами ЕЭС – главный диспетчер ОАО «СО ЕЭС»
9.	<b>Аликин</b> Сергей Вадимович	Начальник отдела Центра технологий параллельной работы ОАО «СО ЕЭС»

10.	<b>Степанов</b> Николай Васильевич	Руководитель Департамента оперативно-технического сопровождения торговой деятельности Блока трейдинга ОАО "ИНТЕР РАО ЕЭС"
11.	<b>Лебеденко</b> Фатима Назировна	Ведущий эксперт Центра технологий параллельной работы ОАО "СО ЕЭС"
<b>Республика Узбекистан</b>		
12.	<b>Дусмаматов</b> Адхам Мураткулович	Заместитель начальника Национального диспетчерского центра ГАК «Узбекэнерго»
<b>Украина</b>		
13.	<b>Ущатовский</b> Константин Валерьевич	Первый заместитель директора – Главный диспетчер НЭК «Укрэнерго»
14.	<b>Олефир</b> Дмитрий Александрович	Начальник службы развития балансирующего рынка и рынка вспомогательных услуг НЭК «Укрэнерго»
<b>ОЭС Центральной Азии</b>		
15.	<b>Шамсиев</b> Хамидилла Аманович	Директор Координационно-диспетчерского центра "Энергия"
<b>Исполком Электроэнергетического Совета СНГ</b>		
16.	<b>Мишук</b> Евгений Семенович	Председатель Исполкома ЭЭС СНГ
<b>От стран Балтии</b>		
17.	<b>Оситис</b> Янис Карлович	Руководитель проекта AST

### **Технические принципы распределения пропускной способности ограниченных экспортно-импортных сечений.**

Объединение рыночных пространств с различными ценами на электроэнергию посредством межсистемных связей предполагает возможность осуществления взаимовыгодных коммерческих обменов электроэнергией. При этом в силу ограниченной пропускной способности межсистемных связей возникает необходимость разработки формальных правил распределения (использования) пропускной способности экспортно-импортных сечений.

Указанные правила должны исключать дискриминацию участников рынка трансграничных поставок электроэнергии, обеспечивать максимальное использование пропускной способности ограниченных экспортно-импортных сечений для обеспечения реализации договоров экспорта-импорта электроэнергии.

Анализ опыта зарубежных стран показал, что наиболее эффективными принципами распределения пропускной способности ограниченных экспортно-импортных сечений являются принципы, основанные на использовании рыночных методов, в результате реализации которых участникам рынка трансграничных обменов электроэнергией предоставляются права доступа к определенным величинам (частям) пропускной способности ограниченного экспортно-импортного сечения. При этом снижается вероятность несогласованного отклонения сальдо участников поставок электроэнергии от плановых, неплановой перегрузки сечений при оперативном управлении режимом работы энергосистем и увеличивается прозрачность формирования планов и фактической реализации трансграничных обменов электроэнергией.

Распределение пропускной способности ограниченных экспортно-импортных сечений (далее – ограниченных сечений) должно осуществляться на основании следующих технических принципов.

1. Распределение пропускной способности ограниченных сечений должно производиться методами, исключаящими дискриминацию участников рынка.
2. Системные операторы должны предоставлять в распоряжение участников трансграничных обменов электроэнергией максимально возможную пропускную способность экспортно-импортного сечения с учетом установленных требований надежности, актуальных системных

ограничений, необходимости первоочередного обеспечения надежного энергоснабжения собственных потребителей, в том числе посредством использования электрических сетей иных стран.

3. Определение и порядок согласования максимально допустимых перетоков активной мощности в контролируемых сечениях (в том числе в ограниченных сечениях) должны основываться на следующих основных положениях.
  - 3.1. Максимально допустимым перетоком активной мощности в контролируемом сечении является максимально возможная величина перетока активной мощности в контролируемом сечении, которая удовлетворяет всем критериям обеспечения надежной и устойчивой работы энергосистемы.
  - 3.2. Максимально допустимый переток активной мощности в контролируемом сечении (в нормальной и ремонтных схемах), через которое осуществляются трансграничные обмены электроэнергией, должен определяться с учетом критериев обеспечения надежной работы энергосистем стран, через общую границу которых осуществляются указанные обмены электроэнергией.
  - 3.3. Максимально допустимый переток активной мощности в контролируемом сечении (в нормальной и ремонтных схемах) должен взаимосогласоваться системными операторами стран, через общую границу которых осуществляются трансграничные обмены электроэнергией.
  - 3.4. Величина максимально допустимого перетока активной мощности в контролируемом сечении (в нормальной и ремонтных схемах) должна сообщаться системным операторам всех стран, осуществляющих передачу/прием электроэнергии через указанное сечение.
4. Величина распределяемой пропускной способности для осуществления экспорта/импорта электроэнергии должна учитывать запас на неточность расчетной модели и прогнозных данных, а также запас на величину кольцевых перетоков активной мощности (в электрических сетях кольцевой структуры). Указанные величины запасов должны определяться на основании статистической и расчетной информации и взаимосогласовываться системными операторами стран, осуществляющих обмен электроэнергией через ограниченное экспортно-импортное сечение. Распределяемая пропускная способность не должна превышать максимально допустимого перетока активной мощности в контролируемом сечении, сниженного на величину указанных запасов.
5. Снижение величины распределяемой пропускной способности ниже заявленной возможно в случае аварийной ситуации и/или в иных случаях невозможности выполнения схемно-режимных мероприятий по обеспечению заявленной пропускной способности сечения.

6. Распределяемая пропускная способность ограниченного экспортно-импортного сечения разделяется на 2 составляющие: зарезервированная (уже распределенная) пропускная способность и свободная (доступная для распределения) пропускная способность.
7. Зарезервированная составляющая распределяемой пропускной способности включает в себя пропускную способность, ранее распределенную системными/сетевыми операторами для реализации заключенных договоров экспорта/импорта электроэнергии, договоров на предоставление аварийной взаимопомощи, договоров на передачу (транзит) электроэнергии и не подлежащую перераспределению в течение согласованного периода времени.
8. Свободная составляющая распределяемой пропускной способности подлежит распределению между участниками экспортно-импортных операций на краткосрочной основе для согласованных периодов времени.
9. В условиях развитых электроэнергетических рынков распределение свободной пропускной способности осуществляется аукционными методами. При отсутствии возможности проведения соответствующих аукционов распределение свободной пропускной способности должно осуществляться системными/сетевыми операторами на основе взаимно согласованных принципов.
10. При необходимости должна осуществляться координация распределения пропускной способности (зарезервированной и свободной составляющих) на взаимосвязанных сечениях.
11. В рамках реализации механизмов определения, согласования и распределения пропускной способности сечений экспорта/импорта должен быть обеспечен информационный обмен, в том числе и на базе современных интернет-технологий (создание web-сайтов, доступных заинтересованным сторонам, организация распределенного авторизованного доступа, публикация необходимых данных и пр.).

**ТИПОВОЕ ПОЛОЖЕНИЕ**  
**об организации оперативно-диспетчерского управления**  
**параллельной работой энергосистем**

---

(наименования энергосистем)

## 1. Содержание

1. СОДЕРЖАНИЕ.....	13
2. ТЕРМИНЫ И ПРИМЕНЯЕМЫЕ СОКРАЩЕНИЯ .....	14
3. ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ.....	18
4. ПОРЯДОК ВЗАИМООТНОШЕНИЙ.....	19
5. ПЛАНИРОВАНИЕ РЕЖИМОВ ПАРАЛЛЕЛЬНОЙ РАБОТЫ.....	21
6. УПРАВЛЕНИЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИМИ РЕЖИМАМИ ПАРАЛЛЕЛЬНОЙ РАБОТЫ ЭС .....	23
7. ПОРЯДОК ВЕДЕНИЯ ОПЕРАТИВНЫХ ПЕРЕГОВОРОВ .....	24
8. ПОРЯДОК ОФОРМЛЕНИЯ, ПОДАЧИ, РАССМОТРЕНИЯ И СОГЛАСОВАНИЯ ДИСПЕТЧЕРСКИХ ЗАЯВОК.....	27
9. ПОРЯДОК ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ РАЗВИТИЯ И ЛИКВИДАЦИИ НАРУШЕНИЙ НОРМАЛЬНОГО РЕЖИМА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЧАСТИ ЭС .....	31
10. ПОРЯДОК ПРОИЗВОДСТВА ПЕРЕКЛЮЧЕНИЙ НА МГЛЭП.....	35
ПРИЛОЖЕНИЕ 1 .....	36
ПРИЛОЖЕНИЕ 3 .....	38
ПРИЛОЖЕНИЕ 4 .....	40
ПРИЛОЖЕНИЕ 5 .....	41
ПРИЛОЖЕНИЕ 6 .....	43
ПРИЛОЖЕНИЕ 7 .....	44

## 2. Термины и применяемые

## сокращения

**диспетчерский персонал** – работники (диспетчеры) диспетчерского центра, уполномоченные от имени субъекта оперативно-диспетчерского управления вести оперативные переговоры и давать диспетчерские команды по управлению электроэнергетическим режимом энергосистемы;

**диспетчерская заявка (заявка)** – документ, в котором оформляется ответственное намерение эксплуатирующей оборудование организации изменить эксплуатационное состояние ЛЭП, оборудования, устройств РЗ, ПА, РА, АСДУ, СДТУ или/и технологический режим его работы. Заявка оформляется и передается на рассмотрение и принятие решения в соответствующий диспетчерский центр;

**диспетчерская команда (команда)** – команда, которая дается диспетчером по диспетчерским каналам связи и содержит указание совершить (воздержаться от совершения) конкретное действие (действия) по управлению технологическими режимами работы и эксплуатационным состоянием объектов диспетчеризации;

**диспетчерское согласование (согласование)** – разрешение совершить (воздержаться от совершения) конкретное действие (действия) по управлению технологическими режимами и эксплуатационным состоянием объектов электроэнергетики или энергопринимающих установок потребителей электрической энергии с управляемой нагрузкой, выдаваемое диспетчером одного диспетчерского центра по каналам связи диспетчеру другого диспетчерского центра или оперативному персоналу.

**диспетчерское управление** – организация управления технологическими режимами и эксплуатационным состоянием объектов электроэнергетики или энергопринимающих установок потребителей электрической энергии с управляемой нагрузкой, при которой указанные технологические режимы или эксплуатационное состояние изменяются только по диспетчерской команде диспетчера соответствующего диспетчерского центра;

**диспетчерское ведение** – организация управления технологическими режимами и эксплуатационным состоянием объектов электроэнергетики или энергопринимающих установок потребителей электрической энергии с управляемой нагрузкой, при которой указанные технологические режимы или эксплуатационное состояние изменяются только по согласованию с соответствующим диспетчерским центром;

**информационное ведение** – получение информации Системным оператором об изменении состояния оборудования, ЛЭП, об изменении состояния или настройки устройств релейной защиты, системной автоматики и средств ДТУ – «для сведения». При плановом изменении информация

передается в установленном порядке с использованием средств связи и по электронной почте, при оперативном изменении – посредством уведомления соответствующего диспетчерского персонала;

**диспетчерское наименование** – название ЛЭП, основного и вспомогательного оборудования подстанции или электростанции, устройств РЗА, СДТУ и АСДУ, которое однозначно определяет оборудование или устройство в пределах одного объекта электроэнергетики и ЛЭП в пределах энергосистемы.

Диспетчерские наименования должны указываться на нормальных схемах электрических соединений объектов электроэнергетики и схемах энергосистем;

**сокращенное диспетчерское наименование** – сложившееся буквенное или цифровое обозначение наименования ЛЭП, которое может не соответствовать общему порядку построения диспетчерских наименований. Сокращенное диспетчерское наименование ЛЭП может применяться наряду с диспетчерским наименованием ЛЭП в оперативных переговорах, в программах, бланках переключений и других инструктивных материалах;

**контролируемое сечение** – совокупность линий электропередачи и других элементов сети, определяемых диспетчерским центром субъекта оперативно-диспетчерского управления, перетоки мощности по которым контролируются в целях обеспечения устойчивости работы, надежности и живучести энергосистем;

**линия электропередачи (ЛЭП)** – электрическая линия, выходящая за пределы электростанции или подстанции и предназначенная для передачи электрической энергии;

**межгосударственное сечение (сечение экспорта-импорта)** – технологически обусловленная совокупность линий электропередачи между энергосистемами (частями энергосистем) двух и более государств;

**межгосударственный переток** – алгебраическая сумма перетоков электрической энергии (мощности) по линиям электропередачи, входящим в межгосударственное сечение (сечение экспорта-импорта);

**нормальный режим энергосистемы** – режим энергосистемы, при котором потребители снабжаются электрической энергией, а значения технических параметров режима энергосистемы и оборудования находятся в пределах длительно допустимых значений, имеются нормативные оперативные резервы мощности;

**объект диспетчеризации** – ЛЭП, оборудование электрических станций, электрических и тепловых сетей, устройства релейной защиты, аппаратура противоаварийной и режимной автоматики, устройства автоматического регулирования частоты электрического тока и мощности, средства диспетчерского и технологического управления, оперативно-информационные комплексы и иные объекты электроэнергетики, а также

энергопринимающие установки потребителей электрической энергии, технологический режим работы и эксплуатационное состояние которых влияют или могут влиять на электроэнергетический режим энергосистемы в операционной зоне диспетчерского центра;

**объект электроэнергетики** – имущественные объекты, непосредственно используемые в процессе производства, передачи электрической энергии, оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике и сбыта электрической энергии, в том числе объекты электросетевого хозяйства;

**оперативный персонал** – дежурные работники, уполномоченные субъектом электроэнергетики и потребителем электрической энергии на осуществление в отношении принадлежащего ему оборудования объекта электроэнергетики мероприятий, обеспечивающих его эксплуатацию (оперативный персонал энергообъекта – электрической станции, подстанции, энергопринимающей установки потребителя), а также дежурные работники, уполномоченные от имени сетевой организации отдавать команды оперативно подчиненному персоналу подстанций на осуществление в отношении подведомственных объектов электрических сетей мероприятий, обеспечивающих их эксплуатацию;

**оперативный журнал** – документ или специализированный программный комплекс, предназначенный для фиксации диспетчерским и оперативным персоналом событий и информации в объеме, определяемом соответствующими нормативными документами субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии;

**операционная зона** – территория, в границах которой расположены объекты электроэнергетики и энергопринимающие установки потребителей электрической энергии, управление взаимосвязанными технологическими режимами работы которых осуществляет соответствующий диспетчерский центр;

**плановый почасовой график сальдо перетоков мощности между энергосистемами** – график среднечасовых значений электрической мощности, который составляется на каждые календарные сутки отдельно, является основным документом, регламентирующим режим параллельной работы энергосистем;

**системный оператор** – организация, осуществляющая централизованное оперативно-диспетчерское управление национальной энергосистемой в целях обеспечения установленных параметров надежности функционирования национальной энергосистемы и качества электрической энергии, баланса производства и потребления электрической энергии, управления параллельной работой с энергосистемами других государств. В зависимости от национального законодательства указанные функции могут выполняться одной или несколькими уполномоченными организациями;

**технологический режим работы** – процесс, протекающий в технических устройствах объекта электроэнергетики или энергопринимающей установки потребителя электрической энергии, и состояние этого объекта или установки (включая параметры настройки системной и противоаварийной автоматики);

**устройства релейной защиты** – устройства, предназначенные для автоматического отключения поврежденной ЛЭП, оборудования (как правило, при КЗ) от остальной, неповрежденной части энергосистемы при помощи выключателей, а также для действия на сигнал или отключение ЛЭП, оборудования в случаях опасных ненормальных режимов их работы (релейная защита ЛЭП, релейная защита оборудования энергообъектов, УРОВ);

**устройства режимной автоматики** – устройства, предназначенные для действия в энергосистеме с целью поддержания (регулирования) ее основных параметров (напряжения, частоты, перетоков активной и реактивной мощности) в допустимых пределах (АРЧМ, АОП, АРВ, АРН, ГРАМ и т.д.);

**устройства противоаварийной автоматики** – устройства, предназначенные для действия при возникновении нарушения нормального режима в энергосистеме или опасных возмущениях в ней с целью предотвращения развития нарушения нормального режима или предотвращения нарушения устойчивости энергосистемы и восстановления в послеаварийной схеме допустимого режима работы энергосистемы (ЦСПА, АПНУ, АЛАР, АОСЧ(АЧР), АОПЧ, АОСН(АСН), АОПН, АОПО, ДА, АРПМ и т.д.);

**электрическая сеть** – совокупность технических устройств, состоящая из высоковольтных линий электропередачи и подстанций, предназначенная для передачи и распределения электрической энергии;

**эксплуатационное состояние оборудования и устройств** – оперативное состояние оборудования и устройств: работа, резерв, ремонт (техническое обслуживание), консервация и т.д.;

**энергорайон** – выделенная часть электрической схемы, включающая связную совокупность узлов и ветвей расчетной модели, моделирующая электрическую сеть, а также отнесенные к ней в расчетной модели генерация и потребление;

**энергетическая система** – совокупность электростанций, электрических и тепловых сетей, соединенных между собой и связанных общностью режима в непрерывном процессе производства, преобразования и распределения электрической энергии и тепла при общем управлении этим режимом;

**электроэнергетический режим энергосистемы** – единый процесс производства, преобразования, передачи и потребления электрической энергии в энергосистеме и состояние объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок потребителей электрической энергии (включая схемы электрических соединений объектов электроэнергетики).

В положении применены следующие обозначения и сокращения:

АСДУ	– автоматизированная система диспетчерского управления;
ВЛ	– воздушная линия электропередачи;
ДЦ	– диспетчерский центр;
ЛЭП	– линия электропередачи;
ОГ	– отключение генераторов;
ОН	– отключение нагрузки;
ПА	– противоаварийная автоматика;
РА	– режимная автоматика;
РЗ	– релейная защита;
РЗА	– релейная защита и электроавтоматика, в том числе РЗ, ПА и РА);
СДТУ	– средства диспетчерского и технологического управления.

### 3. Основные положения

3.1. Настоящее Положение регламентирует взаимоотношения диспетчерских центров энергосистем \_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_ (наименования энергосистем)

(далее – совместно упоминаемых как «Системные операторы») по организации оперативно-диспетчерского управления параллельной работой энергосистем \_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_ (далее – ЭС) и определяет:

\_\_\_\_\_ (наименования энергосистем)

- порядок планирования ремонтов электросетевого оборудования, устройств релейной защиты, противоаварийной и режимной автоматики, состояние которых оказывает влияние на режимы параллельной работы энергосистем;

- порядок производства переключений по изменению эксплуатационного состояния (выводу в ремонт и вводу в работу) объектов диспетчеризации;



вопросам организации параллельной работы, управлению режимами, производству переключений, ликвидации нарушений нормального режима электрической части ЭС.

4.3. Принципы организации и настройки, а также объемы управляющих воздействий существующей и вновь вводимой режимной и противоаварийной автоматики, устройств релейной защиты, влияющих на режимы параллельной работы энергосистем, согласовываются Системными операторами и подлежат неукоснительному выполнению соответствующими диспетчерскими центрами национальных энергосистем.

4.4. Перечень объектов диспетчеризации с их распределением по способу управления формируется Системными операторами и является приложением 2 к настоящему Положению.

4.5. Объекты диспетчеризации распределяются по способу управления по трем категориям:

- диспетчерское управление;
- диспетчерское ведение;
- информационное ведение.

4.6. Объект диспетчеризации может находиться в диспетчерском управлении только одного Системного оператора и в диспетчерском или информационном ведении одного или нескольких других Системных операторов.

4.7. Операции по изменению эксплуатационного состояния или технологического режима работы должны производиться по команде диспетчера, в диспетчерском управлении которого находится данный объект и по согласованию всех диспетчеров, в диспетчерском ведении которых находится данный объект.

4.8. Организация межсистемного обмена информацией между ДЦ Системных операторов с учетом организации цифровых каналов связи определяется отдельным соглашением об информационном обмене

В рамках указанного соглашения разрабатывается перечень телеизмерений и телесигналов, ретранслируемых между Системными операторами.

4.9. Ежегодно в течение декабря и по мере изменений Системные операторы обмениваются:

- списками административно-технического и диспетчерского персонала имеющего право ведения оперативных переговоров;
- списками уполномоченных лиц, осуществляющих обмен данными для создания и актуализации базовой расчетной модели;

- нормальными схемами электрических соединений электростанций и подстанций, на которых расположены объекты диспетчеризации соответствующего Системного оператора;
- нормальными схемами электрических соединений объектов электроэнергетики, входящих в операционную зону Системного оператора в согласованных между Системными операторами границах (схемы энергосистем).

## **5. Планирование режимов параллельной работы**

5.1. Планирование режимов параллельной работы ЭС (долгосрочных и краткосрочных электроэнергетических режимов) осуществляется Системными операторами на основании взаимно согласованных годовых, месячных, недельных величин сальдо объемов поставок электроэнергии по межгосударственным сечениям экспорта-импорта и почасовых графиков объемов поставок электроэнергии по межгосударственным сечениям экспорта-импорта между ЭС, сформированных с учетом соответствующих международных соглашений и/или договоров между хозяйствующими субъектами ЭС с учетом планируемого перемещения (транзита) электроэнергии с использованием электрических сетей ЭС.

5.2. В условиях параллельной работы ЭС при планировании применяются скоординированные расчеты потокораспределения на общей расчетной модели, осуществляемые координатором (-ами) планирования в соответствии с регламентом формирования, внесения изменений и актуализации расчетной модели параллельно работающих энергосистем.

5.3. Для проведения расчетов потокораспределения Стороны создают базовые расчетные схемы для согласованных часов суток на основе контрольных замеров мощности в летнее и зимнее время и актуализированные расчетные схемы с уточненными на предстоящий период значениями потребления, генерации, сальдо перетоков и схемой сети.

5.4. Координатор планирования проводит расчеты потокораспределения с использованием представленных Системными операторами актуализированных данных для определения реализуемости планируемых перетоков электроэнергии (мощности) и передает в остальные ДЦ национальных энергосистем результаты расчетов в соответствии с регламентом по планированию.

5.5. Если в результате проведенных расчетов перетоки мощности по одному или нескольким контролируемым сечениям превышают максимально допустимые значения, координатор планирования изменяет сальдо перетоки электроэнергии (мощности) ЭС на соответствующую величину, о чем информирует Системных операторов.

5.6. Системные операторы уведомляют соответствующих участников международных соглашений и/или соответствующих хозяйствующих субъектов о необходимости изменения значений плановых объемов поставок электроэнергии. Плановые поставки электроэнергии могут быть скорректированы также при изменении схемно-режимных условий, связанных с замыканием/размыканием межгосударственных связей.

5.7. Полученные в результате окончательных расчетов плановые почасовые графики сальдо перетоков мощности являются основными документами, регламентирующими режим параллельной работы ЭС и не могут быть изменены в одностороннем порядке.

5.8. Плановый почасовой график сальдо перетоков мощности по межгосударственным сечениям экспорта-импорта между ЭС представляет собой среднечасовые значения электрической мощности и составляется на каждые календарные сутки отдельно, является основным документом, регламентирующим режим параллельной работы.

5.9. Планирование сальдо перетоков мощности по межгосударственным сечениям экспорта-импорта осуществляется с учетом совместно разработанных и взаимно согласованных графиков ремонтов ЛЭП, основного оборудования подстанций и электростанций, устройств релейной защиты, противоаварийной и режимной автоматики, находящихся в диспетчерском управлении или ведении Системных операторов. Регламент формирования графиков ремонта и технического обслуживания определяется приложением 3 к настоящему Положению

## 6. Управление электроэнергетическими режимами параллельной работы ЭС

6.1. Управление электроэнергетическим режимом параллельной работы ЭС осуществляется диспетчерским персоналом Системных операторов при соблюдении максимально допустимых перетоков в контролируемых сечениях, длительно допустимых токовых нагрузок и уровней напряжений на ЛЭП и оборудовании, определенных взаимосогласованными инструктивными материалами.

6.2. Поддержание частоты осуществляется согласованными действиями диспетчерского персонала Системных операторов:

\_\_\_\_\_ обеспечивает регулирование частоты:  
(наименование системного оператора)

- в нормальном диапазоне  $50,0 \pm 0,05$  Гц;
- в нормально допустимом диапазоне  $50,0 \pm 0,2$  Гц;
- в предельно допустимом диапазоне  $50,0 \pm 0,4$  Гц (время работы ЭС с отклонением частоты в диапазоне от 0,2 до 0,4 Гц не должно превышать 72 минут в период времени 24 часа).

6.3. Другие Системные операторы обеспечивают регулирование собственного сальдо перетоков мощности, как алгебраической суммы перетоков мощности по всем межгосударственным линиям электропередачи своих ЭС, с коррекцией по частоте. Коэффициенты частотной коррекции для каждой национальной энергосистемы ежегодно утверждаются Комиссией по оперативно-технологической координации совместной работы энергосистем стран СНГ и Балтии (КОТК)

6.4. Среднечасовые значения электрической мощности планового почасового графика сальдо перетоков мощности необходимо поддерживать в течение часа. Переход от одного часового значения мощности к другому начинается не более чем за 5 (пять) минут до конца текущего часа и завершается не более чем через 5 (пять) минут после начала следующего часа.

6.5. Плановые почасовые графики сальдо перетоков мощности могут оперативно корректироваться по согласованию между диспетчерским персоналом Системных операторов с обязательной записью в диспетчерских журналах и указанием ДЦ национальной энергосистемы, инициирующей такие корректировки, в следующих случаях:

– оказания аварийной взаимопомощи – при условии наличия соответствующих договоров, регламентирующих порядок оказания аварийной взаимопомощи и оплаты электрической энергии, переданной/принятой при ее оказании;

– изменения баланса мощности (электроэнергии) по причине непланового (аварийного) изменения эксплуатационного состояния оборудования, влияющего на межгосударственные перетоки, в одной из энергосистем Сторон;

– изменения объемов поставок электроэнергии по действующим международным соглашениям и/или договорам в энергосистемах Сторон в соответствии с правилами национальных рынков электрической энергии (мощности) Системных операторов.

6.6. Системные операторы заблаговременно оповещают друг друга о необходимых корректировках и осуществляют определение и регистрацию инициатив по корректировке планового почасового графика сальдо перетоков мощности.

6.7. Согласованное Системными операторами решение о корректировке планового почасового графика сальдо перетоков мощности регистрируется в виде диспетчерских команд на изменение перетоков мощности по межгосударственным сечениям (сечениям экспорта-импорта) с указанием величины, часа суток и продолжительности изменения перетока.

6.8. Регистрация изменения планового почасового графика сальдо перетоков мощности должна оформляться двумя типами команд:

– командами на изменение планового почасового графика сальдо перетоков мощности;

– командой возврата на плановый почасовой график сальдо перетоков мощности.

6.9. Согласование диспетчерской заявки на изменение эксплуатационного состояния объекта диспетчеризации, при исполнении которой изменяется фактический график сальдо перетоков мощности в какие-либо часы суток, должно быть произведено путем корректировки планового почасового графика сальдо перетоков мощности. Если при этом в согласованной заявке в явном виде не указана величина, инициатива или период изменения сальдо перетоков мощности, то в таком случае диспетчеры Системных операторов должны установить параметры, необходимые для отдачи и регистрации соответствующей команды, путем оперативных переговоров.

6.10. Команды/согласования диспетчера о корректировке планового почасового графика сальдо перетоков мощности передаются по диспетчерским каналам связи непосредственно диспетчеру ДЦ национальной энергосистемы.

## **7. Порядок ведения оперативных переговоров**

7.1. Оперативными переговорами диспетчерского персонала Системных операторов считаются переговоры, в которых:

– передается (принимается) информация о технологическом режиме работы и эксплуатационном состоянии объектов диспетчеризации, параметрах режима национальных энергосистем, используемая диспетчерским персоналом Системных операторов при осуществлении функций по управлению электроэнергетическим режимом параллельной работы национальных энергосистем;

– отдаются команды и согласования, направленные на изменение технологического режима работы и эксплуатационного состояния объектов диспетчеризации, в том числе при ликвидации нарушений нормального режима.

7.2. Диспетчерский персонал Системного оператора имеет право вести оперативные переговоры только с диспетчерским персоналом, включенным в списки диспетчерского персонала, имеющего право вести оперативные переговоры и с руководством диспетчерского центра.

7.3. При ведении оперативных переговоров объекты электроэнергетики, энергопринимающие установки потребителей и объекты диспетчеризации должны называться полностью в соответствии с принятыми диспетчерскими наименованиями (для ЛЭП возможно сокращенными диспетчерским наименованиями). Отступление от технической терминологии и диспетчерских наименований в процессе ведения оперативных переговоров категорически запрещается.

7.4. Оперативные переговоры по прямым каналам диспетчерской связи должны начинаться с сообщения фамилий ведущих оперативные переговоры. При ведении оперативных переговоров разрешается только официальное обращение к собеседнику – по фамилии или по имени (по имени отчеству).

7.5. Диспетчерскому персоналу запрещается вести переговоры по прямым каналам диспетчерской связи, не связанные с выполнением должностных обязанностей.

7.6. Команда должна отдаваться четко, конкретно, в повелительной форме, а согласование в утвердительной форме с обязательным указанием времени отдачи.

7.7. Команда диспетчерского персонала диспетчерского центра Системного оператора по вопросам, входящим в его компетенцию, обязательна к исполнению диспетчерским персоналом зарубежного Системного оператора.

7.8. Выслушав команду, диспетчерский персонал должен дословно повторить текст команды и получить подтверждение, что команда понята правильно. Правильность понимания отданной команды подтверждается

диспетчерским персоналом, отдавшим команду, словами *«Правильно. Выполняйте»*.

7.9. Выслушав согласование, диспетчерский персонал должен подтвердить правильность понимания полученного согласования диспетчерскому персоналу, отдавшему согласование, словами *«Понял. Выполняю»*.

7.10. При невозможности дать согласование сразу после его запроса диспетчерский персонал дает согласование после возобновления оперативных переговоров, при этом получающий согласование диспетчерский персонал обязан дословно повторить текст согласования. Правильность понимания отданного согласования подтверждается диспетчерским персоналом, отдавшим согласование, словами *«Правильно. Выполняйте»*.

7.11. В случае если команда диспетчерского персонала по вопросу входящему в его компетенцию представляется диспетчерскому персоналу зарубежного Системного оператора ошибочной, он должен немедленно доложить об этом лицу, отдавшему команду. При подтверждении команды диспетчерский персонал зарубежного Системного оператора должен ее выполнить.

7.12. Диспетчерскому персоналу запрещается отдавать и выполнять команды, содержащие нарушения требований национальных правил по охране труда (правил безопасности) при эксплуатации электроустановок, а также команды, которые могут привести к повреждению оборудования объектов электроэнергетики, энергопринимающих установок потребителей, или к нарушению условий безопасной эксплуатации атомных электростанций.

О своем отказе выполнить такую команду диспетчерский персонал должен немедленно доложить диспетчерскому персоналу, отдавшему команду и своему руководству, а также зарегистрировать отказ выполнения команды в оперативном журнале (с указанием причины отказа).

7.13. Диспетчерские команды должны регистрироваться при помощи технических средств звукозаписи.

Звукозаписи оперативных переговоров диспетчерского персонала относятся к информации строгого учета и подлежат хранению:

- при нормальном режиме энергосистемы – 10 суток, если не поступит указания о продлении срока хранения;
- при наличии нарушений нормального режима энергосистемы и других технологических нарушениях – не менее 3 месяцев, если не поступит указания о продлении срока хранения.

7.14. Команды (согласования) диспетчерского персонала при оперативном изменении почасового графика сальдо перетоков мощности должны фиксироваться в оперативном журнале.

7.15. Каждая диспетчерская команда, направленная на оперативное изменение почасового графика сальдо перетоков мощности между энергосистемами, должна регистрироваться с указанием следующих сведений:

- время отдачи команды;
- фамилия и должность лица, отдавшего команду;
- фамилия лица, кому адресована команда;
- содержание команды.

7.16. Рабочим языком в процессе оперативно-диспетчерского управления параллельной работой ЭС и связанного с ним ведения документации принимается \_\_\_\_\_.

(язык)

В оперативных переговорах и оперативно-диспетчерской документации принимается \_\_\_\_\_.

(время)

## **8. Порядок оформления, подачи, рассмотрения и согласования диспетчерских заявок**

8.1. На основании перечня объектов диспетчеризации (приложение 2 к настоящему Положению) Системный оператор осуществляет запрос в соответствующий ДЦ зарубежной энергосистемы на изменение технологического режима работы или эксплуатационного состояния объектов диспетчеризации, ввод новых объектов диспетчеризации, проведение испытаний, а также на работы, выполнение которых может привести к изменению технологического режима работы или эксплуатационного состояния объекта диспетчеризации, путем оформления и подачи диспетчерской заявки. Схемы прохождения диспетчерской заявки разрабатываются Системными операторами и являются приложением 4 к настоящему Положению

8.2. На основании согласованных Системными операторами графиками ремонта оборудования и технического обслуживания устройств РЗА и СДТУ (далее – графики ремонта и технического обслуживания) диспетчерская заявка оформляется Системным оператором и подается в соответствующий диспетчерский центр зарубежной энергосистемы в соответствии с согласованным регламентом взаимной подачи, проработки, рассмотрения и согласования плановых диспетчерских заявок.

8.3. В зависимости от вида работ по изменению технологического

режима работы или эксплуатационного состояния объекта диспетчеризации, каждая диспетчерская заявка относится к одной из следующих категорий:

- **плановые заявки (ПЛ)** – диспетчерские заявки на плановые работы по изменению эксплуатационного состояния или технологического режима работы объекта диспетчеризации, выполняемые в соответствии с утвержденными графиками ремонта и технического обслуживания объектов диспетчеризации;

- **неплановые заявки (НПЛ)** – диспетчерские заявки на неплановые работы по изменению эксплуатационного состояния или технологического режима работы объекта диспетчеризации, которые невозможно было предвидеть заранее (отсутствующие в утвержденных годовом и месячном графиках ремонта и технического обслуживания) и необходимость которых возникла в процессе эксплуатации объектов диспетчеризации;

- **неотложные заявки (НО)** – диспетчерские заявки на неплановые работы по изменению эксплуатационного состояния или технологического режима работы объекта диспетчеризации, выполняемые для повышения (восстановления, стабилизации) эксплуатационных характеристик, требующие срочного отключения для предотвращения непрогнозируемого снижения эксплуатационных характеристик способных привести к повреждению и последующему аварийному отключению объектов диспетчеризации или диспетчерские заявки на не связанное с отключением объекта диспетчеризации срочное изменение технологического режима работы, возникшее в процессе эксплуатации;

- **аварийные заявки (АВ)** – диспетчерские заявки на неплановые работы по изменению эксплуатационного состояния или технологического режима работы объекта диспетчеризации, выполняемые на объектах диспетчеризации, отключившихся действием устройств РЗА, технологических защит или отключенные оперативным персоналом в соответствии с требованиями производственных инструкций, а также на устройствах РЗА, выведенных из работы автоматически или вручную оперативным персоналом из-за неисправности для предотвращения ложной работы.

8.4. Неотложные диспетчерские заявки рассматриваются соответствующими Системными операторами незамедлительно после их получения для определения возможности их реализации с точки зрения подготовки электроэнергетического режима в операционной зоне соответствующего Системного оператора с учетом условий ранее разрешенных и действующих диспетчерских заявок. Диспетчерская заявка может быть согласована в просимый срок или в другой срок с целью создания условий реализации заявки (прохождение максимума нагрузок, мобилизация резерва, включение оборудования из резерва, ремонта и т.п.).

8.5. Неотложные диспетчерские заявки разрешается подавать в

любое время суток непосредственно диспетчеру Системного оператора, в диспетчерском управлении или ведении которых находится отключаемое оборудование.

Ответы и согласования на неотложные заявки сообщаются в любое время суток непосредственно диспетчерскому персоналу Системного оператора, в диспетчерском управлении или ведении которого находится отключаемый объект диспетчеризации.

8.6. Аварийная заявка принимается к сведению, и подлежит немедленному рассмотрению для учёта сложившейся схемы электрической сети и режима, а также корректировки условий реализации ранее разрешённых или открытых заявок. При этом аварийная заявка учитывается при рассмотрении плановых, неплановых, неотложных заявок на весь срок аварийного ремонта. При невозможности обеспечения требований нормативных документов, положений и производственных инструкций вследствие проведения аварийного ремонта, отдается команда на завершение ремонтных работ по открытым плановым заявкам и открытым заявкам на проведение непланового ремонта и включение объекта диспетчеризации в работу в срок аварийной готовности.

8.7. Аварийная диспетчерская заявка оформляется Системным оператором в возможно короткий срок, но не более 24 часов с момента отключения объекта диспетчеризации, и должна содержать причины отключения и ориентировочный срок ремонта.

8.8. Диспетчерские заявки делятся на следующие виды:

- *первичные*, то есть вновь оформленные диспетчерские заявки;
- *диспетчерские заявки на продление*, то есть продлевающие действие разрешенных диспетчерских заявок.

Диспетчерская заявка на продление установленного срока ремонта должна подаваться в соответствующий диспетчерский центр зарубежной энергосистемы не менее чем за \_\_\_\_ часов до истечения согласованного ранее срока окончания ремонта указанием причины продления и нового срока окончания ремонта.

8.9. Оформление и передача диспетчерских заявок осуществляется посредством использования межмашинного обмена между программными комплексами Системных операторов. При невозможности его использования допускается передача диспетчерских заявок любым другим способом.

Рекомендуемая форма диспетчерских заявок приведен в Приложении 6.

8.10. Диспетчерские заявки не подлежат согласованию, если соответствующим диспетчерским центром Системного оператора установлено, что изменение эксплуатационного состояния или технологического режима работы или проведение испытаний объекта диспетчеризации может привести к:

– нарушению надежного электроснабжения и качества электрической энергии, соответствующих требованиям технических регламентов и иным обязательным требованиям, установленных нормативными правовыми актами;

– нарушению устойчивости режима работы ЭС;

– угрозе жизни и здоровью людей и повреждению оборудования;

– возможности возникновения недостатка электрической энергии (электрической мощности) в ЭС.

8.11. В случае ограничения максимально допустимого перетока мощности в контролируемом сечении сети соответствующего диспетчерского центра Системного оператора, вызванное изменением эксплуатационного состояния или технологического режима работы оборудования или устройств, не являющихся объектом диспетчеризации данного диспетчерского центра, должна быть подана диспетчерская заявка на ограничение режима с указанием причины ограничения и сечения электрической сети, по которому происходит ограничение.

8.12. Диспетчерская заявка, подаваемая в диспетчерский центр зарубежной энергосистемы, должна быть рассмотрена в диспетчерском центре, в операционной зоне которого производятся работы.

8.13. В случае нарушения Системным оператором регламента подачи плановых и неплановых диспетчерских заявок, соответствующий диспетчерский центр зарубежной энергосистемы может отказать в согласовании диспетчерской заявки с указанием причины отказа или рассмотреть ее на срок, соответствующий регламенту.

8.14. Не допускается замена объекта производства работ, характера и условий работ, указанных в диспетчерской заявке.

8.15. Отключение, включение, испытание и изменение настроек устройств ПА и РА, а также СДТУ не допускается без согласования диспетчерских центров Системного оператора, в диспетчерском ведении или диспетчерском управлении которых находятся соответствующие объекты диспетчеризации.

8.16. Заявкой определяется срок аварийной готовности – время, в пределах которого отключенный в ремонт объект диспетчеризации должен быть подготовлен к включению (включен) в работу по команде диспетчера Системного оператора, в чьем диспетчерском управлении он находится.

8.17. При проработке плановых заявок технологическими службами Системных операторов должны учитываться:

- соответствие заявки согласованным годовым и месячным графикам ремонтов и технического обслуживания;

- наличие полного комплекта заявок в соответствии с характером производимых работ;
- соответствие запрошенных сроков фактическому объему работ;
- возможность безопасного выполнения работ;
- потеря функций РЗА, определяющих режим параллельной работы ЭС;
- находящиеся в работе устройства РЗА;
- режимные условия действующих и разрешенных заявок;
- наличие программ переключений и ссылка на них;
- реальность сроков аварийной готовности;
- надежность параллельной работы ЭС при всей совокупности выполняемых в это же время работ по заявкам;
- реализуемость плановых почасовых графиков сальдо перетоков мощности;
- дополнительные условия согласования заявок: ввод в работу объекта диспетчеризации, выполнение дополнительных режимных мероприятий и т.п.

8.18. Закрытые диспетчерские заявки должны храниться в диспетчерском центре Системного оператора (в электронном виде или бумажном носителе) в течение трех лет.

8.19. Независимо от наличия согласованной диспетчерской заявки, изменение эксплуатационного состояния или технологического режима работы объекта диспетчеризации, находящегося в диспетчерском управлении (ведении) соответствующего Системного оператора, производится только по команде (согласованию) диспетчера соответствующего Системного оператора, полученного непосредственно перед началом работ для реализации согласованной диспетчерской заявки.

8.20. По решению диспетчеров в случае незапланированного изменения схемы сети (незапланированный вывод из работы объекта диспетчеризации), невозможности выполнения указаний в заявке, ухудшении метеоусловий или по другой причине, вывод из работы (ввод в работу) объекта диспетчеризации по согласованной заявке может быть задержан или отменен. В этом случае диспетчеры соответствующих Системных операторов обязаны уведомить о причинах принятого решения.

## **9. Порядок предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима электрической части ЭС**

9.1. Ликвидация нарушения нормального режима электрической части ЭС осуществляется путем управления технологическими режимами работы и эксплуатационным состоянием объектов электроэнергетики (оборудования, устройств) и энергопринимающих установок потребителей, направленного на:

- устранение опасности для обслуживающего персонала и оборудования, не затронутого нарушением;
- предотвращение развития и локализацию нарушения;
- восстановление в кратчайший срок электроснабжения потребителей и качества электроэнергии;
- создание наиболее надежной послеаварийной схемы энергосистемы, отдельных ее частей или энергообъектов.

9.2. Диспетчеры Системных операторов при ликвидации нарушения в ЭС обязаны принять все меры для предотвращения нарушения параллельной работы энергосистем. Диспетчер руководящий ликвидацией нарушений нормального режима имеет право отдавать диспетчерам ДЦ зарубежных энергосистем необходимые диспетчерские команды на реализацию нормативных аварийных резервов мощности, определенных взаимосогласованным соглашением. В случае недостаточности для предотвращения разделения ЭС нормативных аварийных резервов мощности допускается использование остальных имеющихся резервов.

Диспетчер, руководящий ликвидацией нарушений нормального режима несет ответственность за обоснованность отдаваемых команд. Диспетчеры ДЦ зарубежных энергосистем, принимающие команду от диспетчера руководящего ликвидацией нарушений нормального режима, несут ответственность за выполнение получаемых команд.

9.3. Диспетчеры ДЦ национальных энергосистем о каждой операции по ликвидации нарушения нормального режима докладывают диспетчеру, руководящему ликвидацией, не дожидаясь опроса.

9.4. Сообщение диспетчеру, руководящему ликвидацией нарушения нормального режима, должно содержать следующую информацию:

- фамилия лица, передающего сообщение;
- точное время возникновения нарушения нормального режима;
- основные характеристики нарушения нормального режима (отключившееся оборудование объектов электроэнергетики, работа устройств релейной защиты и противоаварийной автоматики, показания приборов и т.п.);

- самостоятельные действия персонала (опробование напряжением отключившегося оборудования, выполнение переключений и т.п.);
- последствия нарушения нормального режима (отключение потребителей, перегрузка электрооборудования, возникновение возгораний, несчастные случаи с людьми и т.п.);
- причины возникновения нарушения нормального режима (если они установлены).

9.5. При ликвидации нарушений нормального режима диспетчерский персонал должен отдавать команды (согласования) на производство переключений только при условии наличия необходимой информации:

- об оперативном состоянии схемы объекта электроэнергетики;
- о фактическом состоянии оборудования по результатам осмотра (в случае получения информации о его нештатной работе).

9.6. В случае необходимости немедленного отключения ЛЭП и оборудования (опасность для жизни людей, угроза повреждения оборудования), напряжение с ЛЭП или оборудования снимается без подготовки режима. Подготовка режима для таких отключений по возможности должна осуществляться одновременно с производством переключений не приводя к их задержке.

9.7. При ликвидации нарушения нормального режима диспетчерский персонал использует все возможные средства связи (стационарная, мобильная, спутниковая). Диспетчерский персонал обеспечивается телефонной связью в первую очередь, в случае необходимости диспетчерский персонал может прервать все переговоры по прямым каналам диспетчерской связи.

9.8. Приемку и сдачу смены в диспетчерских центрах, участвующих в процессе предотвращения развития и ликвидации нарушения нормального режима, во время ликвидации нарушений рекомендуется не производить.

9.9. Распределение функций между диспетчерским персоналом ДЦ зарубежных энергосистем при ликвидации нарушения нормального режима работы производится на основе следующих основных положений:

- диспетчерский персонал Системных операторов обязан самостоятельно, в пределах своей ответственности, производить операции по предотвращению развития и ликвидации нарушения нормального режима, если такие операции не требуют координации действий и не вызовут развития нарушения или задержку в их ликвидации;

- диспетчерский персонал Системных операторов во время ликвидации нарушений нормального режима в национальной энергосистеме обязан поддерживать связь с диспетчером, руководящим ликвидацией нарушений нормального режима, в зависимости от принадлежности оборудования информировать его о положении дел в энергосистеме, в необходимых случаях запрашивать помощь и строго выполнять его команды.

9.10. Порядок взаимодействия диспетчерского персонала Системных операторов ЭС при ликвидации нарушений нормального режима электрической части ЭС определяется инструкцией по предотвращению развития и ликвидации нарушений нормального режима электрической части ЭС. Инструкцией, в том числе, в зависимости от характера и масштаба нарушения нормального режима определяется диспетчерский центр зарубежной энергосистемы, под руководством которого осуществляется ликвидация нарушения.

## **10. Порядок производства переключений на МГЛЭП**

10.1. Все переключения на МГЛЭП, кроме переключений в условиях предотвращения развития и ликвидации нарушения нормального режима, должны производиться согласно заранее поданным и разрешенным диспетчерским заявкам с обязательным использованием программ переключений. Общие требования к оформлению и содержанию программ переключений по выводу в ремонт и вводу в работу МГЛЭП определены приложением 7 к настоящему Положению

10.2. Переключения по выводу из работы (вводу в работу) МГЛЭП должны производиться с подготовкой режима во избежание нарушения нормального режима работы ЭС при возможном повреждении коммутационных аппаратов во время производства переключений.

10.3. Диспетчер, в диспетчерском управлении которого находится МГЛЭП, должен заблаговременно подтвердить возможность производства переключений в указанный в заявке срок и согласовать с диспетчером, в операционной зоне которого находится объект электроэнергетики, на котором производятся операции по изменению эксплуатационного состояния и технологического режима работы на МГЛЭП, время начала производства переключений.

10.4. После производства переключений по выводу из работы МГЛЭП, диспетчер, в диспетчерском управлении которого она находится, подтверждает диспетчеру Системного оператора, инициировавшего подачу заявки, выполнение необходимых предварительных мероприятий по отключению, заземлению переключению во вторичных цепях линии, устанавливает время, до которого должны быть завершены ремонтные работы, и срок аварийной готовности, указанные в разрешённой заявке.

10.5. Операции на МГЛЭП производятся по команде диспетчера, в диспетчерском управлении которого находится МГЛЭП, после получения согласования диспетчера(ов) Системного оператора, в диспетчерском ведении которого(ых) находится МГЛЭП.

**Перечень МГЛЭП, связывающих энергосистемы**

---

(наименования энергосистем)

<b>№ п.п.</b>	<b>Диспетчерское наименование МГЛЭП (сокращенное диспетчерское наименование МГЛЭП)</b>
1.	2
	-
.	.....

**Перечень объектов диспетчеризации \_\_\_\_\_**

\_\_\_\_\_ с их распределением по способу управления  
(наименования энергосистем)

**1. ЛЭП и их устройства РЗ, АПВ, АВР**

№ п.п.	Диспетчерское наименование ЛЭП (сокращенное диспетчерское наименование ЛЭП)	Управление	Ведение	
			ЛЭП	Устройства РЗ, АПВ, АВР
1	2	3	4	5
<b>1.1. ЛЭП _____ кВ</b>				
1.1.1.	...	...	...	...

**2. Оборудование объектов электроэнергетики, устройства РЗА**

№№ п.п.	Диспетчерское наименование оборудования	Управление	Ведение	
			Оборудование	Устройства РЗ, ПА, РА
1	2	3	4	5
<b>2.1. ПС _____ кВ</b>				
<b>_____ кВ</b>				
2.1.1.	...	...	...	...
Противоаварийная и режимная автоматика				
2.1.2.	...	...	...	...
Устройства передачи аварийных сигналов и команд				
2.1.3.	...	...	...	...

**3. Объем управляющих воздействий ПА на ОН и ОГ**

№№ п.п.	Диспетчерское наименование объекта диспетчеризации	Управление	Ведение
1	2	3	4
<b>3.1. Операционная зона Системного оператора</b>			

**4. СДТУ**

№ п.п.	Диспетчерское наименование объекта диспетчеризации	Управление	Ведение
1	2	3	4
4.1.1.	...	...	...

Регламент формирования графиков ремонтов ЛЭП, оборудования, графиков технического обслуживания устройств релейной защиты, противоаварийной и режимной автоматики

1. Планирование сальдо перетоков мощности между ЭС осуществляется с учетом совместно разработанных и взаимно согласованных графиков ремонтов ЛЭП, основного оборудования подстанций и электростанций, устройств РЗ, ПА, РА, (далее – графики ремонта и технического обслуживания), находящихся в диспетчерском управлении или ведении диспетчеров Системных операторов (приложение 1 к настоящему Положению).

2. Координатором годового и месячного планирования графиков ремонта и технического обслуживания является – \_\_\_\_\_ .  
наименование организации

3. Для подготовки годового графика ремонтов ЛЭП, основного оборудования подстанций и электростанций, до \_\_. \_\_ года, предшествующего планируемому, Системные операторы направляют Координатору предварительные предложения по отключению ЛЭП, основного оборудования подстанций и электростанций, находящихся в диспетчерском управлении или ведении диспетчеров Системных операторов.

Координатор совместно с Системными операторами производит рассмотрение и согласование представленных предложений с учетом прогнозов балансов электроэнергии и мощности, совместимости отключений ЛЭП и оборудования с точки зрения обеспечения надежности параллельной работы ЭС.

Изменения годового графика ремонтов ЛЭП, основного оборудования электростанций и подстанций не производятся. Возникающие отклонения по взаимному согласованию Системных операторов учитываются при формировании месячного графика ремонтов ЛЭП, основного оборудования электростанций и подстанций.

Годовые графики технического обслуживания устройств РЗ, ПА, РА формируются с учетом утвержденных годовых графиков ремонтов ЛЭП, основного оборудования электростанций и подстанций.

Стороны рассматривают предложения по техническому обслуживанию устройств РЗА, находящихся в диспетчерском управлении или ведении Системных операторов для подготовки годового графика технического обслуживания устройств РЗА Координатор до \_\_. \_\_ года, предшествующего планируемому.

Годовой график технического обслуживания устройств РЗ, ПА, РА Стороны согласовывают до \_\_. \_\_ планируемого года.

Месячные графики ремонтов ЛЭП, основного оборудования электростанций и подстанций составляются на основе утвержденного годового графика ремонтов ЛЭП, основного оборудования электростанций и подстанций с учетом возникающих отклонений.

Системные операторы до \_\_\_\_ числа месяца, предшествующего планируемому направляет Координатору для совместного рассмотрения предложения в месячный график ремонтов ЛЭП, основного оборудования электростанций и подстанций, находящихся в диспетчерском управлении или ведении Системных операторов.

После совместного рассмотрения и взаимного согласования месячный график ремонтов ЛЭП, основного оборудования электростанций и подстанций не позднее \_\_\_\_ числа месяца, предшествующего планируемому, направляется Координатором в Системные операторы.

При подготовке месячного графика ремонтов ЛЭП, основного оборудования электростанций и подстанций приоритет имеют объекты диспетчеризации:

- включенные в годовой график ремонтов;
- требующие длительного ремонта, осуществление которого не может быть разделено на самостоятельные этапы, позволяющие после окончания каждого из этапов включить объект диспетчеризации в работу;
- более высокого класса напряжения.

**Схема прохождения диспетчерской заявки  
на изменение технологического режима работы или эксплуатационного  
состояния объекта диспетчеризации**

## Процедура оформления диспетчерской заявки

1 Для каждого объекта диспетчеризации должна быть оформлена отдельная диспетчерская заявка. Работы, выполняемые на одном объекте диспетчеризации, но на разных объектах электроэнергетики (подстанция, электростанция) оформляются отдельными диспетчерскими заявками.

2 Решение диспетчерского центра Системного оператора об отказе в согласовании диспетчерской заявки должно содержать причины отказа в согласовании, а также перечень условий, при выполнении которых изменение эксплуатационного состояния или технологического режима работы или проведения испытаний объекта диспетчеризации может быть разрешено и предполагаемый срок проведения работ (для плановых заявок).

3 Присоединение к работам на выведенном из работы объекте диспетчеризации оформляется диспетчерской заявкой в соответствии с регламентом. Срок окончания работ по такой диспетчерской заявке не должен превышать срок окончания работ по основной диспетчерской заявке. Срок аварийной готовности не должен быть больше срока, указанного в основной диспетчерской заявке.

4 При рассмотрении заявок на объекты диспетчеризации, находящиеся в диспетчерском ведении нескольких Системных операторов, в разделе режимных указаний не допускается ссылка на режимные указания, содержащиеся в заявках других Системных операторов. Режимные указания должны в полном объеме отражаться в заявках всех Системных операторов.

5 Каждый диспетчерский центр Системного оператора при проработке диспетчерских заявок (при необходимости) выдает указания о:

- значениях максимально допустимых перетоков мощности и иные режимные указания на время операций и на время действия диспетчерской заявки;
- способах регулирования режимных параметров;
- потерях функций РЗ, ПА и РА с указанием наименования соответствующих автоматик;
- дублировании, в случае дублирования всех или части функций ПА и РА, и отсутствии потерь, в случае отсутствия потерь функций ПА и РА;
- изменении величины управляющих воздействий с указанием наименования соответствующей ПА или РА и объекта их размещения;
- закрытии каналов и отключении оборудования СДТУ на профилактику, аварийный ремонт, измерения;
- основных параметрах работы средств АСДУ.

6 При необходимости продления работ сверх разрешенных в заявке сроков, следует подать заявку на продление работ с указанием причины. Срок

начала работ по заявке на продление должен соответствовать сроку окончания продлеваемой заявки для объектов диспетчеризации.

7 Эксплуатирующая организация обязана ввести в работу объект диспетчеризации не позднее сроков окончания ремонта, указанных в диспетчерской заявке на вывод объекта диспетчеризации в ремонт, либо досрочно по решению соответствующего диспетчерского центра Системного оператора.

8 При оформлении диспетчерских заявок диспетчерские центры Системного оператора обязаны заполнить поля следующего содержания:

- наименование организации;
- номер диспетчерской заявки «своего» уровня;
- номер диспетчерской заявки «нижнего» («верхнего») уровня;
- категория диспетчерской заявки;
- вид диспетчерской заявки;
- комплекс оборудования;
- наименование объекта;
- наименование оборудования;
- эксплуатационное состояние оборудования;
- технологический режим работы энергетического оборудования (снижение максимальной мощности, готовой к несению нагрузки, увеличение минимальной мощности или изменение регулировочного диапазона по реактивной мощности относительно согласованных величин);
- аварийная готовность;
- условия производства работ;
- плановый срок проведения работ;
- содержание работ;
- остаются в работе (для устройств РЗА);
- потеря устройств РЗА;
- просимое время проведения работ;
- подписи ответственных лиц, подавших диспетчерскую заявку;
- согласование/отказ.

## Рекомендуемая форма диспетчерской заявки

ДИСПЕТЧЕРСКАЯ ЗАЯВКА		№ свой	№ чужой
Комплекс:	Вид заявки:	№ перв.	Категория:
Предприятие:			
Объект:			
Оборудование:			
Вид ремонта:		ΔР/Рхр:	МВт
Аварийная готовность:		Р:	МВт
ГТПГ:			
Срок плановый:	с	до	
Просимое время:	с	до	
Срок разрешенный:	с	до	
Условия производства работ:			
Программа переключений:			
Содержание работ			
<b>Режимные указания</b>			
<b>Релейные указания</b>			
<b>Оперативные указания</b>			
<b>Остаются в работе</b>			
<b>Выводятся из работы</b>			
<b>Потери РЗА</b>			
Подписи под заявкой:			
Фактическое время:		с	до
Результаты рассмотрения:			

Типовые требования к оформлению и содержанию программ переключений по выводу в ремонт и вводу в работу МГЛЭП

1. Типовые (разовые) программы переключений устанавливают порядок и последовательность операций при проведении переключений по выводу в ремонт (вводу в работу) ЛЭП.

2. Указанная в типовых (разовых) программах переключений по выводу в ремонт (вводу в работу) ЛЭП последовательность операций должна обеспечивать безопасность оперативного персонала и не допускать возникновения или развития нарушений нормального режима на энергообъекте и в энергосистеме.

3. Типовые (разовые) программы переключений по выводу в ремонт (вводу в работу) МГЛЭП, утверждаются главным диспетчером диспетчерского центра, в чьем диспетчерском управлении находится МГЛЭП, и согласовываются главным диспетчером соответствующего диспетчерского центра зарубежной энергосистемы в операционной зоне которого расположен объект электроэнергетики на котором производятся операции по изменению эксплуатационного состояния или технологического режима работы данной МГЛЭП.

4. На основе утвержденных типовых (разовых) программ переключений по выводу в ремонт (вводу в работу) МГЛЭП в диспетчерских центрах зарубежных энергосистем, принимающих участие в производстве переключений, могут разрабатываться и утверждаться главными диспетчерами свои типовые (разовые) программы переключений по выводу в ремонт (вводу в работу) МГЛЭП с соответствующей степенью детализации.

5. Детализация осуществляется путем расширения описания соответствующих пунктов в рамках нумерации программы, утвержденной диспетчерским центром в чьем диспетчерском управлении находится МГЛЭП.

6. Последовательность операций на своем уровне оперативно-диспетчерского управления не должна противоречить утвержденной типовой программе переключений диспетчерского центра, в чьем диспетчерском управлении находится МГЛЭП.

7. Типовые программы переключений должны находиться в актуальном состоянии и своевременно пересматриваться при изменениях, связанных:

- с вводом в эксплуатацию нового электрооборудования;
- заменой устаревшего электрооборудования;
- реконструкцией распределительных устройств;
- включением новых устройств РЗА;
- с организацией ремонтных работ;
- с переименованием объектов диспетчеризации и коммутационных аппаратов,

а также в других случаях по решению диспетчерских центров, утверждающего типовую программу переключений.

8. Формулировки операций при проведении переключений, указанные в типовых (разовых) программах переключений по выводу в ремонт (вводу в работу) ЛЭП, должны быть четкими и лаконичными.

9. В типовых (разовых) программах переключений для обозначения оборудования, коммутационных аппаратов, заземляющих ножей и устройств РЗА должны использоваться только диспетчерские наименования.

10. Типовые (разовые) программы переключений по выводу в ремонт (вводу в работу) ЛЭП должны содержать следующие разделы:

10.1. Текстовая часть:

10.1.1. Цель программы: вывод в ремонт (ввод в работу) ЛЭП.

10.1.2. Энергообъекты переключений: указываются энергообъекты, на которых производятся переключения.

10.1.3. Условия выполнения переключений:

10.1.3.1. Схема энергообъектов переключений: указываются фактические положения коммутационных аппаратов, заземляющих ножей, трансформаторов напряжения, устройств РЗА, для которых возможно применение этой программы.

10.1.3.2. Наличие наведенного напряжения.

10.2. Табличная часть:

10.2.1. *Мероприятия по подготовке к выполнению переключений:*

10.2.1.1. *Организационные:*

– подтверждение диспетчера зарубежной энергосистемы о готовности эксплуатирующей организации к производству ремонтных работ (окончания ремонтных работ) на ЛЭП и готовности оперативного персонала энергообъектов, участвующего в производстве переключений, к производству переключений, наличия на местах проверенных типовых (разовых) бланков переключений и возможности применения указанных в них последовательностей переключений;

– согласование вывода в ремонт (включения в работу) ЛЭП с диспетчерскими центрами зарубежных энергосистем, в чьем диспетчерском ведении она находится;

– сообщение в диспетчерские центры зарубежных энергосистем, в информационном ведении которых находится ЛЭП о начале операций по выводу в ремонт (вводу в работу).

10.2.1.2. Режимные: подготовка электроэнергетического режима с указанием наименований сечений и ЛЭП, входящих в него, величины максимально допустимого перетока, прочие действия по выполнению режимных указаний (генерация электростанции, дефицит энергорайона и т.п.) на время операций по выводу в ремонт (вводу в работу) ЛЭП.

10.2.1.3. Порядок и последовательность выполнения операций:

10.2.1.4. Указываются энергообъекты переключений.

10.2.1.5. Указываются операции:

– с коммутационными аппаратами;

- с заземляющими ножами;
- с трансформаторами напряжения ЛЭП (при их наличии);
- с устройствами РЗА;
- с обобщенными ТС ЛЭП;
- с оперативным током выключателей (если данные операции допустимы по местным инструкциям и инструкциям завода-изготовителя).

10.2.1.6. *Указываются сообщения:*

– об отключении с противоположных сторон всех разъединителей, со стороны которых может быть подано напряжение на ЛЭП, перед включением заземляющих ножей (при выводе ЛЭП в ремонт);

– об отключении с противоположных сторон заземляющих ножей ЛЭП, перед включением линейных разъединительных (при вводе ЛЭП в работу).

10.2.1.7. *Указываются проверочные операции:*

– проверка отсутствия напряжения перед включением заземляющих ножей;

– проверка отключенного состояния заземляющих ножей перед включением разъединителей (при наличии нескольких заземляющих ножей в одном электрическом узле и включенном положении одного из них).

10.2.1.8. *Контроль соответствия фактического электроэнергетического режима в созданной схеме инструктивным указаниям:* указываются наименования сечений и ЛЭП, входящих в него, величины максимально допустимого перетока, прочие режимные указания (генерация электростанции, дефицит энергорайона и т.п.) на период выведенного состояния ЛЭП.

10.2.1.9. Сообщение диспетчерскому персоналу, в диспетчерском или информационном ведении которого находится объект диспетчеризации об окончании операций по выводу в ремонт (вводу в работу) ЛЭП, а также времени окончания работ на ЛЭП.

10.2.2. *Время отдачи (выполнения) команды* (указывается время отдачи (выполнения) команд на всех этапах выполнения переключений).

10.2.3. *Персонал, участвующий в производстве переключений:* указывается субъект электроэнергетики (диспетчерский центр, подразделение сетевой организации, энергообъект), фамилия, инициалы, должность персонала, принимающего участие в переключениях.

**ТИПОВОЙ РЕГЛАМЕНТ  
формирования, внесения изменений и актуализации расчетной модели  
параллельно работающих энергосистем**

---

*(наименования энергосистем)*

## ПРЕДМЕТ И СФЕРА ДЕЙСТВИЯ РЕГЛАМЕНТА

### Предмет

Настоящий Регламент определяет:

- принципы формирования расчетной модели энергосистем \_\_\_\_\_ (далее – расчетная модель) \_\_\_\_\_ (наименования энергосистем)
- порядок внесения изменений в расчетную модель;
- порядок актуализации расчетной модели.

### Сфера действия

Положения настоящего Регламента распространяются на \_\_\_\_\_ (далее – Системные операторы), \_\_\_\_\_ (наименования организаций) уполномоченные в \_\_\_\_\_ энергосистемах \_\_\_\_\_ (наименования энергосистем) (далее – ЭС) на осуществление функций оперативно-диспетчерского управления.

## ФОРМИРОВАНИЕ РАСЧЕТНОЙ МОДЕЛИ

### Определение расчетной модели

Расчетной моделью является совокупность данных о:

- схеме замещения электрических связей (далее – расчетная электрическая схема), отражающей топологию электрической сети и параметры ее элементов;
- параметрах и режимах потребления активной и реактивной мощности;
- параметрах и режимах работы генерирующего оборудования и средств компенсации реактивной мощности;
- системных условиях;
- диапазонах номеров узлов для каждой из энергосистем;
- номерах узлов, по которым происходит объединение расчетных электрических схем, для каждой пары смежных энергосистем.

### Требования к расчетной электрической схеме

#### 2.2.1 Общая часть

Объем или размерность расчетной электрической схемы, то есть, количество узлов и ветвей (независимо от их состояния – «включен» или «отключен») определяется требованиями корректного моделирования потокораспределения и обменов электроэнергией между ЭС.

Корректное моделирование достигается путем подробного (без замены эквивалентами) в полном объеме представления в расчетной электрической

схеме сети 220 кВ и выше. Параллельные ВЛ и АТ 220 кВ и выше не эквивалентируются, номера цепи ВЛ или АТ представляются согласно номеру ВЛ или АТ на схеме нормального режима.

Межсистемные связи 110 кВ и выше между ЭС, как замкнутые, так и работающие в тупиковом режиме, задаются собственным граничным узлом, узлом смежной ЭС и линией между ними. Внутренняя сеть 110 (150) кВ ЭС может быть представлена в объеме узловых подстанций, то есть транзитные и тупиковые подстанции могут быть представлены в виде эквивалента. Тупиковые подстанции 110 кВ, находящиеся на территории одной ЭС, допустимо моделировать в схеме нагрузкой в ближайшем транзитном узле.

Моделирование присоединения генераторов к энергосистеме осуществляется каждым Системным оператором самостоятельно в соответствии с принятыми принципами при корректном указании допустимого диапазона по реактивной мощности.

Элементы расчетной электрической схемы могут находиться в состоянии «включен» или «отключен».

В качестве номинальных напряжений в расчетной электрической схеме используются единые значения для каждой из энергосистем: 750, 500, 400, 330, 220, 150, 110 кВ, а также, генераторное номинальное напряжение (в случае моделирования генераторов через блочные трансформаторы).

### **2.2.2 Представление генерирующих узлов**

В расчетной электрической схеме задаются следующие параметры генерирующих узлов:

- генерируемая мощность;
- максимальное и минимальное значение реактивной мощности;
- заданный уровень напряжения.

### **2.2.3 Представление нагрузочных узлов**

Активная и реактивная нагрузка в узлах расчетной электрической схемы задается статической характеристикой мощности, не зависящей от напряжения (мощность постоянна).

Не допускается моделирование активных и реактивных нагрузок в узлах расчетной электрической схемы путем задания дополнительных ветвей.

### **2.2.4 Представление линий электропередачи.**

В расчетной электрической схеме задаются следующие параметры линий электропередачи:

- активное, реактивное сопротивление (Ом) и емкостная проводимость на землю (мкСм);
- длительно допустимый ток (А).

### **2.2.5 Представление трансформаторов**

В расчетной электрической схеме задаются следующие параметры трансформаторов:

- активное и реактивное сопротивление (Ом);
- коэффициенты трансформации;
- длительно допустимый ток (А).

### 2.2.6 Представление шунтирующих элементов

В расчетной электрической схеме могут использоваться различные варианты представления параметров шунтирующих элементов (управляемых, неуправляемых шунтирующих реакторов, конденсаторных батарей и пр.)

### 2.2.7 Представление системных условий

В расчетной модели задается перечень контролируемых сечений и значения максимально допустимых перетоков активной мощности в контролируемых сечениях.

### Классификация параметров расчетной модели

Все параметры расчетной модели подразделяются на три группы:

- условно-постоянные параметры;
- условно-переменные (актуализируемые) параметры;
- справочная информация.

**К условно-постоянным параметрам** относятся данные, содержащие следующую информацию:

- базовая топология расчетной электрической схемы, т.е. набор элементов, состояние «включен» или «отключен» которых соответствует нормальной схеме замещения энергосистемы, и параметры ее элементов, относящихся к электрической сети (активное сопротивление, реактивное сопротивление, коэффициенты трансформации, нумерация узлов, районов ЭС и т.д.);
- активная и реактивная нагрузки в узлах, соответствующие базовым расчетным режимам.

**К условно-переменным (актуализируемым) параметрам** относятся следующие данные:

- изменение топологии электрической расчетной схемы по сравнению с базовой путем включения/отключения ветвей, не приводящее к изменению идентификационных номеров элементов;
- текущие величины мощности генерации, включенных в расчетную схему электростанций ЭС;
- потребление энергосистем;
- сальдо энергосистем.

**К справочной информации** относятся следующие данные:

- перечень базовых контролируемых сечений и значения максимально допустимых перетоков в них для различных схем (нормальной, ремонтных);

- справочная информация по электростанциям с описанием характеристик генерирующего оборудования и указанием номеров узлов в расчетной схеме;
- справочная информация по силовым трансформаторам с высшим напряжением 220 кВ и выше с указанием номеров узлов привязки к расчетной схеме;
- перечень межсистемных линий с номерами узлов и параметрами соответствующих ветвей в расчетной схеме, по которым происходит объединение расчетных электрических схем.

## **Формирование базовых расчетных моделей**

### **2.4.1 Общие требования**

Два раза в год в согласованные дни недели Системные операторы по результатам обработки контрольных измерений потокораспределения, нагрузок и уровней напряжения в электрических сетях энергосистем создают базовые расчетные модели (далее – БРМ) своих энергосистем для формирования расчетной модели ЭС, представляющие собой совокупность следующих объектов и данных:

- базовая расчетная электрическая схема, основанная на базовой топологии и содержащая значения генерации и нагрузок в генерирующих и нагрузочных узлах, соответствующие контрольным измерениям в согласованные дни и часы суток;
- перечень базовых контролируемых сечений;
- справочная информация в соответствии с пунктом 2.3

Конфигурация БРМ и формат передаваемых данных согласовываются Системными операторами, участвующими в координированном планировании.

### **2.4.2 Порядок обмена данными при формировании общей БРМ**

2.4.2.1. Координатором годового планирования является – \_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_  
(наименование организации)

Координатором месячного планирования является – \_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_  
(наименование организации)

Координатором суточного планирования является – \_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_  
(наименование организации)

Координатором формирования базовой расчетной модели ЭС (далее – БРМ) является – \_\_\_\_\_  
(наименование организации)

2.4.2.2. Координатор формирования БРМ на основе информации, предоставленной Системным(-ми) оператором(-ами) производит синтез БРМ в формате используемого им программного обеспечения (ПО), производит

расчет потокораспределения и, при необходимости, согласовывает с Системным(-ми) оператором(-ами) изменение исходных данных для устранения ошибок.

Координатор формирования БРМ направляет заинтересованному Системному(-ым) оператору(-ам) согласованный фрагмент БРМ.

## **ПОРЯДОК ВНЕСЕНИЯ ИЗМЕНЕНИЙ В РАСЧЕТНУЮ МОДЕЛЬ**

Изменением расчетной модели считается изменение ее условно-постоянных параметров.

Причина внесения изменений в расчетную модель может быть связана с:

- включением нового или демонтажем (консервацией) существующего сетевого и/или генерирующего и/или потребляющего оборудования – для изменений расчетной электрической схемы в части, моделирующей электрическую сеть;

- необходимостью постоянного ограничения пропускной способности новых (не базовых) сечений в связи с изменением расчетной электрической схемы и/или режимов работы сети – для введения новых базовых контролируемых сечений;

- изменением паспортных характеристик генерирующих единиц;

- совершенствованием расчетной схемы с целью повышения ее детализации путем добавления в расчетную электрическую схему узлов и ветвей, соответствующих неэквивалентированным схемам замещения, в частности, для моделирования сетей 110 кВ и вследствие уточнения эквивалентов модели;

- выявлением не представленных в расчетной модели сетевых или системных ограничений;

- уточнением параметров ветвей расчетной модели.

Инициатором изменения расчетной модели может быть любой из Операторов, который письменно информирует об изменениях Системного(-ых) оператора(-ов). Изменения в расчетную модель вносятся не ранее 1 числа месяца, следующего за месяцем их согласования Системными операторами.

## **ПОРЯДОК АКТУАЛИЗАЦИИ РАСЧЕТНОЙ МОДЕЛИ**

### **Общие требования**

Актуализацией расчетной модели считается изменение ее условно-переменных параметров.

Актуализация расчетной модели производится в рамках годового, месячного и суточного планирования режимов.

Конфигурация актуализированных расчетных моделей и формат передаваемых данных согласовываются Системным(-ми) оператором(-ами).

## **Обмен данными для актуализации расчетной модели при годовом планировании**

4.2.1. До \_\_\_\_\_ года, предшествующего планируемому, Системные операторы обмениваются по \_\_\_\_\_

*(способ отправки)*

следующими данными по каждому месяцу планируемого года:

- информация о планируемых ремонтах генерирующего оборудования (Приложение №1);

- перечень предполагаемых отключений электросетевого оборудования с указанием сроков отключения и номеров узлов базовой расчетной схемы;

- плановые значения мощности нагрузки потребителей (МВт) в энергосистеме (и отдельном районе) на час максимума среднего рабочего дня и минимума выходного дня (воскресенье) (Приложение №2);

- плановые значения мощности нагрузки крупных электростанций (МВт) в энергосистеме (и отдельном районе) на час максимума среднего рабочего дня и минимума выходного дня (воскресенье) (Приложение №2).

4.2.2. До \_\_\_\_\_ года, предшествующего планируемому, Координатор годового планирования формирует и высылает Системному(-ым) оператору(-ам) актуализированные расчетные схемы для согласованных часов максимума нагрузки рабочего дня каждого месяца планируемого года, для нормальной и ремонтных схем, в которых снижаются пропускные способности сечений. Актуализированные расчетные схемы для минимума выходного дня в целях получения адекватной актуализированной объединенной расчетной модели разрабатываются Системными операторами самостоятельно.

4.2.3. В случае если расчетные перетоки мощности в сечениях превышают максимально допустимые перетоки, Координатор годового планирования извещает об этом другого(-их) Системных операторов. Системные операторы согласовывают изменение исходных данных и повторно направляют их Координатору годового планирования. Результаты окончательных расчетов с разбивкой по месяцам направляются другому(-им) Системному оператору до \_\_\_\_\_ года, предшествующего планируемому году, для определения месячных и годовых сальдо перетоков электроэнергии, утверждения и передачи коммерческим операторам импорта – экспорта.

## **Обмен данными для актуализации расчетной модели при месячном планировании**

4.3.1. Системные операторы до \_\_\_\_\_ числа месяца, предшествующего планируемому, взаимно представляют и согласовывают графики ремонтов электросетевого оборудования, а также обмениваются по \_\_\_\_\_ следующей информацией по каждой неделе

*(способ отправки)*

планируемого месяца:

- графики ремонтов генерирующего оборудования (Приложение №1);
- перечень отключаемого электросетевого оборудования с указанием сроков отключения и номеров узлов базовой расчетной схемы;
- ожидаемое почасовое потребление мощности энергосистем (МВт) характерного рабочего и выходного дня (воскресенье) (Приложение №3);
- информация по планируемой почасовой загрузке электростанций (МВт) для характерного рабочего и выходного дня (воскресенье) (Приложение №3).

4.3.2. В случае если расчетные перетоки мощности через межгосударственные сечения в какие-то часы суток превышают максимально допустимые значения, Координатор месячного планирования извещает об этом Системных операторов и при необходимости по запросу направляет им актуализированные расчетные модели для этих суток. Системные операторы согласовывают изменение исходных данных и повторно направляют их координатору месячного планирования за \_\_\_ календарных дня до начала месяца, предшествующего планируемому. Изменение исходных данных производится с учетом:

- приоритетности согласованного годового графика ремонтов по отношению к планируемому месячному графику, если изменения месячного графика по сравнению с годовым графиком приводят к уменьшению пропускной способности межгосударственного сечения и ограничению обменов мощностью по сравнению с запланированными обменами; Системные операторы могут также согласовать другие изменения месячного графика, не приводящие к перегрузке сечений;
- приоритетности запланированных годовых обменов мощностью, если увеличение планируемого месячного обмена мощностью одной энергосистемы приводит к превышению максимально допустимого перетока мощности какого-либо межгосударственного сечения или необходимости ограничения обменов мощностью других энергосистем.

4.3.3. По окончании расчетов Координатор месячного планирования за \_\_\_ календарных дней до начала планируемого месяца направляет Системному(-ым) оператору(-ам) результаты расчетов потокораспределения.

### **Обмен данными для актуализации расчетной модели при суточном планировании**

4.4.1. До \_\_\_\_\_ часов (время \_\_\_\_\_) за двое суток до планируемых (суток X-2) Системный(-ые) оператор(-ы) по \_\_\_\_\_ направляют  
*(способ отправки)*

Координатору суточного планирования в согласованном формате предварительные почасовые графики потребления, генерации, сальдо ЭС,

двусторонние графики сальдо объемов поставок с другими ЭС и актуализированные данные о состоянии электросетевого оборудования. Данные могут быть уточнены до \_\_\_\_\_ часов (время \_\_\_\_\_) времени суток, предшествующих планируемому (суток  $X - 1$ ).

В случае, если предварительные почасовые графики потребления, генерации, сальдо потоков ЭС не представлены Системным(-ми) оператором(-ами), Координатор суточного планирования использует данные \_\_\_\_\_.

Актуализированные данные передаются по \_\_\_\_\_ . При технологических сбоях допускается, по \_\_\_\_\_ (способ отправки) согласованию, передача данных с использованием электронной почты.

4.4.2. До \_\_\_\_\_ по \_\_\_\_\_ времени суток  $X-1$  Координатор \_\_\_\_\_ (способ отправки)

суточного планирования производит согласование почасовых графиков сальдо объемов поставок электроэнергии между ЭС и информирует о согласовании Системного(-ых) оператора(-ов).

4.4.3. На основе предоставленных актуализированных данных Координатор суточного планирования производит расчеты потокораспределения и при необходимости уточняет исходные данные. По окончании планирования, до \_\_\_\_\_ времени суток  $X-1$ , Координатор суточного планирования направляет по \_\_\_\_\_ Системному(-ым) оператору(-ам)

\_\_\_\_\_ (способ отправки) результаты расчетов потокораспределения для каждого часа планируемых суток в согласованном формате.

### **Обмен данными для внутрисуточной актуализации расчетной модели**

4.5.1 Системные операторы в согласованные сроки и в согласованном формате обмениваются данными для оперативной актуализации расчетной модели

4.5.2 Координатор суточного планирования использует полученные данные для актуализации расчетной модели в течение операционных суток  $X$ . Координатор суточного планирования не позднее, чем за \_\_\_\_\_ минут до вступления в силу, направляет соответствующим Системным операторам результаты расчетов потокораспределения.

4.5.3 Системные (сетевые) операторы информируют хозяйствующих субъектов, осуществляющих экспортно-импортную деятельность, о необходимости изменений значений плановых объемов поставок электроэнергии.

**ПЕРЕЧЕНЬ**  
**генерирующего оборудования электростанций \_\_\_\_\_,**  
**(название ЭС)**  
**о выводе энергоблоков которых в ремонт информируются Системные**  
**операторы**

**Перечень данных, взаимно предоставляемых Системными операторами ЭС****МВт**

	<b>Данные на час максимальной (минимальной) нагрузки месяца года</b>											
	Янв.	Февр.	Март	Апр.	Май	Июнь	Июль	Авг.	Сен.	Окт.	Нояб.	Дек.
<b>Генерация ЭС</b>												
<b>Потребление ЭС</b>												
<b>Сальдо ЭС</b>												

**Перечень данных, взаимно предоставляемых Системными операторами  
ЭС**

**МВт**

Часы	Потребление	Генерация.	Сальдо
1			
...			
24			
Сумма			