

УТВЕРЖДАЮ

Управляющий по реабилитации/  
Председатель Управленческого совета  
АО «ГТЭ»

  
\_\_\_\_\_  
С.О. Зумбуридзе  
«14» июня 2013 г.



УТВЕРЖДАЮ

Первый заместитель  
Председателя Правления  
ОАО «СО ЕЭС»

  
\_\_\_\_\_  
Н.Г. Шульгинов  
«14» июня 2013 г.



## ПОЛОЖЕНИЕ

**об организации оперативно-диспетчерского управления  
параллельной работой ЭС Грузии и ЕЭС России**

## Содержание

1. ТЕРМИНЫ И СОКРАЩЕНИЯ.....	3
2. ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ .....	8
3. ПОРЯДОК ВЗАИМООТНОШЕНИЙ.....	9
4. ПЛАНИРОВАНИЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЕЖИМОВ ПАРАЛЛЕЛЬНОЙ РАБОТЫ ЭС ГРУЗИИ И ЕЭС РОССИИ.....	11
5. УПРАВЛЕНИЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИМИ РЕЖИМАМИ ПАРАЛЛЕЛЬНОЙ РАБОТЫ ЭС ГРУЗИИ И ЕЭС РОССИИ.....	12
6. ПОРЯДОК ВЕДЕНИЯ ОПЕРАТИВНЫХ ПЕРЕГОВОРОВ.....	13
7. ПОРЯДОК ОФОРМЛЕНИЯ, ПОДАЧИ, РАССМОТРЕНИЯ И СОГЛАСОВАНИЯ ДИСПЕТЧЕРСКИХ ЗАЯВОК .....	14
8. ПОРЯДОК ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ РАЗВИТИЯ И ЛИКВИДАЦИИ НАРУШЕНИЙ НОРМАЛЬНОГО РЕЖИМА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЧАСТИ ЭС ГРУЗИИ И ЕЭС РОССИИ.....	14
9. ПОРЯДОК ПРОИЗВОДСТВА ПЕРЕКЛЮЧЕНИЙ НА МГЛЭП.....	15
10. ПРОЧИЕ ПОЛОЖЕНИЯ .....	16
11. ПЕРЕЧЕНЬ ПРИЛОЖЕНИЙ .....	17
ПРИЛОЖЕНИЕ 1	
Перечень объектов диспетчеризации ДЦ АО «ГГЭ» и ОАО «СО ЕЭС» с их распределением по способу управления .....	18
ПРИЛОЖЕНИЕ 2	
Регламент формирования графиков ремонтов объектов диспетчеризации.....	21
ПРИЛОЖЕНИЕ 3	
Общие требования к порядку отдачи диспетчерских команд и разрешений .....	23
при ведении оперативных переговоров.....	23
ПРИЛОЖЕНИЕ 4	
Требования к оформлению, подаче, рассмотрению и согласованию диспетчерских заявок на изменение технологического режима работы или эксплуатационного состояния объектов диспетчеризации АО «ГГЭ» и ОАО «СО ЕЭС» .....	24
ПРИЛОЖЕНИЕ 5	
Требования к оформлению и содержанию программ (типовых программ) переключений по выводу в ремонт и вводу в работу МГЛЭП .....	33
ПРИЛОЖЕНИЕ 6	
Порядок согласования и регистрации корректировок планового почасового графика сальдо перетоков мощности (электроэнергии) по сечениям экспорта- импорта.....	36
ПРИЛОЖЕНИЕ 7	
Порядок взаимодействия АО «ГГЭ» и ОАО «СО ЕЭС» при оказании аварийной взаимопомощи .....	39



## 1. Термины и сокращения

**Диспетчерский персонал (диспетчер)** – работники диспетчерского центра (диспетчеры), уполномоченные от имени диспетчерского центра отдавать диспетчерам других диспетчерских центров и оперативному персоналу субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии диспетчерские команды и разрешения по управлению электроэнергетическим режимом энергосистемы в операционной зоне данного диспетчерского центра.

**Диспетчерская заявка (заявка)** – документ, в котором оформляется ответственное намерение эксплуатирующей объекты электроэнергетики организации изменить эксплуатационное состояние или технологический режим работы объекта диспетчеризации. Заявка оформляется и передается на рассмотрение и принятие решения в соответствующий диспетчерский центр.

**Диспетчерская команда (команда)** – указание совершить (воздержаться от совершения) конкретное действие (действия) по управлению технологическими режимами работы и эксплуатационным состоянием объектов электроэнергетики или энергопринимающих установок потребителей электрической энергии, выдаваемое диспетчерским персоналом по каналам связи диспетчерскому персоналу другого диспетчерского центра или оперативному персоналу.

**Диспетчерское разрешение (разрешение)** – разрешение совершить (воздержаться от совершения) конкретное действие (действия) по управлению технологическими режимами работы и эксплуатационным состоянием объектов диспетчеризации, выдаваемое диспетчером одного диспетчерского центра по каналам связи диспетчеру другого диспетчерского центра или оперативному персоналу.

**Диспетчерское управление** – организация управления электроэнергетическим режимом энергосистемы, при которой технологические режимы работы или эксплуатационное состояние объектов диспетчеризации изменяются только по диспетчерской команде диспетчера соответствующего диспетчерского центра.

**Диспетчерское ведение** – организация управления электроэнергетическим режимом энергосистемы, при которой технологические режимы работы или эксплуатационное состояние объектов диспетчеризации изменяются только по согласованию с соответствующим диспетчерским центром.

**Диспетчерский центр** – структурное подразделение Системного оператора, осуществляющее в пределах закрепленной за ним операционной зоны управление режимом энергосистемы.

**Информационное ведение** – получение диспетчерским центром информации об изменении технологического режима работы и эксплуатационного состояния объектов диспетчеризации (предоставление



информации «для сведения»). Информационное ведение в отличие от диспетчерского ведения не требует согласования (разрешения) диспетчерского центра, в информационном ведении которого находится объект диспетчеризации, в случае изменения эксплуатационного состояния или технологического режима работы соответствующего объекта диспетчеризации.

**Диспетчерское наименование** – название ЛЭП, основного и вспомогательного оборудования подстанции или электростанции, устройств РЗ, ПА и РА, 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.

**Контролируемое сечение** – совокупность ЛЭП и других элементов электрической сети, определяемых диспетчерским центром, потоки мощности по которым контролируются в целях обеспечения устойчивой и надежной работы энергосистем и допустимых режимов работы ЛЭП и оборудования.

**Контрольный пункт** – подстанция или электростанция напряжением 220 кВ и выше, определяемая диспетчерским центром по степени влияния напряжения на ней на устойчивость электроэнергетического режима энергосистемы, на шинах которой диспетчерским центром осуществляется регулирование напряжения.

**Нормальный режим энергосистемы** – режим энергосистемы, при котором значения технических параметров режима энергосистемы и оборудования находятся в пределах длительно допустимых значений, имеются оперативные резервы мощности в необходимом объеме.

**Объект диспетчеризации** – ЛЭП, оборудование электрических станций, электрических 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, технологический режим работы и эксплуатационное состояние которых влияют или могут влиять на электроэнергетический режим энергосистемы в операционной зоне диспетчерского центра.

**Оперативный журнал** – документ или специализированный программный комплекс, предназначенный для фиксации диспетчерским персоналом событий и информации в объеме, определяемом соответствующими организационно-распорядительными документами диспетчерского центра.

**Операционная зона** – территория, в границах которой расположены объекты диспетчеризации, управление взаимосвязанными технологическими режимами работы которых осуществляет соответствующий диспетчерский центр.



**Плановый почасовой график сальдо перетоков мощности (электроэнергии)** – график среднечасовых значений перетоков электрической мощности (электроэнергии) по сечению экспорта-импорта, который составляется на каждые календарные сутки отдельно.

**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 режимами параллельной работы с энергосистемами других государств. В Российской Федерации функции Системного оператора выполняет ОАО «СО ЕЭС», в Грузии – АО «ГТЭ».

**Сечение экспорта-импорта** – совокупность межгосударственных линий электропередачи между энергосистемами (частями энергосистем) двух и более государств, технологически обусловленная задачами планирования, управления электроэнергетическим режимом параллельной работы энергосистем и организации поставок электрической энергии.

**Технологический режим работы объекта электроэнергетики** – процесс, протекающий в технических устройствах объекта электроэнергетики и состояние этого объекта (включая параметры настройки противоаварийной и режимной 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 ненормальных режимов их работы.

**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.

**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.

**Эксплуатационное состояние** – оперативное состояние ЛЭП, оборудования и устройств: работа (в том числе нахождение под напряжением), резерв, ремонт, вынужденный простой консервация.

**Электроэнергетическая система (энергосистема)** – совокупность объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок потребителей электрической энергии, связанных единым процессом производства, передачи,

распределения и потребления электрической энергии в условиях централизованного оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике.

**Электроэнергетический режим энергосистемы** – единый процесс производства, передачи, распределения 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:

ОАО «СО ЕЭС»	– Открытое акционерное общество «Системный оператор Единой энергетической системы»;
АСДУ	– автоматизированная система диспетчерского управления;
ВЛ	– воздушная линия электропередачи;
ДЦ	– диспетчерский центр;
КЗ	– короткое замыкание;
ЛЭП	– линия электропередачи;
МГЛЭП	– межгосударственная линия электропередачи;
ОГ	– отключение генераторов;
АО «ГТЭ»	– Акционерное общество «Грузинская государственная электросистема»;
ОН	– отключение нагрузки;
ОДУ	– филиал ОАО «СО ЕЭС» объединенное диспетчерское управление;
ПА	– противоаварийная автоматика;
РА	– режимная автоматика;
РЗ	– релейная защита;
РЗА	– релейная защита, сетевая автоматика, противоаварийная автоматика, режимная автоматика, регистраторы аварийных событий и процессов;
РДУ	– филиал ОАО «СО ЕЭС» региональное диспетчерское управление;
УРОВ	– устройство резервирования при отказе выключателя;
ЦДУ	– центральное диспетчерское управление (главный диспетчерский центр ОАО «СО ЕЭС»);

- ЭС Грузии – электроэнергетическая система Грузии;
- ЕЭС России – Единая энергетическая система России.



## 2. Основные положения

2.1. Понятие и принципы параллельной работы ЕЭС России и ЭС Грузии определены в Договоре о параллельной работе электроэнергетических систем Грузии и России от 1 апреля 2011 года.

Параллельная работа ЭС Грузии и ЕЭС России осуществляется по МГЛЭП, указанным в Приложении 1 к настоящему Положению.

2.2. Настоящее Положение устанавливает порядок взаимодействия диспетчерских центров АО «ГГЭ» и ОАО «СО ЕЭС» (далее совместно упоминаемых как Системные операторы) при организации оперативно-диспетчерского управления параллельной работой ЭС Грузии и ЕЭС России и определяет:

- порядок организации взаимоотношений ДЦ Системных операторов;
- порядок планирования электроэнергетических режимов параллельной работы ЭС Грузии и ЕЭС России;
- порядок управления электроэнергетическими режимами параллельной работы ЭС Грузии и ЕЭС России;
- порядок ведения оперативных переговоров диспетчерским персоналом ДЦ Системных операторов;
- правила и порядок действий ДЦ Системных операторов при оформлении, подаче, рассмотрении и согласовании диспетчерских заявок на изменение эксплуатационного состояния и технологического режима работы объектов диспетчеризации;
- порядок предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима электрической части ЭС Грузии и ЕЭС России;
- порядок производства переключений по изменению эксплуатационного состояния (выводу в ремонт и вводу в работу) объектов диспетчеризации;
- перечень объектов диспетчеризации ДЦ Системных операторов с их распределением по способу управления;
- порядок планирования ремонтов ЛЭП, электросетевого оборудования, технического обслуживания устройств РЗА, являющихся объектами диспетчеризации ДЦ Системных операторов;
- порядок согласования и регистрации корректировок плановых почасовых графиков сальдо перетоков мощности (электроэнергии);
- порядок взаимодействия ДЦ Системных операторов при оказании аварийной взаимопомощи.

2.3. Задачами оперативно-диспетчерского управления параллельной работой ЭС Грузии и ЕЭС России являются:

- планирование электроэнергетических режимов параллельной работы ЭС Грузии и ЕЭС России;



- выполнение плановых почасовых графиков сальдо перетоков мощности (электроэнергии);
- управление технологическими режимами работы и эксплуатационным состоянием объектов диспетчеризации;
- регулирование частоты электрического тока в нормальном диапазоне, регулирование сальдо перетоков мощности по сечениям экспорта/импорта с коррекцией по частоте;
- поддержание уровней напряжения в заданных контрольных пунктах и минимизация перетоков реактивной мощности между ЭС Грузии и ЕЭС России;
- обеспечение в допустимых пределах перетоков активной мощности в контролируемых сечениях;
- размещение и поддержание резервов мощности;
- предотвращение развития и ликвидация нарушений нормального режима электрической части ЭС Грузии и ЕЭС России.

### **3. Порядок взаимоотношений**

3.1. Планирование и управление режимами параллельной работы ЭС Грузии и ЕЭС России осуществляется:

от ЭС Грузии – АО «ГТЭ»;

от ЕЭС России – ОАО «СО ЕЭС» в составе:

- ЦДУ;
- ОДУ Юга;
- Кубанское РДУ;
- Северокавказское РДУ.

3.2. Взаимодействие филиалов ОАО «СО ЕЭС» с обособленными структурными подразделениями АО «ГТЭ» по вопросам, не урегулированным настоящим Положением, в отношении ЛЭП, оборудования и устройств, находящихся в их диспетчерском управлении или ведении, определяется документами, разрабатываемыми и утверждаемыми соответствующими ДЦ, при условии, что утверждаемые ими документы не противоречат настоящему Положению.

3.3. ДЦ Системных операторов совместно разрабатывают документы по вопросам организации параллельной работы, управлению режимами, производству переключений, ликвидации нарушений нормального режима электрической части ЭС Грузии и ЕЭС России.

3.4. Принципы организации, параметры настройки и алгоритмы функционирования существующих и вновь вводимых устройств релейной защиты, влияющих на режимы параллельной работы ЭС Грузии и ЕЭС России, определяются в соответствии с Положением о системе релейной защиты (РЗ) и

автоматическом повторном включении (АПВ) межгосударственных линий электропередачи (ЛЭП) и смежных с этими ЛЭП систем шин и автотрансформаторов (АТ), утвержденным решением Электроэнергетического совета СНГ (протокол № 36 от 24.10.2009).

Принципы организации, параметры настройки, алгоритмы функционирования, а также объемы управляющих воздействий существующих и вновь вводимых устройств релейной защиты, противоаварийной и режимной автоматики, влияющих на режимы параллельной работы ЭС Грузии и ЕЭС России, согласовываются ДЦ Системных операторов.

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

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

3.6. Объект диспетчеризации может находиться в диспетчерском управлении только одного ДЦ и в диспетчерском или информационном ведении одного или нескольких ДЦ Системных операторов.

3.7. Операции по изменению эксплуатационного состояния или технологического режима работы объекта диспетчеризации должны производиться по команде диспетчера, в диспетчерском управлении которого находится объект диспетчеризации, и с разрешения всех диспетчеров, в диспетчерском ведении которых находится данный объект диспетчеризации.

3.8. Перечень объектов диспетчеризации с их распределением по способу управления формируется Системными операторами и является приложением 1 к настоящему Положению.

3.9. Организация обмена телеинформацией и диспетчерско-технологической телефонной связи между ДЦ Системных операторов с учетом организации цифровых каналов связи определяется отдельным соглашением об организации информационного обмена между Системными операторами. В рамках указанного соглашения Системными операторами утверждается перечень телеизмерений и телесигналов, которыми обмениваются соответствующие ДЦ Системных операторов, в том числе ретранслируемых в нижестоящие ДЦ.

3.10. ДЦ Системных операторов, осуществляющие технологическое взаимодействие, должны ежегодно до 31 декабря каждого года обмениваться:

- списками диспетчерского персонала с правом ведения оперативных переговоров и списками лиц из числа административно-технического персонала, имеющих право согласования диспетчерских заявок и актов согласования команд, инициаторов и объемов отклонений, связанных с корректировкой плановых почасовых графиков сальдо перетоков мощности (электроэнергии). Все списки должны представляться с указанием ФИО (полностью), должности и



номеров телефонов персонала отдельно по каждому ДЦ. ДЦ Системных операторов обязаны своевременно уведомлять друг друга о внесенных в списки корректировках;

- нормальными схемами электрических соединений электростанций и подстанций, на которых расположены объекты диспетчеризации ДЦ Системных операторов (в соответствии с приложением 1 к настоящему Положению);

- нормальными схемами электрических соединений объектов электроэнергетики, расположенных в операционных зонах ДЦ Системных операторов (схемами энергосистем в согласованных между Системными операторами границах).

3.11. В процессе оперативно-диспетчерского управления параллельной работой ЭС Грузии и ЕЭС России и связанного с ним ведения технологической документации и деловой переписке принимается русский язык.

3.12. В оперативных переговорах и технологической документации, требующей согласования с ДЦ ОАО «СО ЕЭС», принимается (фиксируется) московское время.

#### **4. Планирование электроэнергетических режимов параллельной работы ЭС Грузии и ЕЭС России**

4.1. Планирование электроэнергетических режимов параллельной работы ЭС Грузии и ЕЭС России осуществляется в соответствии с Положением по планированию режимов параллельной работы ЕЭС России и ЭС Грузии.

4.2. Целью годового, месячного и недельного планирования является определение технически осуществимых суммарных объемов межгосударственных поставок электроэнергии между ЭС Грузии и ЕЭС России на планируемый период и их корректировка при необходимости, исходя из плановых балансов электрической энергии (мощности) и суммарных объемов поставок электроэнергии в сечениях экспорта-импорта в соответствующий период с учетом годовых и месячных графиков ремонтов объектов диспетчеризации.

4.3. Порядок формирования и согласования графиков ремонтов объектов диспетчеризации определяется приложением 2 к настоящему Положению.

4.4. Целью суточного планирования является оценка реализуемости заявленных почасовых графиков сальдо объемов поставок электроэнергии по сечениям экспорта-импорта между ЭС Грузии и ЕЭС России и формирование плановых почасовых графиков сальдо перетоков мощности (электроэнергии) по сечениям экспорта-импорта:

- Россия (Кубань) – Грузия;
- Россия (Северная Осетия) – Грузия.

4.5. Полученные в результате суточного планирования плановые почасовые графики сальдо перетоков мощности (электроэнергии) по сечениям экспорта-импорта являются основными документами, регламентирующими режим параллельной работы ЭС Грузии и ЕЭС России, и не могут быть изменены в одностороннем порядке.

## **5. Управление электроэнергетическими режимами параллельной работы ЭС Грузии и ЕЭС России**

5.1. Управление электроэнергетическими режимами параллельной работы ЭС Грузии и ЕЭС России осуществляется диспетчерским персоналом ДЦ Системных операторов при соблюдении максимально допустимых перетоков в контролируемых сечениях, длительно допустимых токовых нагрузок и допустимых уровней напряжения на ЛЭП и оборудовании.

5.2. Поддержание частоты осуществляется согласованными действиями диспетчерского персонала ДЦ Системных операторов:

5.2.1. ОАО «СО ЕЭС» (ЦДУ) обеспечивает регулирование частоты:

- в нормальном диапазоне  $50,0 \pm 0,05$  Гц;
- в нормально допустимом диапазоне  $50,0 \pm 0,2$  Гц (восстановление частоты до нормальных значений ( $50,0 \pm 0,05$  Гц), должно обеспечиваться за время, не превышающее 15 минут).

5.2.2. АО «ГГЭ» обеспечивает регулирование сальдо перетоков мощности между ЭС Грузии и ЕЭС России по ВЛ 500 кВ Центральная – Ингури ГЭС, а также по ВЛ 220 кВ Псоу – Бзыби (кроме схем питания по сети 220 кВ тупиковой нагрузки ЭС Грузии и ЕЭС России) с коррекцией по частоте. Коэффициент частотной коррекции для ЭС Грузии, на величину которого изменяется значение планового почасового графика сальдо перетоков мощности при изменении частоты, предварительно определяется ОАО «СО ЕЭС» и ежегодно согласовывается между АО «ГГЭ» и ОАО «СО ЕЭС» в соответствии с п. 7.4 Договора о параллельной работе электроэнергетических систем Грузии и России от 1 апреля 2011 года.

5.2.3. Переход от одного часового значения графика сальдо перетоков мощности (электроэнергии) к другому осуществляется АО «ГГЭ» не более чем за 5 (пять) минут до конца часа и завершается не более чем через 5 (пять) минут после начала часа.

5.3. Плановые почасовые графики сальдо перетоков мощности (электроэнергии) могут оперативно корректироваться по согласованию между диспетчерским персоналом ДЦ Системных операторов, в следующих случаях:

- оказания аварийной взаимопомощи в случае, если при нарушении нормального режима в ЭС Грузии или ЕЭС России недостаточно собственных резервов активной мощности, – при условии наличия соответствующих



договоров. Оказание аварийной взаимопомощи производится в соответствии с Порядком взаимодействия АО «ГГЭ» и ОАО «СО ЕЭС» при оказании аварийной взаимопомощи (приложение 7 к настоящему Положению);

– в иных случаях, связанных с изменением эксплуатационного состояния объектов диспетчеризации ДЦ Системных операторов, влияющих на межгосударственные перетоки, когда отсутствуют необходимые условия для получения аварийной взаимопомощи.

5.4. Корректировка плановых почасовых графиков сальдо перетоков мощности (электроэнергии) осуществляется в соответствии с Порядком согласования и регистрации корректировок планового почасового графика сальдо перетоков мощности (электроэнергии) по сечениям экспорта/импорта (приложение 6 к настоящему Положению).

## **6. Порядок ведения оперативных переговоров**

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

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

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

6.2. Диспетчерскому персоналу запрещается отдавать и выполнять команды, создающие угрозу жизни людей или угрозу повреждения оборудования.

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).

6.3. Оперативные переговоры диспетчерского персонала ДЦ Системных операторов должны регистрироваться при помощи технических средств звукозаписи.

Звукозаписи оперативных переговоров диспетчерского персонала относятся к информации строгого учета и подлежат хранению не менее 2-х лет.

6.4. Диспетчерский персонал ДЦ Системных операторов имеет право вести оперативные переговоры только с диспетчерским персоналом,

включенным в списки персонала, имеющего право ведения оперативных переговоров.

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

7.1. Для изменения технологического режима работы или эксплуатационного состояния объекта диспетчеризации, в том числе ввода в работу нового (реконструированного, модернизированного) объекта диспетчеризации, проведения испытаний, а также выполнения работ, которые могут привести к изменению технологического режима работы или эксплуатационного состояния объекта диспетчеризации, ДЦ оформляет и подает диспетчерскую заявку в соответствующие ДЦ Системных операторов, определяемые с учетом указанного в приложении 1 к настоящему Положению распределения объектов диспетчеризации по способу управления.

7.2. ДЦ Системных операторов также оформляются диспетчерские заявки на изменение сальдо перетоков мощности в сечениях экспорта-импорта в случае необходимости корректировки планового почасового графика сальдо перетоков мощности.

7.3. Обмен диспетчерскими заявками между ДЦ Системных операторов осуществляется через АО «ГГЭ» и ОДУ Юга.

7.4. Требования к оформлению, подаче, рассмотрению и согласованию диспетчерских заявок на изменение технологического режима работы или эксплуатационного состояния объектов диспетчеризации ДЦ Системных операторов, включая схемы прохождения диспетчерских заявок между ДЦ Системных операторов, указаны в приложении 4 к настоящему Положению.

## **8. Порядок предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима электрической части ЭС Грузии и ЕЭС России**

8.1. Под нарушениями нормального режима электрической части ЭС Грузии и ЕЭС России понимаются:

- отклонение частоты от допустимых значений;
- превышение максимально допустимых перетоков активной мощности по контролируемым сечениям;
- превышение длительно допустимых значений токов по линиям электропередачи и электросетевому оборудованию;
- отклонения уровней напряжения от допустимых значений;
- качания активной мощности по межсистемным связям;
- выделение энергосистемы (энергорайона) на несинхронную работу.

8.2. Диспетчеры ДЦ Системных операторов при ликвидации нарушения нормального режима электрической части ЭС Грузии и ЕЭС России обязаны



принять необходимые меры для предотвращения нарушения параллельной работы ЭС Грузии и ЕЭС России.

8.3. На время предотвращения развития и ликвидации нарушения нормального режима выполнение планового графика сальдо перетоков мощности (электроэнергии) не является приоритетным.

8.4. Распределение функций между диспетчерским персоналом ДЦ Системных операторов при предотвращении развития и ликвидации нарушения нормального режима электрической части ЭС Грузии и ЕЭС России производится на основе следующих основных положений:

- диспетчерский персонал 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 его ликвидации;
- диспетчерский персонал во время ликвидации нарушений нормального режима в операционной зоне обязан поддерживать связь с диспетчером соответствующего ДЦ, руководящим ликвидацией нарушения нормального режима, информировать его о положении дел в энергосистеме, в необходимых случаях запрашивать помощь и строго выполнять его команды.

8.5. Реализация аварийной взаимопомощи осуществляется в соответствии с Порядком взаимодействия АО «ГТЭ» и ОАО «СО ЕЭС» при оказании аварийной взаимопомощи (приложение 7 к настоящему Положению).

8.6. При возникновении нарушения нормального режима диспетчеры ДЦ Системных операторов должны руководствоваться положениями Инструкции по предотвращению развития и ликвидации нарушений нормального режима электрической части ЭС Грузии и ЕЭС России, утверждаемой ОАО «СО ЕЭС» и АО «ГТЭ».

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

9.1. Все переключения на МГЛЭП, кроме переключений в условиях предотвращения развития и ликвидации нарушения нормального режима электрической части ЭС Грузии и ЕЭС России, должны производиться согласно разрешенным диспетчерским заявкам с обязательным использованием программ (типовых программ) переключений. Общие требования к оформлению и содержанию программ (типовых программ) переключений по выводу в ремонт и вводу в работу МГЛЭП определены приложением 5 к настоящему Положению.

9.2. Переключения по выводу в ремонт (вводу в работу) МГЛЭП должны производиться с подготовкой режима во избежание нарушения нормального режима работы ЭС Грузии и ЕЭС России при возможном повреждении коммутационных аппаратов во время производства переключений.

9.3. Диспетчер ДЦ, в диспетчерском управлении которого находится МГЛЭП, должен заблаговременно подтвердить возможность производства переключений в указанный в заявке срок и получить подтверждение готовности к производству переключений у диспетчера ДЦ Системного оператора, в операционной зоне которого находится объект электроэнергетики, на котором производятся операции по изменению эксплуатационного состояния или технологического режима работы МГЛЭП и согласовать с ним время начала производства переключений.

9.4. После производства переключений по выводу из работы МГЛЭП диспетчер ДЦ, в диспетчерском управлении которого она находится, подтверждает диспетчеру ДЦ Системного оператора, в операционной зоне которого находится данная МГЛЭП, выполнение необходимых предварительных операций по отключению, заземлению, переключению во вторичных цепях линии, уточняет срок аварийной готовности и время, до которого должны быть завершены ремонтные работы.

9.5. Операции на МГЛЭП производятся по команде диспетчера ДЦ, в диспетчерском управлении которого находится МГЛЭП, после получения диспетчерских разрешений диспетчеров всех ДЦ Системных операторов, в диспетчерском ведении которых находится данная МГЛЭП.

## **10. Прочие положения**

10.1. Настоящее Положение вступает в силу с даты утверждения его АО «ГГЭ» и ОАО «СО ЕЭС». Настоящее Положение действует в течение срока действия Договора о параллельной работе электроэнергетических систем Грузии и России от 1 апреля 2011 г. (далее – Договор).

10.2. Изменения и дополнения в настоящее Положение, в том числе приложения к нему, могут быть внесены путем составления и утверждения АО «ГГЭ» и ОАО «СО ЕЭС» документа, содержащего вносимые в Положение изменения и дополнения.

10.3. Изменения и дополнения в приложения 1-7 к настоящему Положению могут быть внесены также путем обмена официальными письмами, подписанными следующими уполномоченными лицами:

- со стороны ОАО «СО ЕЭС» – директором по управлению режимами ЕЭС – главным диспетчером;
- со стороны АО «ГГЭ» – Членом Управленческого совета по диспетчеризации.

10.4. В случае принятия законодательными или исполнительными органами государств Сторон решений, препятствующих исполнению настоящего Положения в целом или отдельных его статей, Системные операторы обязаны в месячный срок рассмотреть сложившуюся ситуацию и принять необходимые решения.



10.5. Настоящее Положение составлено в 2 (двух) экземплярах на русском языке, имеющих равную юридическую силу, по одному для каждого из Системных операторов.

## **11. Перечень приложений**

Неотъемлемыми частями настоящего Положения являются следующие приложения:

11.1. Приложение 1. Перечень объектов диспетчеризации ДЦ АО «ГТЭ» и ОАО «СО ЕЭС» с их распределением по способу управления.

11.2. Приложение 2. Регламент формирования графиков ремонтов объектов диспетчеризации.

11.3. Приложение 3. Общие требования к порядку отдачи диспетчерских команд и разрешений при ведении оперативных переговоров.

11.4. Приложение 4. Требования к оформлению, подаче, рассмотрению и согласованию диспетчерских заявок на изменение технологического режима работы или эксплуатационного состояния объектов диспетчеризации АО «ГТЭ» и ОАО «СО ЕЭС».

11.5. Приложение 5. Требования к оформлению и содержанию программ (типовых программ) переключений по выводу в ремонт и вводу в работу МГЛЭП.

11.6. Приложение 6. Порядок согласования и регистрации корректировок планового почасового графика сальдо перетоков мощности (электроэнергии) по сечениям экспорта-импорта.

11.7. Приложение 7. Порядок взаимодействия АО «ГТЭ», ОАО «СО ЕЭС» при оказании аварийной взаимопомощи.

**Приложение 1**  
к Положению об организации оперативно-  
диспетчерского управления параллельной работой  
ЭС Грузии и ЕЭС России

*Перечень объектов диспетчеризации ДЦ АО «ГГЭ» и ОАО «СО ЕЭС»  
с их распределением по способу управления*

**1. ЛЭП и их устройства РЗ, АПВ**

№ п.п.	Диспетчерское наименование ЛЭП (сокращенное диспетчерское наименование ЛЭП)	Управление ЛЭП, устройствами РЗ, АПВ	Ведение	
			ЛЭП	Устройства РЗ, АПВ
1	2	3	4	5
1.1.	ВЛ 500 кВ Центральная – Ингури ГЭС (ВЛ 500 кВ Кавказиони)	АО «ГГЭ»	ЦДУ ОДУ Юга Кубанское РДУ Северокавказское РДУ (в части организации плавки гололеда)	ОДУ Юга Кубанское РДУ
1.2.	ВЛ 220 кВ Псоу – Бзыби (ВЛ 220 кВ Салхино)	АО «ГГЭ»	ЦДУ ОДУ Юга Кубанское РДУ	Кубанское РДУ
1.3.	ВЛ 110 кВ Псоу – Леселидзе (ВЛ 110 кВ Накадули)		ЦДУ АО «ГГЭ» ОДУ Юга Кубанское РДУ	
1.4.	ВЛ 110 кВ Эминская ГЭС – Казбеги (ВЛ 110 кВ Дарьяли)		ЦДУ АО «ГГЭ» ОДУ Юга Северокавказское РДУ	
1.5.	Замкнутое (разомкнутое) состояние транзита 220 кВ Бзыби – Сухуми – Ткварчели ГРЭС – Перепадная ГЭС		АО «ГГЭ» ОДУ Юга Кубанское РДУ	



## 2. Оборудование объектов электроэнергетики, устройства РЗА

№№ п.п.	Диспетчерское наименование объекта диспетчеризации	Управление	Ведение	
			Оборудование	Устройства РЗ, АПВ, АВР
1	2	3	4	5
<b>2.1. ПС 500 кВ Центральная</b>				
2.1.1.	Шсш-500кВ, IVсш-500 кВ	ПС Центральная	ОДУ Юга АО «ГТЭ» Кубанское РДУ	
2.1.2.	РИ-500	ПС Центральная	ОДУ Юга АО «ГТЭ» Кубанское РДУ	
2.1.3.	ВЭ-И-3, ВЭ-И-4, ВЭ-РИ	ПС Центральная	ОДУ Юга АО «ГТЭ» Кубанское РДУ	ОДУ Юга АО «ГТЭ»
<b>Противоаварийная и режимная автоматика</b>				
2.1.4.	АОЗ (Автоматика отделения Закавказья при превышении заданного перетока по ВЛ 500 кВ Кавкасионии в сторону Грузинской энергосистемы)	ОДУ Юга	ЦДУ АО «ГТЭ» Кубанское РДУ	
2.1.5.	Автоматика действующая на отключение ВЛ 500 кВ Центральная – Ингури ГЭС	ОДУ Юга	ЦДУ АО «ГТЭ» Кубанское РДУ	
2.1.6.	МКПА ВЛ 500 кВ Центральная – Ингури ГЭС (АЛАР ФССС ФЦС, ФКТ, АЛАР НПФ, ФОЛ, АОПН и УРОВ АОПН)	ПС Центральная	ОДУ Юга	
<b>Устройства передачи аварийных сигналов и команд</b>				
2.1.7.	ПРМ АНКА 60 кГц ВЛ 500 кВ Центральная – Ингури ГЭС	АО «ГТЭ»	ЦДУ ОДУ Юга Кубанское РДУ	
2.1.8.	ПРД АНКА 76 кГц ВЛ 500 кВ Центральная – Ингури ГЭС	АО «ГТЭ»	ЦДУ ОДУ Юга Кубанское РДУ	
<b>2.2. ПС 220 кВ Псоу</b>				
<b>220 кВ</b>				
2.2.1.	1С 220; 2 С 220,	ПС Псоу	ОДУ Юга АО «ГТЭ» Кубанское РДУ	
2.2.2.	В-1-220 Бзыби, В-2-220 Бзыби	ПС Псоу	ОДУ Юга АО «ГТЭ» Кубанское РДУ	
2.2.3.	ТН 220 Бзыби	ПС Псоу	ОДУ Юга	

№№ п.п.	Диспетчерское наименование объекта диспетчеризации	Управление	Ведение	
			Оборудование	Устройства РЗ, АПВ, АВР
1	2	3	4	5
			АО «ГЭ» Кубанское РДУ	
<b>Противоаварийная и режимная автоматика</b>				
2.2.4.	МКПА № 1 (АЛАР ФССС, ФЦС; АЛАР ФКТ; АЛАР ННФ; АОПП ВЛ 220 кВ Псоу – Бзыби; ЗМН; ФОЛ ВЛ 220 кВ Адлерская ТЭС – Псоу; ФОЛ КВЛ 220 кВ Сочинская ТЭС – Псоу)	Кубанское РДУ	ЦДУ ОДУ Юга АО «ГЭ»	
2.2.5.	Автоматика, действующая на отключение ВЛ 220 кВ Салхино по факту разрывов транзитов 220 кВ Центральная – Дагомыс и Центральная – Шепси – Дагомыс (АОЗ)	Кубанское РДУ	ОДУ Юга АО «ГЭ» (при включенной в работу ВЛ Салхино)	
<b>Операционная зона АО «ГЭ»</b>				
<b>2.3. Ингури ГЭС</b>				
500 кВ				
2.3.1.	1СШ 500кВ, 2СШ 500кВ	Ингури ГЭС	АО «ГЭ» ОДУ Юга	АО «ГЭ»
2.3.2.	Р	Ингури ГЭС	АО «ГЭ» ОДУ Юга	АО «ГЭ»
2.3.3.	4ЕЛ-1В, 4ЕЛ-2В, В-Р	Ингури ГЭС	АО «ГЭ» ОДУ Юга	
2.3.4.	ТН: 4НД	Ингури ГЭС	АО «ГЭ» ОДУ Юга	
<b>Противоаварийная и режимная автоматика</b>				
2.3.5.	АЛАР ВЛ Кавкасион	АО «ГЭ»	ЦДУ ОДУ Юга Кубанское РДУ	
2.3.6.	АОПН ВЛ Кавкасион	АО «ГЭ»	ЦДУ ОДУ Юга Кубанское РДУ	
<b>2.4. ПС 220 кВ Бзыби</b>				
220 кВ				
2.4.1.	РСШ, ОСШ	ПС 220 кВ Бзыби	АО «ГЭ» ОДУ Юга Кубанское РДУ	АО «ГЭ»
2.4.2.	МВ-220 кВ ВЛ Псоу	ПС 220 кВ Бзыби	АО «ГЭ» ОДУ Юга Кубанское РДУ	



*Регламент формирования графиков ремонтов объектов  
диспетчеризации*

1. Планирование почасовых графиков сальдо перетоков мощности по сечениям экспорта-импорта между ЭС Грузии и ЕЭС России осуществляется с учетом совместно разработанных и взаимно согласованных ОАО «СО ЕЭС» и АО «ГТЭ» графиков ремонтов ЛЭП, электросетевого оборудования подстанций и электростанций и технического обслуживания устройств РЗА, находящихся в диспетчерском управлении или ведении ДЦ Системных операторов (далее – графики ремонтов объектов диспетчеризации).

2. Системные операторы обмениваются графиками ремонтов объектов диспетчеризации и учитывают полученную информацию при планировании внутрисистемных графиков ремонта.

3. Для подготовки годового графика ремонтов объектов диспетчеризации АО «ГТЭ» и ОАО «СО ЕЭС» до 25 августа года, предшествующего планируемому, направляют в адрес друг друга предложения по изменению эксплуатационного состояния объектов диспетчеризации ДЦ Системных операторов.

4. Предложения в годовой график ремонтов объектов диспетчеризации должны содержать наименования объектов электроэнергетики, диспетчерские наименования объектов диспетчеризации, требующих отключения, даты начала и окончания ремонта (технического обслуживания), виды ремонта, выполняемые работы (причины отключения).

5. ОАО «СО ЕЭС» (ЦДУ) совместно с АО «ГТЭ» производят рассмотрение представленных предложений с учетом прогнозов балансов электроэнергии и мощности, совместимости отключений объектов диспетчеризации с точки зрения обеспечения надежности параллельной работы ЭС Грузии и ЕЭС России и не позднее 20 сентября согласовывают годовой график ремонтов объектов диспетчеризации.

6. Изменения годового графика ремонтов объектов диспетчеризации не производятся. Возникающие отклонения от согласованного годового графика ремонтов объектов диспетчеризации по взаимному согласованию Системных операторов учитываются при формировании месячных графиков ремонтов объектов диспетчеризации.

7. Месячные графики ремонтов объектов диспетчеризации составляются с учетом утвержденного годового графика ремонтов объектов диспетчеризации.

8. Системные операторы до 09 числа месяца, предшествующего планируемому, направляют в адрес друг друга для совместного рассмотрения предложения в месячный график ремонтов объектов диспетчеризации.

9. После совместного рассмотрения и взаимного согласования месячный график ремонтов объект диспетчеризации не позднее 24 числа месяца, предшествующего планируемому, направляется ОАО «СО ЕЭС» (ЦДУ) в АО «ГГЭ».

10. При формировании месячного графика ремонтов объектов диспетчеризации в него в приоритетном порядке включаются объекты диспетчеризации:

- включенные в годовой график ремонтов объектов диспетчеризации;
- 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.



**Приложение 3**  
к Положению об организации оперативно-  
диспетчерского управления параллельной работой  
ЭС Грузии и ЕЭС России

*Общие требования к порядку отдачи диспетчерских команд и разрешений  
при ведении оперативных переговоров*

1. Оперативные переговоры должны начинаться с сообщения фамилий лиц, ведущих оперативные переговоры. При ведении оперативных переговоров разрешается только официальное обращение к собеседнику – по фамилии или по имени (по имени и отчеству).

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

3. Диспетчерская команда должна отдаваться четко, конкретно, в повелительной форме, а диспетчерское разрешение – в утвердительной форме с обязательным указанием времени отдачи.

4. 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».

5. Выслушав разрешение, диспетчерский персонал должен подтвердить правильность понимания полученного разрешения диспетчерскому персоналу, отдавшему разрешение, словами «Понял. Выполняю».

**Приложение 4**  
к Положению об организации оперативно-  
диспетчерского управления параллельной работой  
ЭС Грузии и ЕЭС России

*Требования к оформлению, подаче, рассмотрению и согласованию  
диспетчерских заявок на изменение технологического режима работы или  
эксплуатационного состояния объектов диспетчеризации АО «ГГЭ» и ОАО «СО  
ЕЭС»*

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. Присоединение к работам на выведенном из работы объекте диспетчеризации оформляется диспетчерской заявкой в соответствии с регламентом, указанным в пункте 10 настоящего приложения. 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.

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 месячными графиками ремонтов 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 месячных графиках ремонтов объектов диспетчеризации) 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.

4. Диспетчерские заявки делятся на следующие виды:

- *первичные* – вновь оформленные диспетчерские заявки;
- *диспетчерские заявки на продление* – продлевающие действие ранее разрешенных диспетчерских заявок.

Диспетчерская заявка на продление установленного срока ремонта должна подаваться в соответствующий ДЦ Системных операторов не менее чем за 48 часов до истечения согласованного ранее срока окончания ремонта с указанием причины продления и нового срока окончания ремонта.

5. При оформлении диспетчерских заявок должны быть заполнены 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;
- диспетчерское наименование оборудования;
- эксплуатационное состояние оборудования;
- срок аварийной готовности;
- условия производства работ;
- плановый срок проведения работ;
- содержание работ;
- режимные указания;
- релейные указания;
- оперативные указания;
- остаются в работе (для устройств РЗА);
- потеря устройств РЗА;
- просимое время проведения работ;
- подписи ответственных лиц, подавших диспетчерскую заявку;
- согласование/отказ;
- фактической срок реализации заявки.

Форма диспетчерской заявки приведена в таблице 2.

6. Заявкой определяется срок аварийной готовности – время, в пределах которого находящийся в ремонте объект диспетчеризации должен быть подготовлен к началу операций по включению в работу по команде диспетчера, руководящего ликвидацией нарушения нормального режима.

7. Диспетчерская заявка, подаваемая в ДЦ Системных операторов, должна быть рассмотрена технологическими службами и подписана главным диспетчером (либо другим уполномоченным лицом) ДЦ, подающего диспетчерскую заявку.

8. Оформление и передача диспетчерских заявок осуществляется посредством использования межмашинного обмена между программными комплексами АО «ГТЭ» и ОДУ Юга. При невозможности его использования допускается передача диспетчерских заявок любым другим способом. Принятые в этом случае диспетчерские заявки впоследствии оформляются ДЦ в программном комплексе.

9. Схемы прохождения диспетчерских заявок на изменение технологического режима работы или эксплуатационного состояния объектов диспетчеризации АО «ГТЭ» и ОАО «СО ЕЭС» приведены на схемах 1-2.

10. В таблице 1 приведен регламент взаимной подачи, проработки, рассмотрения и согласования плановых и неплановых диспетчерских заявок между ОДУ Юга и АО «ГТЭ».

Таблица 1

<b>День недели</b>	<b>Прием заявок до 15<sup>00</sup> на</b>	<b>Время передачи ответов</b>
Понедельник	Пятницу	на среду
		до 17 <sup>30</sup>
Вторник	Субботу, воскресенье, понедельник	на четверг
		до 17 <sup>30</sup>
Среда	Вторник	на пятницу
		до 17 <sup>30</sup>
Четверг	Среда	на субботу, воскресенье, понедельник
		до 17 <sup>30</sup>
Пятница	Четверг	на вторник
		до 16 <sup>00</sup>

Сроки подачи заявок на праздничные дни и первый после праздника рабочий день устанавливаются по отдельному регламенту, согласованному между ОДУ Юга и АО «ГТЭ».

11. В случае нарушения ДЦ Системных операторов регламента подачи плановых и неплановых диспетчерских заявок соответствующий ДЦ Системных операторов может отказать в согласовании диспетчерской заявки с указанием



причины отказа или рассмотреть ее в соответствии с регламентом.

12. Диспетчерские заявки не подлежат согласованию, если изменение эксплуатационного состояния или технологического режима работы объекта диспетчеризации может привести к:

- нарушению надежного электроснабжения и качества электрической энергии, соответствующих требованиям технических регламентов и иным обязательным требованиям, установленным нормативными правовыми актами, действующими соответственно на территории Грузии или Российской Федерации;

- нарушению устойчивости на связях ЭС Грузии и ЕЭС России;

- угрозе жизни и здоровью людей, повреждению оборудования;

- возникновению дефицита электрической энергии (мощности) в ЭС Грузии или ЕЭС России;

- возможности возникновения недостатка пропускной способности электрической сети.

13. Решение соответствующего ДЦ 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 объекта диспетчеризации может быть согласовано.

14. В случае если объект диспетчеризации находится в диспетчерском управлении и (или) ведении нескольких ДЦ Системных операторов, то заявка подлежит рассмотрению всеми указанными ДЦ.

15. Неотложные диспетчерские заявки рассматриваются соответствующими ДЦ Системных операторов незамедлительно после их получения для определения возможности их реализации с точки зрения подготовки электроэнергетического режима в операционной зоне соответствующего ДЦ 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.).

16. Неотложные диспетчерские заявки разрешается подавать в любое время суток непосредственно диспетчерам ДЦ Системных операторов, в диспетчерском управлении или ведении которых находится объект диспетчеризации.

Ответы и согласования на неотложные заявки сообщаются в любое время суток непосредственно диспетчерскому персоналу ДЦ Системных операторов, в диспетчерском управлении или ведении которых находится объект диспетчеризации.

17. 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.

Для реализации аварийного ремонта с учетом схемно-режимной ситуации может отдаваться команда на завершение ремонтных работ по открытым плановым и неплановым заявкам и включение объекта диспетчеризации в работу в срок аварийной готовности.

18. Аварийная диспетчерская заявка оформляется ДЦ Системного оператора в возможно короткий срок, но не более 24 часов с момента отключения объекта диспетчеризации, и должна содержать причины отключения и ориентировочный срок ремонта.

19. Каждый ДЦ Системных операторов при проработке диспетчерских заявок (в случае если это необходимо) 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 РЗА с указанием наименования соответствующих устройств;
- 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.

20. В разделе «Режимные указания» диспетчерской заявки не допускается ссылка на информацию, содержащуюся в других диспетчерских заявках. Режимные указания должны отражаться в полном объеме.

21. При рассмотрении плановых заявок ДЦ Системных операторов должны учитываться:

- соответствие заявки согласованному месячному графику ремонтов объектов диспетчеризации;
- 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 Грузии и ЕЭС России;
- находящиеся в работе устройства РЗА;
- режимные условия действующих и разрешенных заявок;
- наличие программ переключений и ссылка на них;
- соответствие сроков аварийной готовности характеру производимых работ;



- надежность параллельной работы ЭС Грузии и ЕЭС России при всей совокупности выполняемых в это же время работ по заявкам;
- реализуемость плановых почасовых графиков сальдо перетоков мощности (электроэнергии);
- дополнительные условия согласования заявок: ввод в работу объекта диспетчеризации, выполнение дополнительных режимных мероприятий и т.п.

22. В случае ограничения максимально допустимого перетока мощности в контролируемом сечении ДЦ Системных операторов, вызванного изменением эксплуатационного состояния или технологического режима работы ЛЭП, оборудования или устройств, не являющихся объектом диспетчеризации ДЦ, должна быть подана диспетчерская заявка на ограничение режима с указанием причины ограничения и сечения электрической сети, по которому происходит ограничение.

23. Не допускается замена объекта диспетчеризации, на котором планируется проведение работ, характера и условий работ, указанных в диспетчерской заявке.

24. Независимо от наличия согласованной диспетчерской заявки, изменение эксплуатационного состояния или технологического режима работы объекта диспетчеризации, находящегося в диспетчерском управлении (ведении) ДЦ Системных операторов, производится только по диспетчерской команде (разрешению) диспетчера соответствующего ДЦ, полученной непосредственно перед началом работ для реализации согласованной диспетчерской заявки.

25. ДЦ Системных операторов вправе с учетом схемно-режимной ситуации выдавать диспетчерские команды о прекращении в необходимых случаях ремонтов объектов диспетчеризации и подготовке к включению их в работу в сроки аварийной готовности, определенные в диспетчерской заявке.

26. Ввод в работу объекта диспетчеризации должен быть выполнен не позднее сроков окончания ремонта, указанных в диспетчерской заявке на вывод объекта диспетчеризации в ремонт, либо досрочно:

- по решению, согласованному с ДЦ Системных операторов;
- по диспетчерской команде ДЦ в срок аварийной готовности.

27. Закрытые диспетчерские заявки должны храниться в ДЦ Системных операторов (в электронном виде или на бумажном носителе) не менее 2-х лет с момента закрытия заявки.

Таблица 2

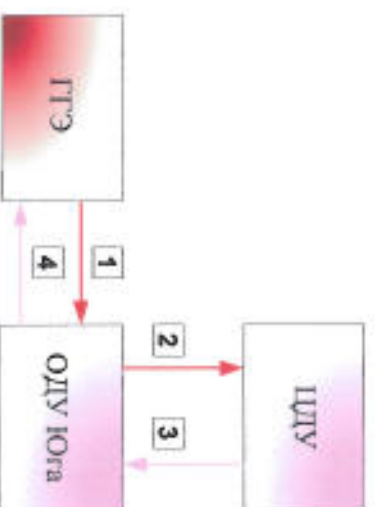
Рекомендуемая форма диспетчерской заявки					
<b>ДИСПЕТЧЕРСКАЯ ЗАЯВКА</b>		№ свой		№ чужой	
Комплексы:		Вид заявки:		№ перв.	Категория:
Предприятие:					
Объект:					
Оборудование:					
Вид ремонта:					
Аварийная готовность:					
Срок плановый:	с			до	
Просимое время:	с			до	
Срок разрешенный:	с			до	
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>					
<b>Подпись под заявкой:</b>					
Фактическое время:	с			до	
<b>Результаты рассмотрения:</b>					



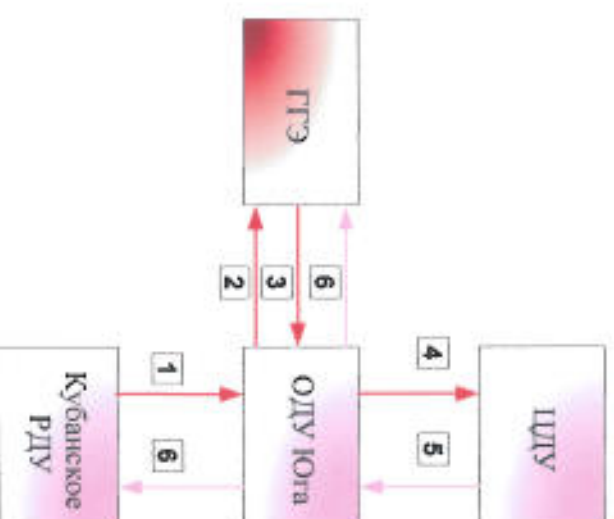
Схема 1

**Схема прохождения диспетчерских заявок на изменение технологического режима работы или эксплуатационного состояния объектов диспетчеризации АО «ГТЭ» и ОАО «СО ЕЭС»**

Объект диспетчеризации на территории Грузии



Объект диспетчеризации на территории России

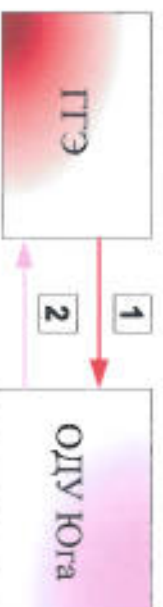


- - передача проработанной диспетчерской заявки для дальнейшего рассмотрения (при необходимости);
- - передача ответа (согласованно/не согласованно) на диспетчерскую заявку;
- N** - номер очередности операции, которая может быть выполнена только после завершения всех операций с меньшим номером;

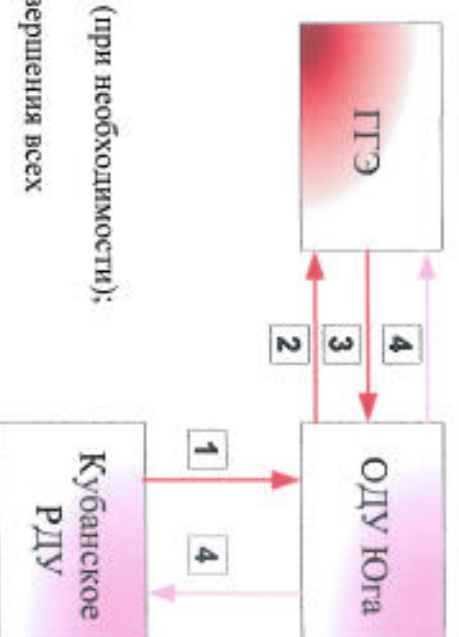
Схема 2

Схема прохождения диспетчерских заявок на изменение технологического режима работы или эксплуатационного состояния объектов диспетчеризации АО «ГТЭ» и филиалов ОАО «СО ЕЭС»

Объект диспетчеризации на территории Грузии



Объект диспетчеризации на территории России



- - передача проработанной диспетчерской заявки для дальнейшего рассмотрения (при необходимости);
- - передача ответа (согласованно/не согласованно) на диспетчерскую заявку;
- N** - номер очередности операции, которая может быть выполнена только после завершения всех операций с меньшим номером;



*Требования к оформлению и содержанию программ (типовых программ)  
переключений по выводу в ремонт и вводу в работу МГЛЭП*

1. Программы ( типовые программы ) переключений устанавливают порядок и последовательность операций при проведении переключений по выводу в ремонт ( вводу в работу ) МГЛЭП.

2. Указанная в программах ( типовых программах ) переключений по выводу в ремонт ( вводу в работу ) МГЛЭП последовательность операций должна обеспечивать безопасность персонала, участвующего в производстве переключений, и не допускать возникновения или развития нарушений нормального режима электрической части ЭС Грузии и ЕЭС России.

3. Программы ( типовые программы ) переключений по выводу в ремонт ( вводу в работу ) МГЛЭП утверждаются главным диспетчером ДЦ, в чьем диспетчерском управлении находится МГЛЭП, и согласовываются главным диспетчером соответствующего ДЦ Системного оператора, в операционной зоне которого расположен объект электроэнергетики, на котором производятся переключения.

4. На основе утвержденных программ ( типовых программ ) переключений по выводу в ремонт ( вводу в работу ) МГЛЭП в ДЦ Системных операторов, принимающих участие в производстве переключений, могут разрабатываться и утверждаться программы ( типовые программы ) переключений по выводу в ремонт ( вводу в работу ) МГЛЭП с соответствующей степенью детализации.

Детализация осуществляется путем расширения описания соответствующих пунктов в рамках нумерации программы ( типовой программы ), утвержденной диспетчерским центром, в диспетчерском управлении которого находится МГЛЭП.

Последовательность операций не должна противоречить утвержденной программе ( типовой программе ) переключений ДЦ, в чьем диспетчерском управлении находится МГЛЭП.

5. Типовые программы переключений должны своевременно пересматриваться при изменениях, связанных с:

- вводом в эксплуатацию нового электросетевого оборудования;
- заменой устаревшего электросетевого оборудования;
- реконструкцией распределительных устройств;
- включением новых или выводом из эксплуатации действующих устройств РЗА;

- организацией ремонтных работ;
- переименованием объектов диспетчеризации,

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

6. Ввод в действие утвержденных типовых программ переключений по выводу в ремонт (вводу в работу) МГЛЭП осуществляется письменным документом соответствующего ДЦ с указанием даты ввода в действие (с учетом необходимого времени для пересмотра бланков (типовых бланков) переключений на объектах электроэнергетики).

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

8. В программах (типовых программах) переключений для обозначения ЛЭП, оборудования, коммутационных аппаратов и устройств РЗА должны использоваться только диспетчерские наименования.

9. Программы (типовые программы) переключений по выводу в ремонт (вводу в работу) МГЛЭП должны содержать следующие разделы:

9.1. Текстовая часть:

9.1.1. *Наименование объекта диспетчеризации* с указанием номера программы переключений

9.1.2. *Цель программы*: вывод в ремонт (ввод в работу) МГЛЭП.

9.1.3. *Объекты переключений*: указываются объекты электроэнергетики, на которых производятся переключения.

9.1.4. *Условия выполнения переключений*:

9.1.4.1. *Схема электрических соединений*: Указываются фактические положения коммутационных аппаратов, заземляющих разъединителей, трансформаторов напряжения, устройств РЗА, для которых возможно применение этой программы.

9.1.4.2. *Наличие наведенного напряжения*.

9.2. Табличная часть:

9.2.1. *Мероприятия по подготовке к выполнению переключений*:

9.2.1.1. *Организационные*:

- подтверждение диспетчера ДЦ Системных операторов о готовности к производству ремонтных работ (окончания ремонтных работ) на МГЛЭП;

- согласование вывода в ремонт (включения в работу) МГЛЭП с ДЦ Системных операторов, в диспетчерском ведении которого она находится;

- сообщение в ДЦ Системных операторов, в информационном ведении которых находится МГЛЭП, о начале операций по выводу в ремонт (вводу в работу).

9.2.1.2. *Режимные*: подготовка электроэнергетического режима с указанием наименований сечений, ЛЭП, входящих в сечения, величины максимально допустимого перетока, прочих действий по выполнению режимных указаний (генерация электростанции, дефицит энергорайона и т.п.) на время операций по выводу в ремонт (вводу в работу) МГЛЭП.

9.2.1.3. *Порядок и последовательность выполнения операций*:



9.2.1.3.1. *Указывается объект электроэнергетик, на котором производятся переключения.*

9.2.1.3.2. *Указываются операции:*

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

9.2.1.3.3. *Указываются сообщения:*

- об отключении с противоположных сторон всех разъединителей, со стороны которых может быть подано напряжение на МГЛЭП, перед включением заземляющих разъединителей (при выводе МГЛЭП в ремонт);
- об отключении с противоположных сторон заземляющих разъединителей МГЛЭП, перед включением линейных разъединителей (при вводе МГЛЭП в работу).

9.2.1.3.4. *Указываются проверочные операции:*

- проверка отсутствия напряжения перед включением заземляющих разъединителей;
- проверка отключенного состояния заземляющих разъединителей перед включением разъединителей (при наличии нескольких заземляющих разъединителей в одном электрическом узле и включенном положении одного из них).

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

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

9.2.1.3.7. *Время отдачи (выполнения) команды:* (указывается время отдачи (выполнения) команд каждой операции программы переключений).

9.2.2. *Персонал, участвующий в производстве переключений:* указывается фамилия, инициалы, должность персонала, принимающего участие в производстве переключений.

**Приложение 6**  
к Положению об организации оперативно-  
диспетчерского управления параллельной работой  
ЭС Грузии и ЕЭС России

*Порядок согласования и регистрации корректировок планового почасового графика сальдо перетоков мощности (электроэнергии) по сечениям экспорта-импорта*

1. Корректировка плановых почасовых графиков сальдо перетоков мощности (электроэнергии) по сечениям экспорта-импорта (далее – плановые графики сальдо перетоков) возможна в случае согласованного изменения сальдо перетоков в сечении экспорта/импорта и допускается по следующим причинам:

- режим аварийной взаимопомощи (при наличии соответствующих договоров на оказание аварийной взаимопомощи);
- в иных случаях, связанных с изменением эксплуатационного состояния или технологического режима работы оборудования, влияющего на межгосударственные перетоки, когда отсутствует необходимость получения аварийной помощи.

2. При согласовании корректировки инициатором считается сторона, запросившая корректировку (ОАО «СО ЕЭС» или АО «ГТЭ»).

3. Все корректировки плановых графиков сальдо перетоков должны быть согласованы диспетчерским персоналом ОАО «СО ЕЭС» и АО «ГТЭ» при оперативном ведении режима с обязательным оформлением:

- диспетчерской заявки (инициатор корректировки оформляет диспетчерскую заявку в соответствии с Приложением 4 к настоящему Положению).

- актов сверки корректировок плановых почасовых графиков сальдо перетоков мощности (электроэнергии) по сечениям экспорта-импорта между ЭС Грузии с ЕЭС России (далее – Акты сверки);

4. При управлении режимом регистрация согласования корректировки плановых графиков сальдо перетоков в оперативном журнале должна иметь следующие реквизиты:

- Ф.И.О. диспетчера запросившего корректировку,
- Ф.И.О. диспетчера, согласовавшего корректировку,
- время начала корректировки (время московское),
- время окончания корректировки (время московское),
- скорректированный график сальдо перетоков.
- причина корректировки в соответствии с п.1;
- инициатор корректировки в соответствии с п.2.



5. В Акте сверки должны быть указаны:

– информация о действиях диспетчерского персонала по корректировке плановых графиков сальдо перетоков – в соответствии с Таблицей 1;

– расчет величин зарегистрированных почасовых объемов изменений плановых графиков сальдо перетоков с отнесением на инициативу и указанием причины – в соответствии с Таблицей 2.

6. Формирование и согласование Акта сверки проводится ответственными лицами ОАО «СО ЕЭС» и АО «ГТЭ» в следующие сроки:

Этапы	Время исполнения
Формирование Акта сверки ОАО «СО ЕЭС» и передача Акта сверки в АО «ГТЭ»	До 10-00 (мск) суток X+2 рабочих
Согласование полученного Акта сверки в АО «ГТЭ» и передача согласованного Акта сверки в ОАО «СО ЕЭС»	До 14-00 (мск) суток X+2 рабочих
Передача согласованного в ОАО «СО ЕЭС» Акта сверки в АО «ГТЭ»	До 17-00 (мск) суток X+2 рабочих

7. Оформленные ОАО «СО ЕЭС» и АО «ГТЭ» Акты сверки (и их электронные копии) подлежат хранению не менее 2-х лет.

**АКТ**  
 сверки корректировок плановых почасовых графиков салъдо перетоков мощности (электроэнергии)  
 по сечениям экспорта-импорта между ЭС Грузии с ЭЭС России за Дата

**Таблица 1**

Сверка действий диспетчерского персонала, приведших к корректировкам плановых почасовых графиков салъдо перетоков мощности

№ п/п	Наименование сечения экспорта-импорта	Время начала корректировки (мес) ЧЧ-ММ	Время окончания корректировки (мес) ЧЧ-ММ	Инициатива: (СО ЭЭС/ ГТЭ)	Скорректированный график, МВт	Причина (аварийная помощь/ согласованное изменение)	Комментарий
1	2	3	4	5	7	8	9
...							

**Таблица 2**

Зарегистрированные почасовые объемы изменений плановых почасовых графиков салъдо перетоков электроэнергии, МВтч

№ п/п	Наименование сечения экспорта/импорта	Причина (аварийная помощь/ согласованное изменение)	Инициатива					
			Часы суток					
			0-1	1-2	2-3	3-4	22-23	23-24

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

Подпись \_\_\_\_\_ (должность) / /

Дата \_\_\_\_\_

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

Подпись \_\_\_\_\_ (должность) / /

Дата \_\_\_\_\_



*Порядок взаимодействия АО «ГГЭ» и ОАО «СО ЕЭС» при оказании  
аварийной взаимопомощи*

1.1. Под аварийной взаимопомощью при сохранении параллельной работы ЭС Грузии и ЕЭС России понимаются поставки электроэнергии между ЭС Грузии и ЕЭС России в случае возникновения или угрозы возникновения электроэнергетического режима работы, который может повлечь за собой или уже вызвал сокращение объемов потребления или временное прекращение подачи электрической энергии потребителям на территории Грузии или Российской Федерации по причине отключения генерирующего или электросетевого оборудования (в том числе для производства ремонтных работ).

1.2. Поставка электроэнергии в режиме аварийной взаимопомощи осуществляется при обязательном наличии и на условиях заключенных между хозяйствующими субъектами, осуществляющими экспортно-импортные операции по купле/продаже электрической энергии, договоров на поставку электроэнергии при оказании аварийной взаимопомощи в режиме параллельной работы ЭС Грузии и ЕЭС России.

1.3. Поставки электроэнергии при оказании аварийной взаимопомощи реализуются путем изменения планового почасового графика сальдо перетоков мощности (электроэнергии) по сечениям экспорта/импорта между ЭС Грузии и ЕЭС России на взаимно согласованную величину мощности аварийной взаимопомощи с момента начала и до окончания реализации поставки при оказании аварийной взаимопомощи.

1.4. Аварийная взаимопомощь используется для предотвращения угрозы возникновения, развития и ликвидации нарушений нормального режима работы ЭС Грузии и ЕЭС России в следующих случаях:

1.4.1. Отключение генерирующего и/или электросетевого оборудования, приводящее к ограничению выдачи мощности электростанций, перегрузке другого электросетевого оборудования или требующее сокращения объемов потребления либо временного прекращения подачи электрической энергии потребителям на территории Грузии или Российской Федерации.

1.4.2. Отключение электросетевого оборудования, влияющего на пропускную способность контролируемого сечения и/или приводящее к перегрузке контролируемых сечений.

1.5. Изменение планового почасового графика сальдо перетоков мощности (электроэнергии), вызванное оказанием аварийной взаимопомощи

между ЕЭС России и ЭС Грузии, должно быть оформлено в соответствии с Порядком согласования и регистрации корректировок плановых почасовых графиков сальдо перетоков мощности (электроэнергии) по сечениям экспорта/импорта (приложение 6 к настоящему Положению).

1.6. При возникновении ситуаций, соответствующих признакам, указанным в п.1.4.1 настоящего Порядка, оказание аварийной взаимопомощи производится по запросу диспетчера АО «ГГЭ» или ОДУ Юга, в энергосистеме которого произошло отключение генерирующего и/или электросетевого оборудования.

1.7. При возникновении ситуаций, соответствующих признакам, указанным в п.1.4.2 настоящего Порядка, оказание аварийной взаимопомощи осуществляется в соответствии с командами диспетчера, руководящего ликвидацией нарушения нормального режима при перегрузке контролируемого сечения в соответствии с Инструкцией по предотвращению развития и ликвидации нарушений нормального режима электрической части ЭС Грузии и ЕЭС России.

1.8. Аварийная взаимопомощь запрашивается путем подачи диспетчерской заявки на оказание аварийной взаимопомощи или, в случае необходимости немедленного оказания аварийной взаимопомощи, путем обращения диспетчера одного Системного оператора к диспетчеру другого Системного оператора с запросом об оказании аварийной взаимопомощи и с последующим обязательным оформлением диспетчерской заявки.

1.9. В диспетчерской заявке на оказание аварийной взаимопомощи должны быть указаны:

- время начала и окончания поставки;
- причина запроса аварийной взаимопомощи;
- величина мощности аварийной взаимопомощи (с учетом ее изменения в течение периода оказания аварийной взаимопомощи и в соответствии с условиями договоров, указанных в п.1.2).