

УТВЕРЖДАЮ
Управляющий директор по
системным услугам и МТО
АО «КЕГОС»



В.К. Ли

«22» 09 2011 г.

УТВЕРЖДАЮ
Первый заместитель
Председателя Правления
ОАО «СО ЕЭС»



Н.Г. Шульгинов

«08» 09 2011 г.

ПОЛОЖЕНИЕ

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

СОДЕРЖАНИЕ

1. ТЕРМИНЫ И СОКРАЩЕНИЯ	3
2. ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ.....	7
3. ПОРЯДОК ВЗАИМООТНОШЕНИЙ	8
4. ПЛАНИРОВАНИЕ РЕЖИМОВ ПАРАЛЛЕЛЬНОЙ РАБОТЫ ЕЭС РОССИИ И ЕЭС КАЗАХСТАНА.....	10
5. УПРАВЛЕНИЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИМИ РЕЖИМАМИ ПАРАЛЛЕЛЬНОЙ РАБОТЫ ЕЭС РОССИИ И ЕЭС КАЗАХСТАНА.....	10
6. ПОРЯДОК ВЕДЕНИЯ ОПЕРАТИВНЫХ ПЕРЕГОВОРОВ	11
7. ПОРЯДОК ОФОРМЛЕНИЯ, ПОДАЧИ, РАССМОТРЕНИЯ И СОГЛАСОВАНИЯ ДИСПЕТЧЕРСКИХ ЗАЯВОК	13
8. ПОРЯДОК ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ РАЗВИТИЯ И ЛИКВИДАЦИИ НАРУШЕНИЙ НОРМАЛЬНОГО РЕЖИМА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЧАСТИ ЕЭС РОССИИ И ЕЭС КАЗАХСТАНА.....	18
9. ПОРЯДОК ПРОИЗВОДСТВА ПЕРЕКЛЮЧЕНИЙ НА МГЛЭП	20
10. ПРОЧИЕ ПОЛОЖЕНИЯ.....	21
ПРИЛОЖЕНИЕ 1.....	22
ПРИЛОЖЕНИЕ 2.....	25
ПРИЛОЖЕНИЕ 3.....	66
ПРИЛОЖЕНИЕ 4.....	68
ПРИЛОЖЕНИЕ 5.....	74
ПРИЛОЖЕНИЕ 6.....	78

1. Термины и сокращения

Диспетчерский персонал – работники (диспетчеры) диспетчерского центра, уполномоченные от имени диспетчерского центра 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 или технологический режим работы объекта диспетчеризации. 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 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 технологическими режимами работы и эксплуатационным состоянием объектов диспетчеризации, при которой технологические режимы работы или эксплуатационное состояние объектов диспетчеризации изменяются только по диспетчерской команде диспетчера соответствующего диспетчерского центра;

Диспетчерское ведение – организация управления технологическими режимами работы и эксплуатационным состоянием объектов диспетчеризации, при которой технологические режимы работы или эксплуатационное состояние объектов диспетчеризации изменяются только по согласованию с соответствующим диспетчерским центром;

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 сети, определяемых диспетчерским центром АО «КЕГОС» и ОАО «СО ЕЭС»,

перетоки мощности по которым контролируются в целях обеспечения устойчивой работы, надежности и живучести энергосистем;

Воздушная линия электропередачи (ВЛ) – устройство для передачи электроэнергии по проводам, расположенным на открытом воздухе. За начало и конец ВЛ принимаются линейные порталы или линейные вводы РУ, а для отпаек – отпаечные опоры и линейный портал или линейный ввод РУ;

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

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

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;

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, в том числе объекты электросетевого хозяйства;

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 электроэнергетики и энергопринимающие устройства потребителей электрической энергии, управление взаимосвязанными технологическими режимами работы которых осуществляет соответствующий диспетчерский центр;

Плановый почасовой график сальдо перетоков мощности по сечению экспорта-импорта – график среднечасовых значений электрической мощности

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 по оперативно-диспетчерскому управлению осуществляет ОАО «СО ЕЭС», в Республике Казахстан – филиал АО «KEGOC» НДЦ СО;

Суточный почасовой диспетчерский график – совокупность плановых почасовых графиков сальдо перетоков мощности по сечениям экспорта-импорта;

Технологический режим работы объекта электроэнергетики или энергопринимающих устройств потребителя электрической энергии – процесс, протекающий в технических устройствах объекта электроэнергетики или энергопринимающей установки потребителя электрической энергии, и состояние этого объекта или установки (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 оборудования и устройств – оперативное состояние оборудования и устройств: работа, резерв, ремонт, консервация;

Энергетическая система – совокупность производственных и иных имущественных объектов электроэнергетики, связанных единым процессом производства (в том числе производства в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии) и передачи электрической энергии в условиях централизованного оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике;

Электроэнергетический режим энергосистемы – единый процесс производства, преобразования, передачи и потребления электрической энергии в

энергосистеме и состояние объектов электроэнергетики и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии (включая схемы электрических соединений объектов электроэнергетики).

В Положении применены следующие обозначения и сокращения:

ОАО «СО ЕЭС»	–	ОАО «Системный оператор Единой энергетической системы»;
АО «KEGOC»	–	АО «Kazakhstan Electricity Grid Operating Company» (Казахстанская компания по управлению электрическими сетями);
АСДУ	–	автоматизированная система диспетчерского управления;
ВЛ	–	воздушная линия электропередачи;
ДЦ	–	диспетчерский центр;
ЛЭП	–	линия электропередачи;
МГЛЭП	–	межгосударственная линия электропередачи;
НДЦ СО	–	филиал АО «KEGOC» Национальный диспетчерский центр Системного оператора;
ОГ	–	отключение генераторов;
ОН	–	отключение нагрузки;
ОДУ	–	филиал ОАО «СО ЕЭС» объединенное диспетчерское управление;
ПА	–	противоаварийная автоматика;
РА	–	режимная автоматика;
РЗ	–	релейная защита;
РЗА	–	релейная защита и электроавтоматика, в том числе РЗ, ПА и РА;
РДУ	–	филиал ОАО «СО ЕЭС» Региональное диспетчерское управление;
РДЦ	–	региональный диспетчерский центр филиала МЭС АО «KEGOC»;
СДТУ	–	средства диспетчерского и технологического управления;
ЦДУ	–	центральное диспетчерское управление (главный диспетчерский центр ОАО «СО ЕЭС»).

2. Основные положения

2.1. Настоящее положение устанавливает порядок взаимодействия диспетчерских центров ОАО «СО ЕЭС» и НДЦ СО (далее – совместно упоминаемых как «ДЦ Системных операторов») при организации оперативно-диспетчерского управления параллельной работой ЕЭС России и ЕЭС Казахстана и определяет:

- порядок планирования электроэнергетических режимов параллельной работы ЕЭС России и ЕЭС Казахстана;
- порядок планирования ремонтов электросетевого оборудования, устройств релейной защиты, противоаварийной и режимной автоматики, являющихся объектами диспетчеризации ДЦ Системных операторов;
- порядок управления электроэнергетическими режимами параллельной работы ЕЭС России и ЕЭС Казахстана;
- порядок производства переключений по изменению эксплуатационного состояния (выводу в ремонт и вводу в работу) объектов диспетчеризации;
- 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 ведения оперативных переговоров диспетчерским персоналом ДЦ Системных операторов;
- порядок предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима электрической части ЕЭС России и ЕЭС Казахстана;
- перечень объектов диспетчеризации с их распределением по способу управления.

2.2. Задачами оперативно-диспетчерского управления параллельной работой ЕЭС России и ЕЭС Казахстана являются:

- регулирование частоты электрического тока, регулирование сальдо перетоков мощности для поддержания частоты в нормальном диапазоне;
- регулирование перетоков мощности по сечениям экспорта-импорта для выполнения суточного почасового диспетчерского графика;
- диспетчерское управление технологическими режимами работы и эксплуатационным состоянием объектов диспетчеризации;
- поддержание уровней напряжения в заданных контрольных пунктах и минимизация перетоков реактивной мощности между ЕЭС России и ЕЭС Казахстана;
- планирование электроэнергетических режимов параллельной работы ЕЭС России и ЕЭС Казахстана;

- регулирование перетоков активной мощности в контролируемых сечениях;
- размещение и поддержание резервов мощности;
- предотвращение развития и ликвидация нарушений нормального режима электрической части ЕЭС России и ЕЭС Казахстана.

3. Порядок взаимоотношений

3.1. Диспетчерское управление режимами параллельной работой ЕЭС России и ЕЭС Казахстана осуществляется следующими диспетчерскими центрами:

- от ЕЭС России – ОАО «СО ЕЭС» в составе:
 - ЦДУ;
 - ОДУ Сибири;
 - ОДУ Урала;
 - ОДУ Средней Волги;
 - ОДУ Юга;
 - Алтайское РДУ;
 - Астраханское РДУ;
 - Волгоградское РДУ;
 - Омское РДУ;
 - Курганское РДУ;
 - Челябинское РДУ;
 - Оренбургское РДУ;
 - Самарское РДУ;
 - Саратовское РДУ.
- от ЕЭС Казахстана – АО «КЕГОС» в составе:
 - НДЦ СО;
 - Акмолинский РДЦ;
 - Актюбинский РДЦ;
 - Восточный РДЦ;
 - Западный РДЦ;
 - Костанайский РДЦ;
 - Северный РДЦ.

3.2. Взаимодействие нижестоящих ДЦ АО «КЕГОС» (РДЦ) и ОАО «СО ЕЭС» (РДУ) по вопросам, не урегулированным настоящим Положением, в отношении ЛЭП, оборудования, 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 ЕЭС России и ЕЭС Казахстана.

3.4. 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 ЕЭС России и ЕЭС Казахстана, согласовываются ДЦ Системных операторов в соответствующих инструкциях.

3.5. Перечень объектов диспетчеризации с их распределением по способу управления формируется ДЦ Системных операторов. Приложением 2 к настоящему Положению определяется перечень объектов диспетчеризации ОАО «СО ЕЭС» и АО «КЕГОС» с их распределением по способу управления.

3.6. Объекты диспетчеризации распределяются по способу управления по двум категориям:

- диспетчерское управление;
- диспетчерское ведение.

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

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

3.9. Организация межсистемного обмена информацией, включающего обмен телеинформацией и диспетчерско-технологическую телефонную связь, между ДЦ Системных операторов с учетом организации цифровых каналов связи определяется отдельным соглашением об информационном обмене.

В рамках указанного соглашения Системными операторами утверждается перечень телеизмерений и телесигналов, в том числе ретранслируемых в соответствующие нижестоящие ДЦ Системных операторов.

3.10. Соответствующие ДЦ Системных операторов, осуществляющие технологическое взаимодействие, должны ежегодно до 01 января каждого года обмениваться:

- списками диспетчерского персонала и списками лиц из числа административно-технического персонала, имеющих право согласования диспетчерских заявок и актов согласования корректировок суточного почасового диспетчерского графика. Все списки должны представляться с указанием ФИО (полностью), должности и номеров телефонов персонала отдельно по каждому

ДЦ. ДЦ обязаны своевременно уведомлять о внесенных в списки корректировках;

– нормальными схемами электрических соединений электростанций и подстанций, на которых расположены объекты диспетчеризации ДЦ Системных операторов;

– нормальными схемами электрических соединений объектов электроэнергетики, расположенных в операционных зонах ДЦ Системных операторов (схемами энергосистем).

4. Планирование режимов параллельной работы ЕЭС России и ЕЭС Казахстана

4.1 Планирование режимов параллельной работы ЕЭС Казахстана и ЕЭС России осуществляется ОАО «СО ЕЭС» и АО «KEGOC» (НДЦ СО) в соответствии с взаимосогласованным порядком.

Координатором годового, месячного и суточного планирования является ОАО «СО ЕЭС», которое осуществляет формирование и актуализацию расчетной электроэнергетической модели с учетом предоставленных АО «KEGOC» (НДЦ СО) и ОАО «ФСК ЕЭС» данных, а также проведение расчетов с ее использованием и предоставление АО «KEGOC» результатов расчетов в соответствии с взаимосогласованным порядком.

4.2 По инициативе ОАО «СО ЕЭС» или АО «KEGOC» (НДЦ СО) и по согласованию между ними, суточный почасовой диспетчерский график может быть скорректирован в соответствии с взаимосогласованным порядком.

5. Управление электроэнергетическими режимами параллельной работы ЕЭС России и ЕЭС Казахстана

5.1. Управление электроэнергетическими режимами параллельной работы ЕЭС России и ЕЭС Казахстана 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 АО «KEGOC» и ОАО «СО ЕЭС»:

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 значений частоты до нормального диапазона значений должно обеспечиваться ОАО «СО ЕЭС» (ЦДУ) за время, не превышающее 15 минут).

АО «КЕГОС» (НДЦ СО) обеспечивает исполнение суточного почасового диспетчерского графика с коррекцией по частоте. Коэффициент частотной коррекции, на величину которого изменяется значение планового почасового графика сальдо перетока мощности при изменении частоты, ежегодно утверждается Комиссией по оперативно-технологической координации совместной работы энергосистем стран СНГ и Балтии (КОТК).

5.3. Среднечасовые значения электрической мощности суточного почасового диспетчерского графика 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. 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 ЕЭС России и (или) ЕЭС Казахстана, используемая диспетчерским персоналом Системных операторов при осуществлении функций по управлению электроэнергетическим режимом параллельной работы ЕЭС России и ЕЭС Казахстана;

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

6.2. Диспетчерский персонал ОАО «СО ЕЭС» и АО «КЕГОС» имеет право вести оперативные переговоры с руководством ДЦ и диспетчерским персоналом, включенным в списки персонала, имеющего право ведения оперативных переговоров.

6.3. При ведении оперативных переговоров объекты электроэнергетики и объекты диспетчеризации должны называться полностью в соответствии с принятыми наименованиями. Диспетчерские наименования объектов диспетчеризации и наименования объектов электроэнергетики приведены в Приложениях 1 и 2 к настоящему положению. Отступление от технической терминологии и диспетчерских наименований в процессе ведения оперативных переговоров категорически запрещается.

6.4. Оперативные переговоры по прямым каналам диспетчерской связи 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).

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

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

6.7. Команда диспетчерского персонала по вопросам, входящим в его компетенцию, обязательна к исполнению диспетчерским персоналом ДЦ Системных операторов.

6.8. 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»*.

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

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

6.11. Диспетчерскому персоналу запрещается отдавать и выполнять команды, содержащие нарушения требований национальных правил по охране труда (правил безопасности) при эксплуатации электроустановок, а также команды, которые создают угрозу жизни людей, сохранность оборудования 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).

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

Звукозаписи оперативных переговоров диспетчерского персонала относятся к информации строгого учета и подлежат хранению до 3-х лет, но не менее 5 месяцев.

6.13. Команды (согласования) диспетчерского персонала при оперативном изменении суточного почасового диспетчерского графика должны фиксироваться в диспетчерской документации.

6.14. Рабочим языком в процессе оперативно-диспетчерского управления параллельной работой ЕЭС России и ЕЭС Казахстана и связанного с

ним ведения документации принимается русский язык.

В оперативных переговорах и технологической документации принимается московское время.

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

7.1. На основании согласованного перечня объектов диспетчеризации (приложение 2 к настоящему Положению) ДЦ Системного оператора направляет запрос в соответствующий ДЦ Системных операторов 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 диспетчерских заявок между ДЦ Системных операторов указаны в приложении 4 к настоящему Положению.

7.2. На основании согласованных АО «КЕГОС»(НДЦ СО) и ОАО «СО ЕЭС» (ЦДУ) графиков ремонтов объектов диспетчеризации диспетчерская заявка оформляется ДЦ и подается в соответствующие ДЦ Системных операторов на основании согласованного регламента взаимной подачи, проработки, рассмотрения и согласования плановых диспетчерских заявок.

7.3. 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 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 графиках ремонта) и необходимость которых возникла в процессе эксплуатации объектов диспетчеризации;

– **неотложные заявки (НО)¹** – 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

¹ Категория «неотложные заявки» применяется для работ, выполняемых на территории операционной зоны диспетчерских центров ОАО «СО ЕЭС». Аналогичные работы, выполняемые на территории операционной зоны НДЦ СО, оформляются аварийной диспетчерской заявкой

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.

В таблице 1 приведен регламент взаимной подачи, проработки, рассмотрения и согласования плановых и неплановых диспетчерских заявок между ДЦ ОАО «СО ЕЭС» (ЦДУ, ОДУ) и АО «КЕГОС» (НДЦ СО).

Таблица 1

День недели	Прием заявок на	Время приема на рассмотрение	Время передачи ответов
Понедельник	Четверг	Понедельник до 10 ⁰⁰	На среду до 17 ³⁰
Вторник	Пятницу, субботу, воскресенье, понедельник	Вторник до 10 ⁰⁰	На четверг до 17 ³⁰
Среда	Суббота, воскресенье, понедельник	Среда до 10 ⁰⁰	На пятницу до 17 ³⁰
Четверг	Вторник	Четверг до 10 ⁰⁰	На субботу, воскресенье, понедельник до 17 ³⁰
Пятница	Среду	Пятница до 10 ⁰⁰	На вторник до 16 ⁰⁰

Сроки подачи заявок на праздничные дни и первый после праздника рабочий день устанавливаются по отдельному согласованию между ДЦ ОАО «СО ЕЭС» (ЦДУ) и АО «КЕГОС» (НДЦ СО).

7.4. 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.).

7.5. Неотложные диспетчерские заявки разрешается подавать в любое время суток непосредственно диспетчерам ДЦ Системных операторов, в диспетчерском управлении или ведении которых находится отключаемое оборудование.

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

7.6. 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.

7.7. Аварийная диспетчерская заявка оформляется ДЦ АО «КЕГОС» или ОАО «СО ЕЭС» в возможно короткий срок, но не более 24 часов с момента отключения объекта диспетчеризации, и должна содержать причины отключения и ориентировочный срок ремонта.

7.8. Диспетчерские заявки делятся на следующие виды:

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

7.9. Оформление и передача диспетчерских заявок осуществляется посредством использования межмашинного обмена между программными комплексами ДЦ Системных операторов. При невозможности его использования допускается передача диспетчерских заявок любым другим способом. Принятые в этом случае диспетчерские заявки впоследствии оформляются ДЦ в программном комплексе.

Рекомендуемая форма диспетчерских заявок приведена в приложении 4 к настоящему Положению.

7.10. Диспетчерские заявки не подлежат согласованию, если

соответствующим ДЦ 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, установленным нормативными правовыми актами, действующими на территории Российской Федерации и Республики Казахстан;
- нарушению устойчивости режима работы ЕЭС России и ЕЭС Казахстана;
- угрозе жизни и здоровью людей и повреждению оборудования;
- возможности возникновения недостатка электрической энергии (электрической мощности) в ЕЭС России или ЕЭС Казахстана.

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

7.12. Диспетчерская заявка, подаваемая в ДЦ Системных операторов, должна быть рассмотрена технологическими службами ДЦ, в операционной зоне которого производятся работы, и подписана главным диспетчером (лицом его замещающим) ДЦ подающего диспетчерскую заявку.

7.13. 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 на срок, соответствующий регламенту.

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

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

7.16. 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.

7.17. 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 ЕЭС России и ЕЭС Казахстана;
- 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 ЕЭС России и ЕЭС Казахстана при всей совокупности выполняемых в это же время работ по заявкам;
- реализуемость суточного почасового диспетчерского графика;
- дополнительные условия согласования заявок: ввод в работу объекта диспетчеризации, выполнение дополнительных режимных мероприятий и т.п.

7.18. Закрытые диспетчерские заявки должны храниться в ДЦ Системных операторов (в электронном виде или на бумажном носителе) в течение трех лет с момента закрытия заявки.

7.19. Независимо от наличия согласованной диспетчерской заявки, изменение эксплуатационного состояния или технологического режима работы объекта диспетчеризации, находящегося в диспетчерском управлении (ведении) ДЦ АО «КЕГОС» или ОАО «СО ЕЭС», производится только по команде (согласованию) диспетчера соответствующего ДЦ, полученного непосредственно перед началом работ для реализации согласованной диспетчерской заявки.

7.20. По решению диспетчеров ДЦ Системных операторов в случае незапланированного изменения схемно-режимной ситуации в ЕЭС России или ЕЭС Казахстана и невозможности реализации разрешенной диспетчерской заявки, вывод из работы (ввод в работу, проведение испытаний) объекта диспетчеризации может быть задержан или отменен. В этом случае диспетчеры соответствующих ДЦ обязаны уведомить о причинах принятого решения.

7.21. В случае ввода ремонтируемого оборудования в срок аварийной готовности по команде диспетчера руководящего ликвидацией нарушения нормального режима, заявка на ремонт данного оборудования не закрывается, а после ликвидации нарушения нормального режима, данное оборудование выводится в ремонт по первичной заявке, при соответствии схемно-режимных

условий, учтенных в первичной заявке.

8. Порядок предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима электрической части ЕЭС России и ЕЭС Казахстана

8.1. Ликвидация нарушения нормального режима электрической части ЕЭС России и ЕЭС Казахстана осуществляется путем управления технологическим режимом работы и эксплуатационным состоянием объектов диспетчеризации, направленного на:

- устранение опасности для обслуживающего персонала и оборудования, не затронутого нарушением;
- предотвращение развития и локализацию нарушения нормального режима;
- восстановление в кратчайший срок электроснабжения потребителей и качества электроэнергии;
- создание наиболее надежной послеаварийной схемы параллельной работы ЕЭС России и ЕЭС Казахстана, отдельных частей энергосистем или объектов электроэнергетики.

8.2. Диспетчеры ДЦ Системных операторов при ликвидации нарушения нормального режима электрической части ЕЭС России и ЕЭС Казахстана обязаны принять все меры для предотвращения нарушения параллельной работы энергосистем. Диспетчер, руководящий ликвидацией нарушений нормального режима, имеет право отдавать диспетчерам ДЦ Системных операторов необходимые диспетчерские команды.

8.3. Реализация аварийного резерва мощности в пределах ± 300 МВт (в том числе 50 МВт в западной зоне ЕЭС Казахстана) осуществляется по команде диспетчера ДЦ АО «КЕГОС» (НДЦ СО) и ОАО «СО ЕЭС» (ЦДУ) в соответствии с Порядком взаимодействия, согласования и регистрации корректировок суточного почасового диспетчерского графика при оказании аварийной взаимопомощи (приложение 6 к настоящему Положению). В случае недостаточности аварийного резерва мощности для предотвращения разделения ЕЭС России и ЕЭС Казахстана допускается использование остальных имеющихся резервов энергосистем.

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

8.5. Диспетчеры ДЦ Системных операторов о каждой операции по ликвидации нарушения нормального режима докладывают диспетчеру, руководящему ликвидацией, не дожидаясь получения запроса.

8.6. 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 энергопринимающих устройств потребителей, перегрузка электрооборудования, возникновение возгораний, несчастные случаи с людьми и т.п.);
- причины возникновения нарушения нормального режима (если они установлены).

8.7. 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).

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

8.9. 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.

8.10. Диспетчерскому персоналу ДЦ Системных операторов не рекомендуется производить приемку и сдачу смены, если указанный диспетчерский персонал непосредственно участвует в процессе предотвращения развития и ликвидации нарушения нормального режима.

8.11. Распределение функций между диспетчерским персоналом ДЦ Системных операторов при ликвидации нарушения нормального режима работы электрической части ЕЭС России и ЕЭС Казахстана 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 их ликвидации;
- диспетчерский персонал во время ликвидации нарушений нормального режима в операционной зоне 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.

8.12. Ликвидация нарушения нормального режима на межсистемных электрических связях ЕЭС Казахстана с ЕЭС России осуществляется под координацией диспетчера ОАО «СО ЕЭС» (ЦДУ). Порядок взаимодействия диспетчерского персонала ДЦ Системных операторов при ликвидации нарушений нормального режима определяется Инструкцией по предотвращению развития и ликвидации нарушений нормального режима электрической части ЕЭС России и ЕЭС Казахстана. В зависимости от характера и масштаба нарушения нормального режима Инструкцией определяется ДЦ, под непосредственным руководством которого осуществляется ликвидация технологического нарушения.

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 ЕЭС России и ЕЭС Казахстана, 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 5 к настоящему Положению.

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

9.3. Диспетчер, в диспетчерском управлении которого находится МГЛЭП, должен заблаговременно подтвердить возможность производства переключений в указанный в заявке срок и согласовать с диспетчером ДЦ Системных операторов, 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.

9.4. После производства переключений по выводу из работы МГЛЭП диспетчер, в диспетчерском управлении которого она находится, подтверждает диспетчеру сопредельной энергосистемы, задействованному в данных переключениях, выполнение необходимых предварительных мероприятий по отключению, заземлению, переключению во вторичных цепях, уточняет срок аварийной готовности и время, до которого должны быть завершены ремонтные работы.

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

10. Прочие положения

10.1. Настоящее Положение вступает в силу 07 октября 2011г., после подписания его Системными операторами. Настоящее Положение действует в течение срока действия Договора № 400 О параллельной работе электроэнергетических систем Республики Казахстан и Российской Федерации от 23 апреля 2010 г.

10.2. Изменения и дополнения в настоящее Положение могут быть внесены по взаимной договоренности Системных операторов путем обмена официальными письмами.

10.3. В случае необходимости внесения изменений и дополнений в Приложения 1 – 6 настоящего Положения они также производятся путем обмена письмами, подписанными уполномоченными лицами Системных операторов, к компетенции которых отнесено решение данных вопросов.

10.4. В случае принятия законодательными или исполнительными органами государств Сторон решений, препятствующих нормальному 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.

Приложение 1
к Положению об организации
оперативно-диспетчерского управления
параллельной работой ЕЭС Казахстана
и ЕЭС России

УТВЕРЖДАЮ


Главный диспетчер
Филиала АО «КЕГОС» «НДЦ СО»

 Е.Т. Шинасилов

«21» 09 2011 г.

УТВЕРЖДАЮ

Директор по управлению
режимами ЕЭС – главный
диспетчер ОАО «СО ЕЭС»

 С.А. Павлушко

«1» сентября 2011 г.

**Перечень межгосударственных линий электропередачи, входящих в сечения
экспорта-импорта между ЕЭС России и ЕЭС Казахстана**

№ п.п.	Диспетчерское наименование МГЛЭП	Операционная зона ДЦ	
		ОАО «СО ЕЭС» (РДУ)	АО «КЕГОС» (РДЦ)
1	2	4	5
1 Сечение экспорта-импорта Россия – Северный Казахстан + Актюбинск			
1.1	ВЛ 500 кВ ЕЭК – Иртышская	Омское РДУ	Северный РДЦ
1.2	ВЛ 500 кВ ЕЭК – Рубцовская	Алтайское РДУ	Северный РДЦ
1.3	ВЛ 500 кВ Ириклинская ГРЭС – Житикара	Оренбургское РДУ	Костанайский РДЦ
1.4	ВЛ 500 кВ Костанайская - Челябинская (Л-1103)	Челябинское РДУ	Костанайский РДЦ
1.5	ВЛ 500 кВ Курган – Аврора	Курганское РДУ	Акмолинский РДЦ
1.6	ВЛ 500 кВ Рубцовская – Усть- Каменогорская	Алтайское РДУ	Восточный РДЦ
1.7	ВЛ 500 кВ Таврическая – Аврора	Омское РДУ	Акмолинский РДЦ
1.8	ВЛ 500 кВ Троицкая ГРЭС – Сокол	Челябинское РДУ	Костанайский РДЦ
1.9	ВЛ 500 кВ Экибастузская 1150 – Алтай	Алтайское РДУ	Северный РДЦ
1.10	ВЛ 500 кВ Экибастузская ГРЭС 1– Таврическая	Омское РДУ	Северный РДЦ
1.11	ВЛ 220 кВ Аврора – Макушино	Курганское РДУ	Акмолинский РДЦ
1.12	ВЛ 220 кВ Новотроицкая – Ульке	Оренбургское РДУ	Актюбинский РДЦ
1.13	ВЛ 220 кВ Орская – Актюбинская	Оренбургское РДУ	Актюбинский РДЦ
1.14	ВЛ 220 кВ Орская – Кимперсай	Оренбургское РДУ	Актюбинский РДЦ
1.15	ВЛ 220 кВ Троицкая ГРЭС – Приуральская	Челябинское РДУ	Костанайский РДЦ
1.16	ВЛ 110 кВ Акбулакская – Яйсан	Оренбургское РДУ	Актюбинский РДЦ (ТОО «Энергосистема»)
1.17	ВЛ 110 кВ Горняк – Жезкент №1 ВЛ 110 кВ Горняк – Жезкент №2	Алтайское РДУ	Восточный РДЦ (Жезкентский ГОК)

			филиала ОАО "Корпорации Казахмыс" "Восток Казмедь")
1.18	ВЛ 110 кВ Карталы- Районная – Кара-Оба	Челябинское РДУ	Костанайский РДЦ (ТОО "Межрегионэнерго транзит")
1.19	ВЛ 110 кВ Киембай – Щербаковская с отпайкой на ПС Союзная	Оренбургское РДУ	Актюбинский РДЦ (ТОО «Энергосистема»)
1.20	ВЛ 110 кВ Литейная – Петухово-Т с отпайкой на ПС Горбуново	Курганское РДУ	Акмолинский РДЦ (ТОО "СевКазЭнерго Петропавловск")
1.21	ВЛ 110 кВ Мамлютка – Петухово-Т с отпайкой на ПС Горбуново	Курганское РДУ	Акмолинский РДЦ (ТОО "СевКазЭнерго Петропавловск")
1.22	ВЛ 110 кВ Маралды – Кулунда №1 ВЛ 110 кВ Маралды – Кулунда №2	Алтайское РДУ	Северный РДЦ (АО "ПРЭК")
1.23	ВЛ 110 кВ Павлодарская – Кулунда	Алтайское РДУ	Северный РДЦ
1.24	ВЛ 110 кВ Пригородная – Восточная	Челябинское РДУ	Костанайский РДЦ (ТОО "Межрегионэнерго транзит")
1.25	ВЛ 110 кВ Ракитная – Баталы	Челябинское РДУ	Костанайский РДЦ (ТОО "Межрегион энерготранзит")
1.26	ВЛ 110 кВ Троицкая ГРЭС – Станционная	Челябинское РДУ	Костанайский РДЦ (ТОО "Межрегионэнерго транзит")
1.27	ВЛ 110 кВ Юбилейная - Зарослое с отпайкой на ПС Юнино	Омское РДУ	Акмолинский РДЦ (ТОО "СевКазЭнерго Петропавловск")
1.28	ВЛ 110 кВ Юбилейная – Кара-Гуга с отпайкой на ПС Юнино	Омское РДУ	Акмолинский РДЦ (ТОО "СевКазЭнерго Петропавловск")
2 Сечение экспорта-импорта Россия (Сибирь) – Северный Казахстан (РЖД)			
2.1	ВЛ 220 кВ Валиханово – Иртышская	Омское РДУ	Северный РДЦ
2.2	ВЛ 220 кВ Мынкуль – Иртышская	Омское РДУ	Северный РДЦ
2.3	ВЛ 220 кВ Районная – Валиханово	Новосибирское РДУ	Северный РДЦ
2.4	ВЛ 220 кВ Урожай – Мынкуль	Новосибирское РДУ	Северный РДЦ
3 Сечение экспорта-импорта Россия – Западный Казахстан (Аксай)			
3.1	ВЛ 110 кВ Илекская – Жарсуат	Оренбургское РДУ	Актюбинский РДЦ
4 Сечение экспорта-импорта Россия – Западный Казахстан (Уральск)			
4.1	ВЛ 220 кВ Балаковская АЭС – Степная	Саратовское РДУ	Актюбинский РДЦ
4.2	ВЛ 220 кВ Кинель – Уральская	Самарское РДУ	Актюбинский РДЦ
4.3	ВЛ 220 кВ Южная – Степная	Самарское РДУ	Актюбинский РДЦ

4.4	ВЛ 110 кВ Верхний Баскунчак – Сайхин	Астраханское РДУ	Актюбинский РДЦ (АО "ЗК РЭК")
4.5	ВЛ 110 кВ Джаныбек – Эльтон с отпайкой на ПС Приозерная	Волгоградское РДУ	Актюбинский РДЦ (АО "ЗК РЭК")
4.6	ВЛ 110 кВ Изобильновская - Чингирлау	Оренбургское РДУ	Актюбинский РДЦ (АО "ЗК РЭК")
4.7	ВЛ 110 кВ Кайсацкая- Джаныбек с отпайкой на ПС Светлана	Волгоградское РДУ	Актюбинский РДЦ (АО "ЗК РЭК")
4.8	ВЛ 110 кВ Озинки – Семиглавый Мар	Саратовское РДУ	Актюбинский РДЦ (АО "ЗК РЭК")
5 Сечение экспорта-импорта Россия – Западный Казахстан (Атырау)			
5.1	ВЛ 110 кВ Бузанская – Шортанбай с отпайкой на ПС ГНСВ «Кигач»	Астраханское РДУ	Западный РДЦ (ОАО "Атырау Жарык")
5.2	ВЛ 110 кВ Бузанская – ГНСВ «Кигач»	Астраханское РДУ	Западный РДЦ (ОАО "Атырау Жарык")
5.3	ВЛ 110 кВ Верхний Баскунчак – Суяндук	Астраханское РДУ	Западный РДЦ (ОАО "Атырау Жарык")

Приложение 2

к Положению об организации оперативно -
диспетчерского управления параллельной
работой ЕЭС Казахстана и ЕЭС России

УТВЕРЖДАЮ

Главный диспетчер
Филиала АО «KEGOC» «НДЦ СО»

 Е.Т. Шинасилов

«21» 09 2011 г.

УТВЕРЖДАЮ

Директор по управлению
режимами ЕЭС – главный
диспетчер ОАО «СО ЕЭС»

 С.А. Павлушко

«1» сентября 2011 г.

Перечень объектов диспетчеризации диспетчерских центров ОАО «СО ЕЭС» и
АО «KEGOC» с их распределением по способу управления

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
1.1. ЛЭП 1150 кВ				
1.1.1.	ВЛ 1150 кВ Костанайская – Кокшетауская (Л-1102)	НДЦ СО	ЦДУ ОДУ Урала Акмолинский РДЦ, Костанайский РДЦ	Акмолинский РДЦ, Костанайский РДЦ
1.1.2.	ВЛ 1150 кВ Кокшетауская – Экибастузская (Л-1101)	НДЦ СО	ЦДУ ОДУ Сибири ОДУ Урала* Акмолинский РДЦ, Северный РДЦ	Акмолинский РДЦ, Северный РДЦ
1.2. ЛЭП 500 кВ				
1.2.1.	ВЛ 500 кВ Аврора – Кокшетауская (Л-5191)	НДЦ СО	ЦДУ ОДУ Урала Акмолинский РДЦ	Акмолинский РДЦ
1.2.2.	ВЛ 500 кВ Алтай – Барнаульская № 1	ОДУ Сибири	ЦДУ НДЦ СО (одновременное отключение ВЛ 500 кВ Алтай – Барнаульская №1, №2) Алтайское РДУ*	

№ п.п.	Диспетчерское наименование ЛЭП (сокращенное диспетчерское наименование ЛЭП)	Управление	Ведение	
			ЛЭП	Устройства РЗ, АПВ, АВР
1	2	3	4	5
1.2.3.	ВЛ 500 кВ Алтай – Барнаульская № 2	ОДУ Сибири	ЦДУ Алтайское РДУ* НДЦ СО (одновременное отключение ВЛ 500 кВ Алтай – Барнаульская №1, №2)	
1.2.4.	ВЛ 500 кВ Барабинская – Таврическая	ОДУ Сибири	ЦДУ НДЦ СО Омское РДУ Новосибирское РДУ	Омское РДУ Новосибирское РДУ
1.2.5.	ВЛ 500 кВ ЕЭК – Иртышская	ОДУ Сибири	ЦДУ НДЦ СО Омское РДУ Северный РДЦ	НДЦ СО Омское РДУ Северный РДЦ
1.2.6.	ВЛ 500 кВ Есиль – ЦГПП (Л-5071)	НДЦ СО	ЦДУ ОДУ Урала Акмолинский РДЦ	Акмолинский РДЦ
1.2.7.	ВЛ 500 кВ ЕЭК – Рубцовская	НДЦ СО	ЦДУ ОДУ Сибири Алтайское РДУ Северный РДЦ	ОДУ Сибири Алтайское РДУ Северный РДЦ
1.2.8.	ВЛ 500 кВ Житикара – Ульке (Л-5740)	НДЦ СО	ЦДУ ОДУ Урала Оренбургское РДУ Костанайский РДЦ Актюбинский РДЦ	Костанайский РДЦ Актюбинский РДЦ
1.2.9.	ВЛ 500 кВ Заря – Барабинская	ОДУ Сибири	ЦДУ НДЦ СО Новосибирское РДУ Омское РДУ	Новосибирское РДУ
1.2.10.	ВЛ 500 кВ Ириклинская ГРЭС – Газовая	ОДУ Урала	ЦДУ НДЦ СО* Оренбургское РДУ Башкирское РДУ	Оренбургское РДУ
1.2.11.	ВЛ 500 кВ Ириклинская ГРЭС – Житикара	ОДУ Урала	ЦДУ НДЦ СО Оренбургское РДУ Башкирское РДУ* Костанайский РДЦ	НДЦ СО Костанайский РДЦ
1.2.12.	ВЛ 500 кВ Иртыш – Беркут	Тюменское РДУ	ЦДУ ОДУ Урала НДЦ СО*	ОДУ Урала

№ п.п.	Диспетчерское наименование ЛЭП (сокращенное диспетчерское наименование ЛЭП)	Управление	Ведение	
			ЛЭП	Устройства РЗ, АПВ, АВР
1	2	3	4	5
1.2.13.	ВЛ 500 кВ Иртыш – Демьянская	Тюменское РДУ	ЦДУ ОДУ Урала НДЦ СО*	ОДУ Урала
1.2.14.	ВЛ 500 кВ Иртышская – Таврическая	Омское РДУ	ЦДУ НДЦ СО ОДУ Сибири	ОДУ Сибири
1.2.15.	ВЛ 500 кВ Костанайская – Сокол (Л-5096)	НДЦ СО	ЦДУ ОДУ Урала Костанайский РДЦ	Костанайский РДЦ
1.2.16.	ВЛ 500 кВ Костанайская – Челябинская (Л-1103)	ОДУ Урала	ЦДУ НДЦ СО Челябинское РДУ Костанайский РДЦ	НДЦ СО Костанайский РДЦ
1.2.17.	ВЛ 500 кВ Курган – Аврора	ОДУ Урала	ЦДУ НДЦ СО Тюменское РДУ Курганское РДУ Акмолинский РДЦ	НДЦ СО Акмолинский РДЦ
1.2.18.	ВЛ 500 кВ Курган – Беркут	ОДУ Урала	ЦДУ НДЦ СО Тюменское РДУ Курганское РДУ	
1.2.19.	ВЛ 500 кВ Курган - Козырево	ОДУ Урала	ЦДУ НДЦ СО Челябинское РДУ Курганское РДУ Тюменское РДУ	
1.2.20.	ВЛ 500 кВ Магнитогорская – Ириклинская ГРЭС	ОДУ Урала	ЦДУ НДЦ СО* Челябинское РДУ Оренбургское РДУ Башкирское РДУ	
1.2.21.	ВЛ 500 кВ Магнитогорская –Троицкая ГРЭС	ОДУ Урала	ЦДУ НДЦ СО* Челябинское РДУ Оренбургское РДУ	
1.2.22.	ВЛ 500 кВ Рефтинская ГРЭС – Тюмень №1	ОДУ Урала	ЦДУ НДЦ СО* Свердловское РДУ Тюменское РДУ	
1.2.23.	ВЛ 500 кВ Рефтинская ГРЭС – Тюмень №2	ОДУ Урала	ЦДУ НДЦ СО* Свердловское РДУ Тюменское РДУ	
1.2.24.	ВЛ 500 кВ Барнаульская – Рубцовская	ОДУ Сибири	ЦДУ НДЦ СО Алтайское РДУ*	

№ п.п.	Диспетчерское наименование ЛЭП (сокращенное диспетчерское наименование ЛЭП)	Управление	Ведение	
			ЛЭП	Устройства РЗ, АПВ, АВР
1	2	3	4	5
1.2.25.	ВЛ 500 кВ Рубцовская – Усть-Каменогорская	НДЦ СО	ЦДУ ОДУ Сибири Алтайское РДУ Восточный РДЦ	ОДУ Сибири Алтайское РДУ Восточный РДЦ
1.2.26.	ВЛ 500 кВ Сокол – Есиль (Л-5086)	НДЦ СО	ЦДУ ОДУ Урала Костанайский РДЦ Акмолинский РДЦ	Костанайский РДЦ Акмолинский РДЦ
1.2.27.	ВЛ 500 кВ Сокол – Житикара (Л-5726)	НДЦ СО	ЦДУ ОДУ Урала Оренбургское РДУ Башкирское РДУ* Костанайский РДЦ	Костанайский РДЦ
1.2.28.	ВЛ 500 кВ Таврическая – Аврора	НДЦ СО	ЦДУ ОДУ Сибири ОДУ Урала Омское РДУ Акмолинский РДЦ	ОДУ Сибири Омское РДУ Акмолинский РДЦ
1.2.29.	ВЛ 500 кВ Троицкая ГРЭС – Сокол	ОДУ Урала	ЦДУ НДЦ СО Челябинское РДУ Костанайский РДЦ	НДЦ СО Костанайский РДЦ
1.2.30.	ВЛ 500 кВ Тюмень – Беркут	Тюменское РДУ	ЦДУ ОДУ Урала НДЦ СО*	ОДУ Урала
1.2.31.	ВЛ 500 кВ ЦГПП –Экибастузская ГРЭС-1(Л-5050)	НДЦ СО	ЦДУ ОДУ Урала* Северный РДЦ Акмолинский РДЦ	Северный РДЦ Акмолинский РДЦ
1.2.32.	ВЛ 500 кВ Шагол –Троицкая ГРЭС	ОДУ Урала	ЦДУ НДЦ СО* Челябинское РДУ	
1.2.33.	ВЛ 500 кВ Экибастузская 1150 – Алтай (ВЛ-1104)	ОДУ Сибири	ЦДУ НДЦ СО Алтайское РДУ Северный РДЦ	НДЦ СО Алтайское РДУ* Северный РДЦ
1.2.34.	ВЛ 500 кВ Экибастузская ГРЭС 1– Таврическая	ОДУ Сибири	ЦДУ НДЦ СО Омское РДУ Северный РДЦ	НДЦ СО Омское РДУ Северный РДЦ
1.2.35.	ВЛ 500 кВ Экибастузская 1150 – Экибастузская ГРЭС 2 (Л-5817)	НДЦ СО	ЦДУ Северный РДЦ	Северный РДЦ
1.2.36.	ВЛ 500 кВ Экибастузская ГРЭС-1 – ЕЭК (Л-5017)	НДЦ СО	ЦДУ ОДУ Сибири Северный РДЦ	Северный РДЦ

№ п.п.	Диспетчерское наименование ЛЭП (сокращенное диспетчерское наименование ЛЭП)	Управление	Ведение	
			ЛЭП	Устройства РЗ, АПВ, АВР
1	2	3	4	5
1.2.37.	ВЛ 500 кВ Экибастузская ГРЭС-1 – Экибастузская 1150 (Л-5107)	НДЦ СО	ЦДУ (одновременное отключение Л-5107 и Л-5117) ОДУ Сибири Северный РДЦ	Северный РДЦ
1.2.38.	ВЛ 500 кВ Экибастузская ГРЭС-1 – Экибастузская 1150 (Л-5117)	НДЦ СО	ЦДУ (одновременное отключение Л-5107 и Л-5117) ОДУ Сибири Северный РДЦ	Северный РДЦ
1.2.39.	Параллельная/раздельная работа ЕЭС Казахстана с ЕЭС России	ЦДУ	НДЦ СО ОДУ Урала ОДУ Сибири ОДУ Средней Волги	
1.2.40.	Параллельная/раздельная работа ОЭС Сибири с ЕЭС России	ЦДУ	НДЦ СО ОДУ Урала ОДУ Сибири ОДУ Средней Волги	
1.2.41.	Параллельная/раздельная работа ЕЭС России – ЕЭС Казахстана – ОЭС Центральной Азии	НДЦ СО	ЦДУ ОДУ Урала** ОДУ Сибири** ОДУ Средней Волги ** КДЦ Энергия	
* – на указанные ВЛ, разрешенные заявки подаются «к сведению» и не требуют согласования. ** – при аварийном отделении ОЭС Центральной Азии от ЕЭС, диспетчеру ОДУ сообщает диспетчер ЦДУ, после получения информации от диспетчера НДЦ СО.				
1.3. ЛЭП 220 кВ				
1.3.1.	ВЛ 220 кВ Аврора – Макушино	Курганское РДУ	ЦДУ НДЦ СО ОДУ Урала Акмолинский РДЦ	Акмолинский РДЦ
1.3.2.	ВЛ 220 кВ Актюбинская – Ульке (Л-2042)	Актюбинский РДЦ	ЦДУ НДЦ СО ОДУ Урала Оренбургское РДУ	

№ п.п.	Диспетчерское наименование ЛЭП (сокращенное диспетчерское наименование ЛЭП)	Управление	Ведение	
			ЛЭП	Устройства РЗ, АПВ, АВР
1	2	3	4	5
1.3.3.	ВЛ 220 кВ Балаковская АЭС – Степная	Актюбинский РДЦ	ЦДУ НДЦ СО ОДУ Средней Волги Саратовское РДУ Самарское РДУ Балаковская АЭС	Саратовское РДУ Балаковская АЭС
1.3.4.	ВЛ 220 кВ Уральская – Степная (Л-2502)	Актюбинский РДЦ	ЦДУ НДЦ СО ОДУ Средней Волги Самарское РДУ	
1.3.5.	ВЛ 220 кВ Уральская – Степная (Л-2552)	Актюбинский РДЦ	ЦДУ НДЦ СО ОДУ Средней Волги Самарское РДУ	
1.3.6.	ВЛ 220 кВ Степная – Южная	Актюбинский РДЦ	ЦДУ НДЦ СО ОДУ Средней Волги Самарское РДУ	Самарское РДУ
1.3.7.	ВЛ 220 кВ Качары – Сокол (Л-2096)	Костанайский РДЦ	ЦДУ НДЦ СО ОДУ Урала Челябинское РДУ	
1.3.8.	ВЛ 220 кВ Кинель – Уральская с отпайкой на ПС Южная (ВЛ 220 кВ Кинель – Уральская)	Актюбинский РДЦ	ЦДУ НДЦ СО ОДУ Средней Волги Самарское РДУ	Самарское РДУ
1.3.9.	ВЛ 220 кВ Красноармейская – Южная	Самарское РДУ	ЦДУ НДЦ СО ОДУ Средней Волги	
1.3.10.	ВЛ 220 кВ Новотроицкая – Ульке	Актюбинский РДЦ	ЦДУ НДЦ СО ОДУ Урала Оренбургское РДУ	Оренбургское РДУ
1.3.11.	ВЛ 220 кВ Орская – Актюбинская	Актюбинский РДЦ	ЦДУ НДЦ СО ОДУ Урала Оренбургское РДУ	Оренбургское РДУ
1.3.12.	ВЛ 220 кВ Орская – Кимперсай	Актюбинский РДЦ	ЦДУ НДЦ СО ОДУ Урала Оренбургское РДУ	Оренбургское РДУ

№ п.п.	Диспетчерское наименование ЛЭП (сокращенное диспетчерское наименование ЛЭП)	Управление	Ведение	
			ЛЭП	Устройства РЗ, АПВ, АВР
1	2	3	4	5
1.3.13.	ВЛ 220 кВ Троицкая ГРЭС – Приуральская	Костанайский РДЦ	ЦДУ НДЦ СО ОДУ Урала Челябинское РДУ	Челябинское РДУ
1.3.14.	ВЛ 220 кВ Приуральская – Качары (Л-2086)	Костанайский РДЦ	ЦДУ НДЦ СО ОДУ Урала Челябинское РДУ	
Состояние транзитов 220 кВ (замкнутое/разомкнутое)				
1.3.15.	Разрыв двух цепей транзита 220 кВ Иртышская – Урожайная – Светлая – Барнаульская		ЦДУ НДЦ СО ОДУ Сибири Омское РДУ Алтайское РДУ Новосибирское РДУ	
1.3.16.	Разрыв транзита 220 кВ Омская ТЭЦ-4 – Татарская – Барабинская		ЦДУ ОДУ Сибири НДЦ СО Новосибирское РДУ Омское РДУ	
1.3.17.	Разрыв двух цепей транзита 220 кВ Барабинская-Барабинская ТЭЦ – Чулымская		ЦДУ ОДУ Сибири НДЦ СО Новосибирское РДУ Омское РДУ	
1.3.18.	Разрыв транзита 220 кВ ЕЭК – ПС-51 – ПС-18 – Шульбинская ГЭС – ПС-14 – Усть-Каменогорск		ЦДУ НДЦ СО ОДУ Сибири	

2. Перечень межгосударственных ЛЭП между ЕЭС России и ЕЭС Казахстана

№ п.п.	Диспетчерское наименование межгосударственных ЛЭП
1.	ВЛ 220 кВ Урожай – Мынкуль
2.	ВЛ 220 кВ Районная – Валиханово
3.	ВЛ 220 кВ Валиханово – Иртышская
4.	ВЛ 220 кВ Мынкуль – Иртышская
5.	ВЛ 110 кВ Верхний Баскунчак – Сайхин
6.	ВЛ 110 кВ Верхний Баскунчак – Суондук
7.	ВЛ 110 кВ Железная – Большое Приютное
8.	ВЛ 110 кВ Бузанская – ГНСВ
9.	ВЛ 110 кВ Бузанская – Чертомбай с отпайкой на ПС ГНСВ
10.	ВЛ 110 кВ Горняк – Жезкент №1
11.	ВЛ 110 кВ Горняк – Жезкент №2
12.	ВЛ 110 кВ Илекская – Месторождение
13.	ВЛ 110 кВ Кайсацкая – Джаныбек с отпайкой на ПС Светлана
14.	ВЛ 110 кВ Джаныбек – Эльтон с отпайкой на ПС Приозерная
15.	ВЛ 110кВ Павлодарская – Кулунда
16.	ВЛ 110 кВ Маралды – Кулунда №1
17.	ВЛ 110 кВ Маралды – Кулунда №2
18.	ВЛ 110 кВ Мамлютка – Петухово-Т с отпайкой на ПС Горбуново
19.	ВЛ 110 кВ Литейная – Петухово-Т с отпайкой на ПС Горбуново
20.	ВЛ 110 кВ Горьковская – Полтавка
21.	ВЛ 110 кВ Юбилейная – Булаево 1ц с отпайкой на ПС Юнино
22.	ВЛ 110 кВ Юбилейная – Булаево 2ц с отпайкой на ПС Юнино
23.	ВЛ 110 кВ Акбулакская – Яйсан
24.	ВЛ 110 кВ Соль-Илецкая Чингирлау (участок Соль-Илецкая-Изобильная, Чингирлау-Изобильная)
25.	ВЛ 110 кВ Киёмбай – Щербаковская с отпайкой на ПС Союзная
26.	ВЛ 110 кВ Озинки – Семиглавый Мар
27.	ВЛ 110 кВ Пригородная – Восточная
28.	ВЛ 110 кВ Карталы-Районная – Кара-Оба
29.	ВЛ 110 кВ Ракитная – Баталы
30.	ВЛ 110 кВ Троицкая ГРЭС – Станционная

В ведении НДЦ СО и ЦДУ находятся точки раздела по сети 220-110 кВ на связях ЕЭС России и ЕЭС Казахстана. Диспетчерские заявки на межгосударственные ЛЭП, указанные в перечне, подаются в ЦДУ (ОДУ по принадлежности к операционной зоне) и НДЦ СО

3. Перечень сечений экспорта-импорта между ЕЭС России и ЕЭС Казахстан с распределением их по способу управления

№ п.п.	Диспетчерское наименование сечения экспорта-импорта	Управление	Ведение
1.	2.	3.	4.
1	Сечение экспорта-импорта Россия – Северный Казахстан + Актюбинск	НДЦ СО	ЦДУ
2	Сечение экспорта-импорта Россия – Западный Казахстан (Аксай)	Актюбинский РДЦ	ЦДУ НДЦ СО
3	Сечение экспорта-импорта Россия (Сибирь) – Северный Казахстан (РЖД)	ОДУ Сибири	ЦДУ НДЦ СО
4	Сечение экспорта-импорта Россия – Западный Казахстан (Уральск)	Актюбинский РДЦ	ЦДУ НДЦ СО
5	Сечение экспорта-импорта Россия – Западный Казахстан (Атырау)	Западный РДЦ	ЦДУ НДЦ СО

Диспетчерские заявки на изменение сальдо перетоков мощности в сечениях экспорта-импорта оформляются ОАО «СО ЕЭС» (ЦДУ) и АО «КЕГОС»(НДЦ СО) в случае необходимости корректировки суточного почасового диспетчерского графика.

4. Оборудование объектов электроэнергетики, устройства РЗА, устройства передачи аварийных сигналов и команд

№№ п.п.	Диспетчерское наименование оборудования	Управление	Ведение	
			Оборудование	Устройства РЗА
1	2	3	4	5
4.1. Ириклинская ГРЭС				
500 кВ				
4.1.1.	В-30 В-32	Ириклинская ГРЭС	ЦДУ ОДУ Урала НДЦ СО	
4.1.2.	АТГ-5, АТГ-6	Ириклинская ГРЭС	ОДУ Урала НДЦ СО Оренбургское РДУ	ОДУ Урала Оренбургское РДУ
Противоаварийная и режимная автоматика				
4.1.3.	МКПА№1 ВЛ 500 кВ Ириклинская ГРЭС- Житикара (АЛАР резервный, ФОЛ, АОПН)	Ириклинская ГРЭС	ЦДУ ОДУ Урала НДЦ СО (в части АЛАР резервный, АОПН)	
4.1.4.	МКПА№2 ВЛ 500 кВ Ириклинская ГРЭС- Житикара (АЛАР резервный, ФОЛ, АОПН)	Ириклинская ГРЭС	ЦДУ ОДУ Урала НДЦ СО(в части АЛАР резервный, АОПН)	
Устройство передачи аварийных сигналов и команд (УПАСК)				
ВЛ 500 кВ Ириклинская ГРЭС – Житикара				
4.1.5.	ПРД/ПРМ РЛИНК- 76/52кГц (ВЧ-канал №508)	ОДУ Урала	ЦДУ НДЦ СО	
4.2. Балаковская АЭС				
220 кВ				
Противоаварийная и режимная автоматика				
4.2.1.	Автоматика дополнительной разгрузки Балаковского узла (АДР БУ) на отключение ВЛ 220 кВ БАЭС-Степная	Саратовское РДУ	НДЦ СО ОДУ Средней Волги Актюбинский РДЦ Балаковская АЭС	
4.2.2.	АЛАР Л-5032 Балаковская АЭС – Степная	Актюбинский РДЦ	НДЦ СО ОДУ Средней Волги Саратовское РДУ Балаковская АЭС	
Устройства передачи аварийных сигналов и команд (УПАСК)				
ВЛ 220 кВ Балаковская АЭС – Степная				
4.2.3.	ПРД АНКА-64 кГц	Актюбинский РДЦ	Саратовское РДУ Балаковская АЭС	
4.2.4.	ПРМ АНКА-52 кГц	Актюбинский РДЦ	Саратовское РДУ Балаковская АЭС	

№№ п.п.	Диспетчерское наименование оборудования	Управление	Ведение	
			Оборудование	Устройства РЗА
1	2	3	4	5
4.3. ПС Козырево				
500 кВ				
4.3.1.	ВГ2 500 кВ ВЛ Курган	ПС Козырево	ЦДУ ОДУ Урала НДЦ СО	
4.3.2.	ВГ1 500 кВ ВЛ Курган	ПС Козырево	ЦДУ ОДУ Урала НДЦ СО	
4.4. ПС Курган				
500 кВ				
4.4.1.	1СШ 500 кВ, 2СШ 500 кВ	ПС Курган	ЦДУ ОДУ Урала НДЦ СО Курганское РДУ Тюменское РДУ ¹	ОДУ Урала
4.4.2.	АТГ1, АТГ2	ПС Курган	ЦДУ ОДУ Урала НДЦ СО Курганское РДУ Тюменское РДУ ¹ Свердловское РДУ ¹	ОДУ Урала Курганское РДУ
4.4.3.	Р 500 кВ ВЛ Беркут, Р 500 кВ ВЛ Аврора	ПС Курган	ЦДУ ОДУ Урала НДЦ СО Курганское РДУ Тюменское РДУ ¹	
4.4.4.	ВВ1 500 кВ ВЛ Беркут, ВВ2 500 кВ ВЛ Беркут, ВГР 500 кВ ВЛ Беркут, ВВ1 500 кВ ВЛ Аврора, ВВ2 500 кВ ВЛ Аврора, ВГР 500 кВ ВЛ Аврора	ПС Курган	ЦДУ ОДУ Урала НДЦ СО	
4.4.5.	ВГ1 500 кВ ВЛ Козырево ВГ2 500 кВ ВЛ Козырево	ПС Курган	ЦДУ ОДУ Урала НДЦ СО	
4.4.6.	ТН 1СШ, ТН 2СШ	ПС Курган	ОДУ Урала НДЦ СО	
4.4.7.	ТН ВЛ 500кВ Беркут	ПС Курган	НДЦ СО ОДУ Урала	
Противоаварийная и режимная автоматика				
4.4.8.	МКПАН№1 ВЛ 500 кВ Курган – Аврора (АЛАР основной, ФОЛ, АОПН, АОСН, АВ Р ВЛ 500 кВ Курган – Аврора,	ПС 500 кВ Курган	ЦДУ ОДУ Урала НДЦ СО Тюменское РДУ (в части ФОЛ)	

№№ п.п.	Диспетчерское наименование оборудования	Управление	Ведение	
			Оборудование	Устройства РЗА
1	2	3	4	5
	цепи реализации 2 ст. АРЛ ВЛ 220 кВ Курган - Высокая, ВЛ 220 кВ Курган – Промышленная)			
4.4.9.	МКПАН№2 ВЛ 500 кВ Курган – Аврора (АЛАР основной, ФОЛ, АОПН, АОСН, АВ Р ВЛ 500 кВ Курган – Аврора, цепи реализации 2 ст. АРЛ ВЛ 220 кВ Курган - Высокая, ВЛ 220 кВ Курган – Промышленная)	ПС 500 кВ Курган	ЦДУ ОДУ Урала НДЦ СО Тюменское РДУ (в части ФОЛ)	
4.4.10.	МКПА (ФОЛ, АЛАР (основной), АОПН) ВЛ 500 кВ Курган- Козырево	ПС Курган	ОДУ Урала НДЦ СО	
4.4.11.	АРУ (для режима раздельной работы ОЭС Урала и Казахстана и включении Омской энергосистемы на параллельную работу с ОЭС Урала)	ОДУ Урала	ЦДУ ОДУ Урала НДЦ СО ПС Курган	
4.4.12.	АРЛ ВЛ 220 кВ Курган- Высокая	ПС Курган	ЦДУ (в части принципов действия на отключение ВЛ 500 кВ Курган – Аврора) ОДУ Урала НДЦ СО Курганское РДУ	
4.4.13.	АРЛ ВЛ 220 кВ Курган- Промышленная	ПС Курган	ЦДУ(в части принципов действия на отключение ВЛ 500 кВ Курган – Аврора) ОДУ Урала НДЦ СО Курганское РДУ	
Устройства передачи аварийных сигналов и команд (УПАСК)				
ВЛ 500 кВ Курган – Аврора				
4.4.14.	ПРД/ПРМ PLink-124/136 кГц (ВЧ-канал №649)	ОДУ Урала	ЦДУ НДЦ СО Тюменское РДУ Акмолинский РДЦ	
4.5. Троицкая ГРЭС				
500 кВ				
4.5.1.	В ВЛ 500 Сокол	Троицкая ГРЭС	ЦДУ НДЦ СО	

№№ п.п.	Диспетчерское наименование оборудования	Управление	Ведение	
			Оборудование	Устройства РЗА
1	2	3	4	
			5	
Противоаварийная и режимная автоматика				
4.5.2.	АЛАР (основной) ВЛ 500 кВ Троицкая ГРЭС-Сокол	Троицкая ГРЭС	ЦДУ НДЦ СО ОДУ Урала	
4.5.3.	ФОЛ ВЛ 500 кВ Троицкая ГРЭС-Сокол	Троицкая ГРЭС	ЦДУ НДЦ СО ОДУ Урала	
4.5.4.	АПН ВЛ 500 кВ Троицкая ГРЭС-Сокол	Троицкая ГРЭС	ЦДУ НДЦ СО ОДУ Урала	
Устройства передачи аварийных сигналов и команд (УПАСК)				
ВЛ 500 кВ Троицкая ГРЭС – Сокол				
4.5.5.	ПРД АНКА-148 кГц	ОДУ Урала	ЦДУ НДЦ СО	
4.5.6.	ПРМ АНКА-100 кГц	ОДУ Урала	ЦДУ НДЦ СО	
4.6. ПС Челябинская				
500 кВ				
4.6.1.	Р 500 кВ ВЛ Костанайская	ПС Челябинская	ЦДУ НДЦ СО ОДУ Урала Челябинское РДУ	
4.6.2.	ВВ 500кВ В503	ПС Челябинская	ЦДУ НДЦ СО ОДУ Урала	
4.6.3.	ВГР 500кВ ВЛ Костанайская, ВВ 500кВ В501, ВВ 500кВ В502	ПС Челябинская	ЦДУ НДЦ СО ОДУ Урала	
4.6.4.	ТН ВЛ 500кВ Костанайская	ПС Челябинская	НДЦ СО ОДУ Урала	
Противоаварийная и режимная автоматика				
4.6.5.	МКПАН№1 ВЛ 500 кВ Костанайская – Челябинская (АЛАР основной, ФОЛ, АОПН, АОСН, АВ Р ВЛ 500 кВ Костанайская – Челябинская)	ПС 500 кВ Челябинская	ЦДУ ОДУ Урала НДЦ СО	
4.6.6.	МКПАН№2 ВЛ 500 кВ Костанайская – Челябинская (АЛАР основной, ФОЛ, АОПН, АОСН, АВ Р ВЛ 500 кВ Костанайская –	ПС 500 кВ Челябинская	ЦДУ ОДУ Урала НДЦ СО	

№№ п.п.	Диспетчерское наименование оборудования	Управление	Ведение	
			Оборудование	Устройства РЗА
1	2	3	4	5
	Челябинская)			
ВЛ 500 кВ Костанайская – Челябинская				
4.6.7.	ПРД/ПРМ PLink-48/ 64 кГц (ВЧ-канал №531)	ОДУ Урала	ЦДУ НДЦ СО Челябинское РДУ Костанайский РДЦ	
4.7. ПС Макушино 220 кВ				
Противоаварийная и режимная автоматика				
4.7.1.	АЛАР ВЛ 220 кВ Аврора-Макушино	ПС Макушино	ЦДУ ОДУ Урала НДЦ СО Курганское РДУ	
4.8. ПС Новотроицкая				
Противоаварийная и режимная автоматика				
4.8.1.	ДА ВЛ Ульке (Автоматика отделения Актюбинского энергоузла от ОЭС Урала на ПС Новотроицкая по ВЛ 220 кВ Новотроицкая – Ульке Л-5012)	ПС Новотроицкая	ЦДУ ОДУ Урала НДЦ СО Оренбургское РДУ Актюбинский РДЦ	
4.9. ПС Петухово-Т				
4.9.1.	АПАХ ВЛ-110 Петропавловская ТЭЦ- 1,2	ПС Петухово-Т	ОДУ Урала НДЦ СО Курганское РДУ	
4.10. ПС Алтай				
500 кВ				
4.10.1.	1 СШ 500 кВ, 2 СШ 500 кВ	ПС Алтай	ЦДУ ОДУ Сибири НДЦ СО Алтайское РДУ	ОДУ Сибири Алтайское РДУ
4.10.2.	Р3-1104 Р4-1104	ПС Алтай	ЦДУ НДЦ СО ОДУ Сибири Алтайское РДУ	
4.10.3.	В1-1104, В2-1104	ПС Алтай	ЦДУ ОДУ Сибири НДЦ СО Алтайское РДУ*	ОДУ Сибири Алтайское РДУ*
4.10.4.	В Р3-1104, В Р4-1104	ПС Алтай	ЦДУ ОДУ Сибири НДЦ СО Алтайское РДУ ¹	
4.10.5.	УРОВ В1-1104, УРОВ В2-1104	ПС Алтай	ОДУ Сибири НДЦ СО Алтайское РДУ	

№№ п.п.	Диспетчерское наименование оборудования	Управление	Ведение	
			Оборудование	Устройства РЗА
1	2	3	4	5
4.10.6.	УРОВ В Р3-1104, УРОВ В Р4-1104	ПС Алтай	ОДУ Сибири НДЦ СО Алтайское РДУ	
Противоаварийная и режимная автоматика				
4.10.7.	Устройства ТМ сбора и передачи информации для ЦС АРЧМ ОЭС Сибири	ОДУ Сибири	ЦДУ НДЦ СО Алтайское РДУ ¹ ПС Алтай	
4.10.8.	УВК АДВ ПС 1150 кВ Алтай 1 комплект	ОДУ Сибири	ЦДУ НДЦ СО Алтайское РДУ ПС Алтай	
4.10.9.	УВК АДВ ПС 1150 кВ Алтай 2 комплект	ОДУ Сибири	ЦДУ НДЦ СО Алтайское РДУ ПС Алтай	
4.10.10	МКПА ВЛ 500 кВ Экибастузская – Алтай 1 комплект (АЛАР, АРПМ, АОПН, ФОЛ, ЗНПФ, АУР ВЛ 500 кВ Экибастузская – Алтай)	ПС Алтай	ЦДУ НДЦ СО Алтайское РДУ ¹ ОДУ Сибири	
4.10.11	МКПА ВЛ 500 кВ Экибастузская – Алтай 2 комплект АЛАР, АРПМ, АОПН, ФОЛ, ЗНПФ, АУР ВЛ 500 кВ Экибастузская – Алтай)	ПС Алтай	ЦДУ НДЦ СО Алтайское РДУ ¹ ОДУ Сибири	
4.10.12	Действие УВК АДВ ПС Алтай (ПО 4) на деление транзита 220 кВ Усть- Каменогорск - ЕЭК ЕЭС Казахстана (ДС-220кВ Казахстана)	НДЦ СО	ЦДУ <u>ОДУ Сибири</u> Алтайское РДУ Восточный РДЦ ПС Алтай	
4.10.13	ФОЛ ВЛ 500 кВ Заря – Алтай	ПС Алтай	ЦДУ НДЦ СО Алтайское РДУ* ОДУ Сибири	
Устройства передачи аварийных сигналов и команд (УПАСК)				
ВЛ 500 кВ Экибастузская – Алтай (ВЛ-1104)				
4.10.14	ПРД АНКА 52 кГц ВЛ 500 кВ Экибастузская - Алтай	ОДУ Сибири	ЦДУ НДЦ СО Северный РДЦ Алтайское РДУ ¹ ПС Алтай	
4.10.15	ПРМ АНКА 68 кГц ВЛ	ОДУ Сибири	ЦДУ	

№№ п.п.	Диспетчерское наименование оборудования	Управление	Ведение	
			Оборудование	Устройства РЗА
1	2	3	4	5
	500 кВ Экибастузская - Алтай		НДЦ СО Северный РДЦ Алтайское РДУ ¹ ПС Алтай	
4.11. ПС Барнаульская				
500 кВ				
4.11.1.	P1	ПС Барнаульская	ЦДУ ОДУ Сибири НДЦ СО Алтайское РДУ	
4.11.2.	В Р-1	ПС Барнаульская	ЦДУ ОДУ Сибири НДЦ СО Алтайское РДУ	
4.11.3.	В-1-551 В-2-551	ПС Барнаульская	ЦДУ ОДУ Сибири НДЦ СО Алтайское РДУ	ОДУ Сибири Алтайское РДУ
Противоаварийная и режимная автоматика				
4.11.4.	Устройства ТМ сбора и передачи информации для ЦС АРЧМ ОЭС Сибири (в части выполнения функций регулирования и ограничения перетоков мощности в сечении Экибастузская – Алтай, Рубцовская – Барнаульская, – Барабинская– Таврическая)	ОДУ Сибири	ЦДУ НДЦ СО Алтайское РДУ ПС Барнаульская	
4.11.5.	АРПМ ВЛ 500 кВ Барнаульская -Рубцовская (АРПМ-551)	ПС Барнаульская	ЦДУ НДЦ СО ОДУ Сибири Алтайское РДУ	
4.11.6.	АЛАР АСС-500, ФЦ ВЛ 500 кВ Барнаульская – Рубцовская	ПС Барнаульская	ЦДУ НДЦ СО ОДУ Сибири Алтайское РДУ ¹	
4.11.7.	АЛАР ФКТН ВЛ 500 кВ Барнаульская –Рубцовская	ПС Барнаульская	ЦДУ ОДУ Сибири НДЦ СО Алтайское РДУ ¹	

№№ п.п.	Диспетчерское наименование оборудования	Управление	Ведение	
			Оборудование	Устройства РЗА
1	2	3	4	5
4.11.8.	АОПН ВЛ 500 кВ Барнаулская – Рубцовская	ПС Барнаулская	ЦДУ ОДУ Сибири НДЦ СО Алтайское РДУ ¹	
4.11.9.	ФОЛ ВЛ 500 кВ Барнаулская – Рубцовская	ПС Барнаулская	ЦДУ НДЦ СО ОДУ Сибири Алтайское РДУ ¹	
4.11.10	Действие ПА ОЭС Сибири на деление транзита 220 кВ Средне – Сибирской ЖД (ДС-220 кВ Сибири)	ПС Барнаулская	ЦДУ НДЦ СО ОДУ Сибири Алтайское РДУ Новосибирское РДУ	
Устройства передачи аварийных сигналов команд (УПАСК)				
ВЛ 500 кВ Барнаулская – Рубцовская				
4.11.11	ПРД/ПРМ ETL 166/86 кГц (№1) ВЛ 500 кВ Барнаулская – Рубцовская	ОДУ Сибири	ЦДУ НДЦ СО Алтайское РДУ ПС Барнаулская ПС Рубцовская	
4.11.12	ПРД/ПРМ ETL 154/134 кГц (№2) ВЛ 500 кВ Барнаулская – Рубцовская	ОДУ Сибири	ЦДУ НДЦ СО Алтайское РДУ ПС Барнаулская ПС Рубцовская	
4.12. ПС Иртышская				
500 кВ				
4.12.1.	1СШ-500, 2СШ-500	ПС Иртышская	ЦДУ НДЦ СО ОДУ Сибири Омское РДУ	ОДУ Сибири Омское РДУ
4.12.2.	АТ-3	ПС Иртышская	ЦДУ НДЦ СО ОДУ Сибири Омское РДУ Новосибирское РДУ ¹ Алтайское РДУ ¹	ОДУ Сибири (рез. защиты) Омское РДУ
4.12.3.	1Р-500	ПС Иртышская	ЦДУ НДЦ СО ОДУ Сибири Омское РДУ	ОДУ Сибири (рез. защиты) Омское РДУ
4.12.4.	В1-555, В-1Р-500	ПС Иртышская	ЦДУ НДЦ СО ОДУ Сибири Омское РДУ	
4.12.5.	В2-555, В1-553	ПС Иртышская	ЦДУ НДЦ СО	ОДУ Сибири

№№ п.п.	Диспетчерское наименование оборудования	Управление	Ведение	
			Оборудование	Устройства РЗА
1	2	3	4	5
			ОДУ Сибири Омское РДУ	Омское РДУ
4.12.6.	1ТН-500	ПС Иртышская	ЦДУ НДЦ СО ОДУ Сибири Омское РДУ	
Противоаварийная и режимная автоматика				
4.12.7.	МКПА ВЛ 500 кВ ЕЭК – Иртышская (АЛАР, ФОЛ, ЗНПФ, АОПН)	ПС Иртышская	ЦДУ НДЦ СО ОДУ Сибири Омское РДУ	
4.12.8.	МКПА ВЛ 500 кВ Иртышская – Таврическая 1 комплект (АЛАР, ФОЛ, ЗНПФ, АОПН, АУР 1Р-500)	ПС Иртышская	ЦДУ НДЦ СО ОДУ Сибири Омское РДУ	
4.12.9.	МКПА ВЛ 500 кВ Иртышская –Таврическая 2 комплект (АЛАР, ФОЛ, ЗНПФ, АОПН, АУР 1Р-500)	ПС Иртышская	ЦДУ НДЦ СО ОДУ Сибири Омское РДУ	
Устройства передачи аварийных сигналов и команд (УПАСК)				
ВЛ 500 кВ ЕЭК – Иртышская				
4.12.10	ПРМ/ПРД PowerLink 74/94 кГц ВЛ 500 кВ ЕЭК – Иртышская	ОДУ Сибири	ЦДУ НДЦ СО Омское РДУ ПС 500 кВ Иртышская	
ВЛ 500 кВ Иртышская – Таврическая				
4.12.11	ПРД/ПРМ ETL 314/254 кГц (№1) ВЛ 500 кВ Иртышская – Таврическая	ОДУ Сибири	ЦДУ НДЦ СО Омское РДУ ПС Иртышская ПС Таврическая	
4.12.12	ПРМ/ПРД ETL 182/162 кГц (№2) ВЛ 500 кВ Иртышская – Таврическая	ОДУ Сибири	ЦДУ НДЦ СО Омское РДУ ПС Иртышская ПС Таврическая	
4.13. Красноярская ГЭС				
Противоаварийная и режимная автоматика				
4.13.1.	Воздействие на отключение генераторов (УОГ) при действии противоаварийной автоматики электропередачи Сибирь-	ОДУ Сибири	ЦДУ НДЦ СО Красноярское РДУ Красноярская ГЭС	

№№ п.п.	Диспетчерское наименование оборудования	Управление	Ведение	
			Оборудование	Устройства РЗА
1	2	3	4	5
	Казахстан-Урал (при параллельной работе ОЭС Сибири с ЕЭС России)			
4.14. ПС Рубцовская				
500 кВ				
4.14.1.	1СШ 500кВ, 2СШ 500кВ	ПС Рубцовская	ЦДУ ОДУ Сибири НДЦ СО Алтайское РДУ	ОДУ Сибири Алтайское РДУ
4.14.2.	Р-1, Р-2	ПС Рубцовская	ЦДУ НДЦ СО ОДУ Сибири Алтайское РДУ	
4.14.3.	АТ-1, АТ-2	ПС Рубцовская	ОДУ Сибири НДЦ СО Алтайское РДУ	ОДУ Сибири Алтайское РДУ
4.14.4.	В Р-1, В Р-2	ПС Рубцовская	ЦДУ НДЦ СО ОДУ Сибири Алтайское РДУ	
4.14.5.	В-1-552, В-2-552, В-1-554, В-2-554, В-1-551, В-2-551	ПС Рубцовская	ЦДУ НДЦ СО ОДУ Сибири Алтайское РДУ	ОДУ Сибири Алтайское РДУ
Противоаварийная и режимная автоматика				
4.14.6.	ФОЛ ВЛ 500 кВ Барнаульская – Рубцовская	ПС Рубцовская	ЦДУ ОДУ Сибири Алтайское РДУ НДЦ СО	
4.14.7.	АЛАР АСС-500, ФЦ ВЛ 500 кВ Барнаульская – Рубцовская	ПС Рубцовская	ЦДУ ОДУ Сибири Алтайское РДУ НДЦ СО	
4.14.8.	АОПН ВЛ 500 кВ Барнаульская – Рубцовская	ПС Рубцовская	ЦДУ ОДУ Сибири НДЦ СО Алтайское РДУ	
4.14.9.	КПА-М ПС 500 кВ Рубцовская (АРОЛ-551, АРОЛ-552)	ПС Рубцовская	ЦДУ ОДУ Сибири НДЦ СО Алтайское РДУ	
4.14.10	КПА-М ВЛ 500 кВ ЕЭК – Рубцовская 1 комплект	ПС Рубцовская	ЦДУ ОДУ Сибири	

№№ п.п.	Диспетчерское наименование оборудования	Управление	Ведение	
			Оборудование	Устройства РЗА
1	2	3	4	5
	(АОПН, УРОВ АОПН, ФОЛ, АУР)		НДЦ СО Алтайское РДУ	
4.14.11	КПА-М ВЛ 500 кВ ЕЭК – Рубцовская 2 комплект (АОПН, УРОВ АОПН, ФОЛ, АУР)	ПС Рубцовская	ЦДУ ОДУ Сибири НДЦ СО Алтайское РДУ	
4.14.12	КПА-М ВЛ 500 кВ Рубцовская – Усть- Каменогорская 1 комплект	ПС Рубцовская	ЦДУ НДЦ СО ОДУ Сибири Алтайское РДУ	
4.14.13	КПА-М ВЛ 500 кВ Рубцовская – Усть- Каменогорская 2 комплект	ПС Рубцовская	ЦДУ НДЦ СО ОДУ Сибири Алтайское РДУ	
Устройства передачи аварийных сигналов и команд (УПАСК)				
ВЛ 500 кВ Барнаульская – Рубцовская				
4.14.14	ПРМ/ПРД ETL 166/86 кГц (№1) Барнаульская – Рубцовская	ОДУ Сибири	ЦДУ НДЦ СО Алтайское РДУ ПС Рубцовская ПС Барнаульска	
4.14.15	ПРМ/ПРД ETL 154/134 кГц (№2) Барнаульская – Рубцовская	ОДУ Сибири	ЦДУ НДЦ СО Алтайское РДУ ПС Рубцовская ПС Барнаульская	
ВЛ 500 кВ ЕЭК – Рубцовская				
4.14.16	ПРД/ПРМ PowerLink 66/70 кГц ВЛ 500 кВ ЕЭК – Рубцовская	НДЦ СО	ЦДУ ОДУ Сибири Алтайское РДУ ПС Рубцовская	
ВЛ 500 кВ Рубцовская – Усть-Каменогорская				
4.14.17	ПРД АНКА 196 кГц ВЛ 500 кВ Рубцовская – Усть-Каменогорская (КА ВЛ-554(1))	НДЦ СО	ЦДУ ОДУ Сибири Алтайское РДУ ПС Рубцовская	
4.14.18	ПРД АНКА 472 кГц ВЛ 500 кВ Рубцовская – Усть-Каменогорская (КА ВЛ-554(2))	НДЦ СО	ЦДУ ОДУ Сибири Алтайское РДУ ПС Рубцовская	
4.14.19	ПРД/ПРМ PowerLink 74/90 кГц ВЛ 500 кВ Рубцовская – Усть- Каменогорская	НДЦ СО	ЦДУ ОДУ Сибири Алтайское РДУ ПС 500 кВ Рубцовская	
4.15. ПС Барабинская				
500 кВ				
4.15.1.	Р-532, Р-534	ПС Барабинская	ЦДУ ОДУ Сибири	ОДУ Сибири

№№ п.п.	Диспетчерское наименование оборудования	Управление	Ведение	
			Оборудование	Устройства РЗА
1	2	3	4	5
			НДЦ СО ¹ Новосибирское РДУ Омское РДУ ¹	(рез. защиты) Новосибирс кое РДУ
4.15.2.	В-Р-532, В-Р-534	ПС Барабинская	ЦДУ ОДУ Сибири НДЦ СО ¹ Новосибирское РДУ Омское РДУ ¹	
4.15.3.	1В-532, 2В-532, 1В-534,	ПС Барабинская	ЦДУ ОДУ Сибири НДЦ СО Новосибирское РДУ	ОДУ Сибири Новосибирс кое РДУ
ВЛ 500 кВ Барабинская-Таврическая				
4.15.4.	ПРД/ПРМ ETL 58/54 кГц (№1) Барабинская – Таврическая	ОДУ Сибири	ЦДУ НДЦ СО Омское РДУ Новосибирское РДУ ПС Барабинская ПС Таврическая	
4.15.5.	ПРД/ПРМ ETL 66/78 кГц (№2) Барабинская – Таврическая	ОДУ Сибири	ЦДУ НДЦ СО Омское РДУ Новосибирское РДУ ПС Барабинская ПС Таврическая	
4.16. ПС Таврическая				
500 кВ				
4.16.1.	1СШ-500, 2СШ-500	ПС Таврическая	ЦДУ НДЦ СО ОДУ Сибири Омское РДУ Новосибирское РДУ ¹	ОДУ Сибири (ДЗО Ш) Омск ое РДУ
4.16.2.	АТ-1, АТ-2	ПС Таврическая	НДЦ СО ОДУ Сибири ЦДУ Омское РДУ Новосибирское РДУ ¹	ОДУ Сибири (рез. защиты) Омское РДУ
4.16.3.	1Р-500, 2Р-500, Р-534	ПС Таврическая	ЦДУ НДЦ СО ОДУ Сибири Омское РДУ	ОДУ Сибири (рез. защиты)

№№ п.п.	Диспетчерское наименование оборудования	Управление	Ведение	
			Оборудование	Устройства РЗА
1	2	3	4	5
				Омское РДУ
4.16.4.	В1-556, В2-556, В1-557, В2-557, В1-534, В2-534	ПС Таврическая	ЦДУ НДЦ СО ОДУ Сибири Омское РДУ	ОДУ Сибири Омское РДУ
4.16.5.	В1-555, В2-555, В-1Р-500, В-2Р-500, В-Р-534	ПС Таврическая	ЦДУ НДЦ СО ОДУ Сибири Омское РДУ	
Противоаварийная и режимная автоматика				
4.16.6.	МКПА АТ-1, АТ-2 (1 комплект) (АЛАРо, АЛАРр, ФОТ, АЛТП)	ПС Таврическая	ОДУ Сибири НДЦ СО Омское РДУ	
4.16.7.	МКПА АТ-1, АТ-2 (2 комплект) (АЛАРо, АЛАРр, ФОТ, АЛТП)	ПС Таврическая	ОДУ Сибири НДЦ СО Омское РДУ	
4.16.8.	УВК АДВ ПС Таврическая 1-й комплект (АРОЛ ВЛ 500 кВ Таврическая-Аврора, АРОЛ ВЛ 500 кВ ЕЭК- Иртышская, АРОЛ ВЛ 500 кВ Экибастузская ГРЭС-1-Таврическая, АРОЛ ВЛ 500 кВ Барабинская- Таврическая, АРОЛ ВЛ 500 кВ Заря– Барабинская, АРОДТ-1,2 АТ 500/220 кВ ПС Таврическая, АРОТ АТ500/220 кВ ПС Сибирь)	ОДУ Сибири	ЦДУ (в части режима работы УВК АДВ при потере функций АРОЛ ВЛ 500 кВ Таврическая-Аврора НДЦ СО (в части режима работы УВК АДВ при потере функций АРОЛ ВЛ 500 кВ Таврическая-Аврора Омское РДУ Новосибирское РДУ ¹ ПС Таврическая	
4.16.9.	УВК АДВ ПС Таврическая 2-й комплект (АРОЛ ВЛ 500 кВ Таврическая-Аврора, АРОЛ ВЛ 500 кВ ЕЭК- Иртышская, АРОЛ ВЛ 500 кВ Экибастузская ГРЭС-1-Таврическая,	ОДУ Сибири	ЦДУ (в части режима работы УВК АДВ при потере функций АРОЛ ВЛ 500 кВ Таврическая-Аврора) НДЦ СО (в части режима работы УВК АДВ при потере функций АРОЛ ВЛ 500 кВ Таврическая-Аврора) Омское РДУ Новосибирское РДУ ¹ ПС Таврическая	

№№ п.п.	Диспетчерское наименование оборудования	Управление	Ведение	
			Оборудование	Устройства РЗА
1	2	3	4	5
	АРОЛ ВЛ 500 кВ Таврическая- Барабинская, АРОЛ ВЛ 500 кВ Барабинская-Заря, АРОДТ-1,2 АТ 500/220 кВ ПС Таврическая, АРОТ АТ500/220 кВ ПС Барабинская)			
4.16.10	Действие ЦСПА Урала на отключение нагрузки в Омской энергосистеме	ПС Таврическая	ЦДУ ОДУ Сибири Омское РДУ НДЦ СО ОДУ Урала	
4.16.11	МКПА ВЛ 500 кВ Иртышская – Таврическая 1 комплект (АЛАР, АОПН, ФОЛ, ЗНПФ)	ПС Таврическая	ЦДУ НДЦ СО Омское РДУ ОДУ Сибири	
4.16.12	МКПА ВЛ 500 кВ Иртышская – Таврическая 2 комплект (АЛАР, АОПН, ФОЛ, ЗНПФ)	ПС Таврическая	ЦДУ ОДУ Сибири НДЦ СО Омское РДУ	
4.16.13	МКПА ВЛ 500 кВ Таврическая – Аврора 1 комплект (АЛАР, АОПН, ФОЛ, АРПМ ЗНПФ, АРПМ, АРОЛ)	ПС Таврическая	ЦДУ НДЦ СО ОДУ Сибири ОДУ Урала (в части ФОЛ) Омское РДУ	
4.16.14	МКПА ВЛ 500 кВ Таврическая – Аврора 2 комплект (АЛАР, АОПН, ФОЛ, АРПМ ЗНПФ, АРПМ, АРОЛ)	ПС Таврическая	ЦДУ НДЦ СО ОДУ Урала (в части ФОЛ) ОДУ Сибири Омское РДУ	
4.16.15	МКПА ВЛ 500 кВ Экибастузская ГРЭС-1 – Таврическая 1 комплект (АЛАР, АОПН, ФОЛ, ЗНПФ)	ПС Таврическая	ЦДУ НДЦ СО Омское РДУ ОДУ Сибири	
4.16.16	МКПА ВЛ 500 кВ Экибастузская ГРЭС-1 – Таврическая 2 комплект (АЛАР, АОПН, ФОЛ,	ПС Таврическая	ЦДУ НДЦ СО Омское РДУ ОДУ Сибири	

№№ п.п.	Диспетчерское наименование оборудования	Управление	Ведение	
			Оборудование	Устройства РЗА
1	2	3	4	5
	ЗНПФ)			
Устройства передачи аварийных сигналов и команд (УПАСК)				
ВЛ 500 кВ Иртышская – Таврическая				
4.16.17	ПРМ/ПРД ETL 314/254 кГц ВЛ 500 кВ Иртышская - Таврическая	ОДУ Сибири	ЦДУ НДЦ СО Омское РДУ ПС Таврическая ПС Иртышская	
4.16.18	ПРД/ПРМ ETL 182/162 кГц ВЛ 500 кВ Иртышская – Таврическая	ОДУ Сибири	ЦДУ НДЦ СО Омское РДУ ПС Таврическая ПС Иртышская	
ВЛ 500 кВ Таврическая – Аврора				
4.16.19	ПРД/ПРМ PowerLink 158/154 кГц ВЛ 500 кВ Таврическая – Аврора	НДЦ СО	ЦДУ ОДУ Сибири ОДУ Урала Омское РДУ ПС Таврическая	
ВЛ 500 кВ Экибастузская ГРЭС-1 – Таврическая				
4.16.20	ПРМ/ПРД PowerLink 98/110 кГц ВЛ 500 кВ Экибастузская ГРЭС-1 – Таврическая	ОДУ Сибири	ЦДУ НДЦ СО Омское РДУ ПС 500 кВ Таврическая	
ВЛ 500 кВ Барабинская-Таврическая				
4.16.21	ПРМ/ПРД ETL 58/54 кГц (№1) Барабинская – Таврическая	ОДУ Сибири	ЦДУ НДЦ СО Омское РДУ Новосибирское РДУ ПС Таврическая ПС Барабинская	
4.16.22	ПРМ/ПРД ETL 66/78 кГц (№2) Барабинская – Таврическая	ОДУ Сибири	ЦДУ НДЦ СО Омское РДУ Новосибирское РДУ ПС Таврическая ПС Барабинская	
4.17. Диспетчерский пункт ОДУ Сибири				
4.17.1.	ЦС АРЧМ ОЭС Сибири	ОДУ Сибири	ЦДУ НДЦ СО Иркутское РДУ Красноярское РДУ Братская ГЭС Усть-Илимская ГЭС Красноярская ГЭС	
4.17.2.	Перевод управления на РДЦ (Резервный Диспетчерский Центр)	ОДУ Сибири	ЦДУ Алтайское РДУ Бурятское РДУ	

№№ п.п.	Диспетчерское наименование оборудования	Управление	Ведение	
			Оборудование	Устройства РЗА
1	2	3	4	5
			Забайкальское РДУ Иркутское РДУ Красноярское РДУ Кузбасское РДУ Новосибирское РДУ Омское РДУ Томское РДУ Хакасское РДУ Саяно-Шушенская ГЭС НДЦ СО ОДУ Востока	
Операционная зона НДЦ СО				
4.18. ПС Кокшетауская				
1150 кВ				
4.18.1.	Шунтирующая перемычка 1150-500 кВ (Л-1101)	НДЦ СО	ЦДУ ОДУ Сибири Акмолинский РДЦ	Акмолински й РДЦ
4.18.2.	Шунтирующая перемычка 1150-500 кВ (Л-1102)	НДЦ СО	ЦДУ ОДУ Урала Акмолинский РДЦ	Акмолински й РДЦ
4.18.3.	В-501, В-502, В-503, В-504	Акмолинский РДЦ	ЦДУ НДЦ СО	
4.18.4.	Р-1-1150, ВО Р-1-1150, Р-2-1150, Р-3-1150, Р-4-1150, ВО Р-4-1150	Акмолинский РДЦ	ЦДУ НДЦ СО	НДЦ СО
4.18.5.	Р-1-500, Р-2-500	Акмолинский РДЦ	ЦДУ НДЦ СО	НДЦ СО
Противоаварийная и режимная автоматика				
4.18.6.	АДВ	НДЦ СО	Акмолинский РДЦ ЦДУ	
4.18.7.	АЛАР (резервный комплект) ВЛ 1150 кВ Костанайская – Кокшетауская (Л-1102)	НДЦ СО	ОДУ Урала Акмолинский РДЦ ЦДУ	
4.18.8.	АРПМ ВЛ 1150 кВ Костанайская – Кокшетауская (Л-1102)	НДЦ СО	ЦДУ	
4.18.9.	ФОЛ ВЛ 500 кВ Аврора- Кокшетауская (Л-5191)	Акмолинский РДЦ	ЦДУ ОДУ Урала НДЦ СО	
Устройства передачи аварийных сигналов и команд (УПАСК)				

№№ п.п.	Диспетчерское наименование оборудования	Управление	Ведение	
			Оборудование	Устройства РЗА
1	2	3	4	5
ВЛ 500 кВ Аврора – Кокшетауская (Л-5191)				
4.18.10	ПРД/ПРМ Plink 164/104 кГц (ВЧ-канал № 519) ВЛ 500 кВ Аврора – Кокшетауская (Л-5191)	НДЦ СО	ЦДУ ОДУ Урала	
4.18.11	ПРД/ПРМ Plink 94/74 кГц (ВЧ-канал № 654) ВЛ 500 кВ Аврора – Кокшетауская (Л-5191)	НДЦ СО	ЦДУ ОДУ Урала	
4.19. ПС Костанайская				
1150 кВ				
4.19.1.	Шунтирующая перемычка 1150-500 кВ	НДЦ СО	ЦДУ ОДУ Урала Костанайский РДЦ	
4.19.2.	Р-1 1150кВ Л-1102	Костанайский РДЦ	ЦДУ НДЦ СО	НДЦ СО
4.19.3.	ВОР-1	Костанайский РДЦ	ЦДУ НДЦ СО	
4.19.4.	ТН-1 Л-1102, ТН-2 Л-1102	Костанайский РДЦ	ЦДУ ОДУ Урала НДЦ СО	
500 кВ				
4.19.5.	1 СШ 500кВ, 2 СШ 500кВ	Костанайский РДЦ	НДЦ СО ОДУ Урала	НДЦ СО ОДУ Урала
4.19.6.	Р-1-500	Костанайский РДЦ	ЦДУ НДЦ СО ОДУ Урала	НДЦ СО
4.19.7.	В-5096, ВС-1, ВТ-2	Костанайский РДЦ	ЦДУ НДЦ СО ОДУ Урала ¹	
4.19.8.	В-1103, ВТ-3	Костанайский РДЦ	ЦДУ НДЦ СО ОДУ Урала	
4.19.9.	ТН 1 СШ-500, ТН 2 СШ-500	Костанайский РДЦ	НДЦ СО ОДУ Урала	
4.19.10	ТН Л-5096, ТН Л-1103	Костанайский РДЦ	ЦДУ НДЦ СО ОДУ Урала	
4.19.11	УРОВ В-1103 УРОВ ВТ-3	Костанайский РДЦ		НДЦ СО ОДУ Урала
Противоаварийная и режимная автоматика				

№№ п.п.	Диспетчерское наименование оборудования	Управление	Ведение	
			Оборудование	Устройства РЗА
1	2	3	4	5
4.19.12	ALAR S ВЛ 1150 кВ Костанайская – Кокшетауская (Л-1102)	НДЦ СО	ЦДУ Костанайский РДЦ	
4.19.13	ALAR S ВЛ 1150 кВ Костанайская – Челябинская(Л-1103)	НДЦ СО	ЦДУ ОДУ Урала Костанайский РДЦ	
4.19.14	ФОЛ ВЛ 500 кВ Костанайская – Сокол (Л-5096)	Костанайский РДЦ	НДЦ СО ОДУ Урала	
4.19.15	ФОЛ ВЛ 1150 кВ Костанайская – Челябинская(Л-1103)	Костанайский РДЦ	НДЦ СО ОДУ Урала	
4.19.16	АРПМ ВЛ 1150 кВ Костанайская – Кокшетауская (Л-1102)	НДЦ СО	ОДУ Урала ЦДУ	
4.19.17	АПН ВЛ 1150 кВ Костанайская – Челябинская (Л-1103)	НДЦ СО	ЦДУ ОДУ Урала Костанайский РДЦ	
4.19.18	АПН ВЛ 1150 кВ Костанайская – Кокшетауская (Л-1102)	НДЦ СО	ЦДУ ОДУ Урала Костанайский РДЦ	
Устройства передачи аварийных сигналов и команд (УПАСК)				
ВЛ 500 кВ Костанайская – Челябинская (Л-1103)				
4.19.19	ПРД/ПРМ PLink- 64/48кГц (ВЧ-канал №531)	ОДУ Урала	ЦДУ НДЦ СО Челябинское РДУ Костанайский РДЦ	
ВЛ 500 кВ Костанайская – Сокол (Л-5096)				
4.19.20	ВЧ-канал № 637 ESB 476/456 кГц Л-5096	НДЦ СО	ЦДУ ОДУ Урала	
4.19.21	ВЧ-канал № 636 Plink 280/256 кГц Л-5096	НДЦ СО	ЦДУ ОДУ Урала	
4.20. ПС Экибастузская 1150 кВ				
ОРУ 1150 кВ				
4.20.1.	Р-1101-1150,	Персонал подстанции	ЦДУ НДЦ СО Северный РДЦ	НДЦ СО
4.20.2.	Р-1104-1150	Персонал подстанции	ЦДУ НДЦ СО ОДУ Сибири Северный РДЦ	НДЦ СО

№№ п.п.	Диспетчерское наименование оборудования	Управление	Ведение	
			Оборудование	Устройства РЗА
1	2	3	4	5
4.20.3.	ВО Р-1101-1150	Персонал подстанции	ЦДУ НДЦ СО Северный РДЦ	
4.20.4.	ВР-1104	Персонал подстанции	ЦДУ НДЦ СО ОДУ Сибири Северный РДЦ	
ОРУ 500 кВ				
4.20.5.	I СШ, II СШ	Персонал подстанции	ЦДУ НДЦ СО ОДУ Сибири Северный РДЦ	НДЦ СО ОДУ Сибири
4.20.6.	Р-1104-500	Персонал подстанции	ЦДУ НДЦ СО ОДУ Сибири	НДЦ СО
4.20.7.	В-518, В-519, В-520, В-509, В-510	Персонал подстанции	НДЦ СО ОДУ Сибири ЦДУ Северный РДЦ	
4.20.8.	ТН-1СШ ТН-2СШ	Персонал подстанции	НДЦ СО ОДУ Сибири Северный РДЦ	
Противоаварийная и режимная автоматика				
4.20.9.	АДВ ПС Экибастузская- 1150	НДЦ СО	ОДУ Сибири, ЦДУ Северный РДЦ	
4.20.10	АРПМ ВЛ 1150 кВ Кокшетауская – Экибастузская (Л-1101)	НДЦ СО	ОДУ Сибири, ЦДУ	
4.20.11	ФОЛ ВЛ 500 кВ Экибастузская – Алтай (Л-1104)	Северный РДЦ	НДЦ СО ЦДУ ОДУ Сибири	
4.20.12	АLAR-S Л-1101 Кокшетауская – Экибастузская (Л-1101)	НДЦ СО	ЦДУ ОДУ Урала Северный РДЦ	
4.20.13	АLAR-S Л-1104 Экибастузская – Алтай (Л-1104)	НДЦ СО	ЦДУ ОДУ Сибири Алтайское РДУ Северный РДЦ	
4.20.14	АПН ВЛ 1150 кВ Кокшетауская – Экибастузская (Л-1101)	НДЦ СО	ЦДУ ОДУ Урала Северный РДЦ	
4.20.15	АПН ВЛ 1150 кВ	НДЦ СО	ЦДУ ОДУ Сибири	

№№ п.п.	Диспетчерское наименование оборудования	Управление	Ведение	
			Оборудование	Устройства РЗА
1	2	3	4	5
	Экибастузская – Алтай (Л-1104)		Алтайское РДУ Северный РДЦ	
Устройства передачи аварийных сигналов и команд (УПАСК)				
ВЛ 1150 кВ Экибастузская – Алтай (Л-1104)				
4.20.16	ПРМ АНКА-52 кГц	ОДУ Сибири	ЦДУ НДЦ СО Северный РДЦ Алтайское РДУ	
4.20.17	ПРД АНКА-68 кГц	ОДУ Сибири	ЦДУ НДЦ СО Северный РДЦ Алтайское РДУ	
4.21. ПС Аврора				
500 кВ				
4.21.1.	I СШ – 500 кВ, II СШ – 500 кВ	Акмолинский РДЦ	НДЦ СО ОДУ Урала	НДЦ СО ОДУ Урала
4.21.2.	АТ-1, АТ-2	Акмолинский РДЦ	НДЦ СО ОДУ Урала	НДЦ СО
4.21.3.	1Р-500 Л-5561	Акмолинский РДЦ	ЦДУ НДЦ СО ОДУ Сибири ОДУ Урала	НДЦ СО
4.21.4.	2Р-500 Л-5191	Акмолинский РДЦ	ЦДУ НДЦ СО ОДУ Урала	НДЦ СО
4.21.5.	ВВ-6 ВВ-5	Акмолинский РДЦ	ЦДУ НДЦ СО	
4.21.6.	ВВ-3, ВВ-4, ВВ Р-2	Акмолинский РДЦ	ЦДУ НДЦ СО ОДУ Урала	
4.21.7.	ВВ-1, ВВ-2	Акмолинский РДЦ	ЦДУ НДЦ СО ОДУ Сибири	
4.21.8.	ВВ Р-1	Акмолинский РДЦ	ЦДУ НДЦ СО ОДУ Сибири ОДУ Урала	
4.21.9.	ТН-2-500 ТН-1-500	Акмолинский РДЦ	НДЦ СО ОДУ Урала	
Противоаварийная и режимная автоматика				
4.21.10	АДВ ПС Аврора (АРОЛ ВЛ 500 кВ Курган-Аврора)	НДЦ СО	ЦДУ Акмолинский РДЦ	
4.21.11	АЛАР резервный ВЛ 500 кВ Курган- Аврора	НДЦ СО	ЦДУ ОДУ Урала Акмолинский РДЦ	

№№ п.п.	Диспетчерское наименование оборудования	Управление	Ведение	
			Оборудование	Устройства РЗА
1	2	3	4	5
4.21.12	АЛАР основной ВЛ 500 кВ Таврическая-Аврора	НДЦ СО	ЦДУ ОДУ Сибири ОДУ Урала Акмолинский РДЦ	
4.21.13	АЛАР резервный ВЛ 500 кВ Таврическая-Аврора	НДЦ СО	ЦДУ ОДУ Сибири ОДУ Урала Акмолинский РДЦ	
4.21.14	АЛАР дополнительный ВЛ 500 кВ Таврическая-Аврора	НДЦ СО	ОДУ Сибири ОДУ Урала Акмолинский РДЦ	
4.21.15	ФОЛ ВЛ 500 кВ Курган- Аврора	Акмолинский РДЦ	ОДУ Урала НДЦ СО	
4.21.16	ФОЛ ВЛ 500 кВ Аврора-Кокшетауская (Л 5191)	Акмолинский РДЦ	ЦДУ ОДУ Урала НДЦ СО	
4.21.17	ФОЛ ВЛ 500 кВ Таврическая-Аврора	Акмолинский РДЦ	ЦДУ ОДУ Урала ОДУ Сибири НДЦ СО	
4.21.18	АПН ВЛ 500 кВ Курган-Аврора	НДЦ СО	ЦДУ ОДУ Урала Акмолинский РДЦ	
4.21.19	АПН ВЛ 500 кВ Таврическая-Аврора	НДЦ СО	ЦДУ ОДУ Урала ОДУ Сибири Акмолинский РДЦ	
Устройства передачи аварийных сигналов и команд (УПАСК)				
ВЛ 500 кВ Курган – Аврора				
4.21.20	ПРД/ПРМ PLink-136/124 кГц (ВЧ-канал №649)	ОДУ Урала	ЦДУ НДЦ СО Тюменское РДУ Акмолинский РДЦ	
ВЛ 500 кВ Таврическая – Аврора				
4.21.21	ПРМ/ПРД PLink-158/154 кГц (канал №642) ВЛ 5561	НДЦ СО	ЦДУ ОДУ Урала ОДУ Сибири Акмолинский РДЦ Омское РДУ	
ВЛ 500 кВ Аврора – Кокшетауская (Л-5191)				
4.21.22	ПРМ/ПРД Plink 164/104 кГц (ВЧ-канал № 519) ВЛ 500 кВ Аврора – Кокшетауская (Л-5191)	НДЦ СО	ЦДУ ОДУ Урала	
4.21.23	ПРМ/ПРД Plink 94/74	НДЦ СО	ЦДУ	

№№ п.п.	Диспетчерское наименование оборудования	Управление	Ведение	
			Оборудование	Устройства РЗА
1	2	3	4	5
	кГц (ВЧ-канал № 654) ВЛ 500 кВ Аврора – Кокшетауская (Л-5191)		ОДУ Урала	
4.22. ПС 500 кВ Есиль				
4.22.1.	ЭВ-2, ЭВ-3, ЭВ-4	Акмолинский РДЦ	ЦДУ НДЦ СО	
4.22.2.	Р-1, ЭВ-5, Р-2, ЭВ-0, Р-3, ЭВ-6	Акмолинский РДЦ	ЦДУ НДЦ СО	
Противоаварийная и режимная автоматика				
4.22.3.	АРПМ ВЛ 500 кВ Сокол-Есиль (Л-5086)	НДЦ СО	ЦДУ	
4.22.4.	ALAR S ВЛ 500 кВ Сокол-Есиль (Л-5086)	НДЦ СО	ОДУ Урала ЦДУ	
4.22.5.	ALAR S ВЛ 500 кВ Есиль-ЦГПП (Л-5071)	НДЦ СО	ОДУ Урала ЦДУ	
4.22.6.	АПН ВЛ 500 кВ Есиль- ЦГПП (Л-5071)	НДЦ СО	ОДУ Урала ЦДУ	
4.22.7.	АПН ВЛ 500 кВ Сокол- Есиль (Л-5086)	НДЦ СО	ОДУ Урала ЦДУ	
4.23. ЕЭК				
500 кВ				
4.23.1.	I СШ 500кВ, II СШ 500кВ	Персонал электростанци и	ЦДУ НДЦ СО ОДУ Сибири Северный РДЦ	НДЦ СО
4.23.2.	Р-5537	Персонал электростанци и	ЦДУ НДЦ СО ОДУ Сибири Северный РДЦ	НДЦ СО
4.23.3.	Р-5017	Персонал электростанци и	ЦДУ НДЦ СО ОДУ Сибири Северный РДЦ	НДЦ СО
4.23.4.	ВЛ-5537, ВС-5, ВР-5537, ВЛ-5527, ВС-1, ВР-5017, ВС-6, ВЛ-5017	Персонал электростанци и	ЦДУ НДЦ СО ОДУ Сибири Северный РДЦ	

№№ п.п.	Диспетчерское наименование оборудования	Управление	Ведение	
			Оборудование	Устройства РЗА
1	2	3	4	5
4.23.5.	ТН-1С.Ш., ТН-2С.Ш.	Персонал электростанци и	НДЦ СО ОДУ Сибири Северный РДЦ	
4.23.6.	ТН-Л5527	Персонал электростанци и	ЦДУ НДЦ СО ОДУ Сибири Северный РДЦ	
Противоаварийная и режимная автоматика				
4.23.7.	АДВ Л-5017 ВЛ 500 кВ Экибастузская ГРЭС-1-ЕЭК	НДЦ СО	ЦДУ ОДУ Сибири	
4.23.8.	АДВ Л-5527 ВЛ 500 кВ ЕЭК- Рубцовская	НДЦ СО	ЦДУ ОДУ Сибири	
4.23.9.	АДВ Л-5537 ВЛ 500 кВ ЕЭК- Иртышская	НДЦ СО	ЦДУ ОДУ Сибири	
4.23.10	Воздействие на ОГ и ОН при действии противоаварийной автоматики (от АРПМ ПС Алтай и ПС Барнаульская, АДВ ПС Сокол, Экибастузская ГРЭС-1, ПС Экибастузская 1150, ПС Таврическая)	НДЦ СО	ЦДУ ОДУ Сибири	
4.23.11	АПН ВЛ 500 кВ ЕЭК- Рубцовская	НДЦ СО	ЦДУ ОДУ Сибири	
ВЛ 500 кВ ЕЭК-Рубцовская				
4.23.12	ПРМ/ПРД PowerLink 66/70 кГц ВЛ 500 кВ ЕЭК – Рубцовская (ВЧ-канал №649)	НДЦ СО	ЦДУ ОДУ Сибири Алтайское РДУ ПС Рубцовская	
ВЛ 500 кВ ЕЭК – Иртышская				
4.23.13	ПРД/ПРМ PowerLink 74/94 кГц (ВЧ-канал №508) ВЛ 500 кВ ЕЭК – Иртышская	ОДУ Сибири	ЦДУ НДЦ СО Омское РДУ	
4.24. ПС Житикара				
500 кВ				
4.24.1.	1СШ – 500, 2СШ – 500	Костанайский РДЦ	ЦДУ НДЦ СО ОДУ Урала Оренбургское РДУ	НДЦ СО
4.24.2.	АТ-2	Костанайский РДЦ	НДЦ СО ОДУ Урала Оренбургское РДУ	НДЦ СО

№№ п.п.	Диспетчерское наименование оборудования	Управление	Ведение	
			Оборудование	Устройства РЗА
1	2	3	4	5
4.24.3.	В-500 №1, В-500 №2	Костанайский РДЦ	ЦДУ НДЦ СО ОДУ Урала Оренбургское РДУ	
4.24.4.	В-500 №3 В-500 №4	Костанайский РДЦ	ЦДУ НДЦ СО ОДУ Урала	
4.24.5.	В-500 №5 В-500 №6	Костанайский РДЦ	ЦДУ НДЦ СО ОДУ Урала Оренбургское РДУ	
4.24.6.	Р-1 Л-5740	Костанайский РДЦ	ЦДУ НДЦ СО ОДУ Урала Оренбургское РДУ	
4.24.7.	В-500 Р-1	Костанайский РДЦ	ЦДУ НДЦ СО ОДУ Урала Оренбургское РДУ	
4.24.8.	ТН 1СШ-500 ТН 2СШ-500	Костанайский РДЦ	ЦДУ НДЦ СО ОДУ Урала Оренбургское РДУ	
Противоаварийная и режимная автоматика				
4.24.9.	ALAR-S ВЛ 500 кВ Ириклинская ГРЭС -Житикара	НДЦ СО	ЦДУ ОДУ Урала	
4.24.10	ALAR-S ВЛ 500 кВ Житикара-Ульке (Л- 5740)	НДЦ СО	ОДУ Урала	
4.24.11	АПН ВЛ 500 кВ Житикара-Ульке (Л- 5740)	НДЦ СО	ОДУ Урала	
Устройства передачи аварийных сигналов и команд (УПАСК)				
ВЛ 500 кВ Ириклинская ГРЭС – Житикара (5736)				
4.24.12	ПРД/ПРМ PLINK-52/76 кГц (ВЧ-канал №508)	ОДУ Урала	ЦДУ НДЦ СО	
ВЛ 500 кВ Сокол – Житикара (Л-5726)				
4.24.13	ВЧ-канал № 505 ESB 28/24 кГц Л-5726	НДЦ СО	ЦДУ ОДУ Урала	
4.24.14	ВЧ-канал № 507 ESB 140/15 кГц Л-5726	НДЦ СО	ЦДУ ОДУ Урала	
4.25. ПС Сокол				
500 кВ				

№№ п.п.	Диспетчерское наименование оборудования	Управление	Ведение	
			Оборудование	Устройства РЗА
1	2	3	4	5
4.25.1.	1 СШ – 500, 2 СШ – 500-А, 2 СШ – 500-В	Костанайский РДЦ	ЦДУ НДЦ СО ОДУ Урала	НДЦ СО ОДУ Урала (в части ДЗШ)
4.25.2.	Автотрансформаторы 500/220 кВ: АТ-1, АТ-2	Костанайский РДЦ	НДЦ СО ОДУ Урала	НДЦ СО
4.25.3.	Р-1 Л-5726, Р-2 Л-5086	Костанайский РДЦ	ЦДУ ОДУ Урала НДЦ СО	НДЦ СО
4.25.4.	В-1 Л-5726, В-2 Л-5726, В-500 Р-1, В-1 Л-5086, В-2 Л-5086, В-500 Р-2, В-1 Л-5716, В-2 Л-5716 В-1 Л-5096, В-2 Л-5096	Костанайский РДЦ	ЦДУ НДЦ СО ОДУ Урала	
4.25.5.	ТН 1СШ-500, ТН 2СШ-500	Костанайский РДЦ	НДЦ СО ОДУ Урала	
Противоаварийная и режимная автоматика				
4.25.6.	АРПМ ВЛ 500 кВ Сокол – Есиль (Л-5086)	НДЦ СО	ОДУ Урала ЦДУ	
4.25.7.	АЛАР-S ВЛ 500 кВ Сокол – Есиль (Л-5086)	НДЦ СО	ОДУ Урала ЦДУ	
4.25.8.	АЛАР-S ВЛ 500кВ Сокол-Житикара (Л-5726)	НДЦ СО	ОДУ Урала ЦДУ	
4.25.9.	САОН Костанайэнерго от ПА ОЭС Урала	НДЦ СО	ОДУ Урала ЦДУ Костанайский РДЦ	
4.25.10	ФОЛ ВЛ 500 кВ Сокол – Есиль (Л-5086)	Костанайский РДЦ	НДЦ СО ОДУ Урала	
4.25.11	ФОЛ ВЛ 500 кВ Костанайская-Сокол (Л- 5096)	Костанайский РДЦ	НДЦ СО ОДУ Урала	
4.25.12	ФОЛ ВЛ-500кВ Сокол- Житикара (Л-5726)	Костанайский РДЦ	НДЦ СО ОДУ Урала	
4.25.13	ФОЛ ВЛ 500 кВ Сокол.- Троицкая ГРЭС	Костанайский РДЦ	НДЦ СО ОДУ Урала	
4.25.14	АПН ВЛ-500кВ Сокол- Житикара (Л-5726)	НДЦ СО	ЦДУ ОДУ Урала	

№№ п.п.	Диспетчерское наименование оборудования	Управление	Ведение	
			Оборудование	Устройства РЗА
1	2	3	4	5
4.25.15	АПН ВЛ 500 кВ Сокол.- Троицкая ГРЭС	НДЦ СО	ЦДУ ОДУ Урала Костанайский РДЦ	
Устройства передачи аварийных сигналов и команд (УПАСК)				
ВЛ 500 кВ Троицкая ГРЭС – Сокол				
4.25.16	ПРМ АНКА-148 кГц	ОДУ Урала	ЦДУ НДЦ СО	
4.25.17	ПРД АНКА-100 кГц	ОДУ Урала	ЦДУ НДЦ СО	
ВЛ 500 кВ Сокол – Житикара (Л-5726)				
4.25.18	ВЧ-канал № 505 ESB 24/28 кГц Л-5726	НДЦ СО	ЦДУ ОДУ Урала	
4.25.19	ВЧ-канал № 507 ESB 156/140 кГц Л-5726	НДЦ СО	ЦДУ ОДУ Урала	
ВЛ 500 кВ Костанайская – Сокол (Л-5096)				
4.25.20	ВЧ-канал № 637 ESB 456/476 кГц Л-5096	НДЦ СО	ЦДУ ОДУ Урала	
4.25.21	ВЧ-канал № 636 Plink 256/280 кГц Л-5096	НДЦ СО	ЦДУ ОДУ Урала	
220 кВ				
Противоаварийная и режимная автоматика				
4.25.22	АРЛ ВЛ 220 кВ Качары- Сокол	Костанайский РДЦ	ЦДУ ОДУ Урала НДЦ СО	
4.25.23	АЛАР-S ВЛ 220 кВ Качары - Сокол	Костанайский РДЦ	ЦДУ ОДУ Урала НДЦ СО	
4.26. ПС Усть – Каменогорская				
500 кВ				
4.26.1.	В-1 Л-5544, В-2 Л-5544	Восточный РДЦ	ЦДУ НДЦ СО ОДУ Сибири	
Противоаварийная и режимная автоматика				
4.26.2.	АДВ	НДЦ СО	Восточный РДЦ ОДУ Сибири (в части Л-551, 5527, 5544)	

№№ п.п.	Диспетчерское наименование оборудования	Управление	Ведение	
			Оборудование	Устройства РЗА
1	2	3	4	5
4.26.3.	ALAR-S ВЛ 500 кВ Рубцовская – Усть- Каменогорская	НДЦ СО	ЦДУ ОДУ Сибири Восточный РДЦ	
4.26.4.	АПН ВЛ 500 кВ Рубцовская – Усть- Каменогорская	НДЦ СО	ЦДУ ОДУ Сибири Восточный РДЦ	
Устройства передачи аварийных сигналов и команд (УПАСК)				
ВЛ 500 кВ Рубцовская – Усть-Каменогорская				
4.26.5.	ПРМ АНКА 196 кГц Рубцовская – Усть- Каменогорская	НДЦ СО	ЦДУ ОДУ Сибири Алтайское РДУ	
4.26.6.	ПРМ АНКА 472 кГц Рубцовская – Усть- Каменогорская	НДЦ СО	ЦДУ ОДУ Сибири Алтайское РДУ	
4.26.7.	ПРМ/ПРД PowerLink 74/90 кГц ВЛ 500 кВ Рубцовская – Усть- Каменогорская (ВЧ-канал №588)	НДЦ СО	ЦДУ ОДУ Сибири Алтайское РДУ	
4.27. ПС 500 кВ Ульке				
500 кВ				
4.27.1.	СШ-500 кВ	Актюбинский РДЦ	ЦДУ НДЦ СО ОДУ Урала Оренбургское РДУ	НДЦ СО
4.27.2.	1 АТ	Актюбинский РДЦ	ЦДУ НДЦ СО ОДУ Урала Оренбургское РДУ	НДЦ СО
4.27.3.	1В-500 кВ Л-5740 2В-500 кВ Л-5740	Актюбинский РДЦ	ЦДУ НДЦ СО ОДУ Урала Оренбургское РДУ	
4.27.4.	Р-1 Р-2	Актюбинский РДЦ	НДЦ СО ОДУ Урала Оренбургское РДУ	НДЦ СО
4.27.5.	В-500 кВ Р-1 В-500 кВ Р-2	Актюбинский РДЦ	ЦДУ НДЦ СО ОДУ Урала Оренбургское РДУ	НДЦ СО
4.27.6.	ФПТ 220/220 кВ	Актюбинский РДЦ	ЦДУ НДЦ СО	НДЦ СО

№№ п.п.	Диспетчерское наименование оборудования	Управление	Ведение	
			Оборудование	Устройства РЗА
1	2	3	4	5
			ОДУ Урала Оренбургское РДУ	
Противоаварийная и режимная автоматика				
4.27.7.	ALAR-S ВЛ 500 кВ Житикара-Ульке (Л-5740)	НДЦ СО	ОДУ Урала	
4.27.8.	АПН ВЛ 500 кВ Житикара-Ульке (Л-5740)	НДЦ СО	ОДУ Урала	
4.28. ПС ЦГПП				
500 кВ				
4.28.1.	В-1 В-2 В-3 В-4	Акмолинский РДЦ	ЦДУ НДЦ СО	
4.28.2.	P1 P2	Акмолинский РДЦ	ЦДУ НДЦ СО	
4.28.3.	BP1 BP2	Акмолинский РДЦ	ЦДУ НДЦ СО	
4.29. Экибастузская ГРЭС-1				
500 кВ				
4.29.1.	I-секц., II-секц., III-секц., IV-секц.	Персонал электростанци и)	НДЦ СО ОДУ Сибири Северный РДЦ	НДЦ СО
4.29.2.	P-5577	Персонал электростанци и	ЦДУ НДЦ СО ОДУ Сибири Северный РДЦ	НДЦ СО
4.29.3.	P-5050	Персонал электростанци и	ЦДУ НДЦ СО Северный РДЦ	НДЦ СО
4.29.4.	ВЛ-5577, BC-2 ВЛ-5017 BC-1	Персонал электростанци и	ЦДУ НДЦ СО ОДУ Сибири Северный РДЦ	
4.29.5.	BC-4 ВЛ-5050	Персонал электростанци и	ЦДУ НДЦ СО Северный РДЦ	
4.29.6.	CB-13, CB-24	Персонал электростанци и	НДЦ СО ОДУ Сибири Северный РДЦ	
4.29.7.	ТН-I, ТН-II, ТН-III, ТН-IV, ТН-5107,	Персонал электростанци и	НДЦ СО ОДУ Сибири Северный РДЦ	

№№ п.п.	Диспетчерское наименование оборудования	Управление	Ведение	
			Оборудование	Устройства РЗА
1	2	3	4	5
	ТН-5117			
4.29.8.	ТН-5577, ТН-5017,	Персонал электростанци и	ЦДУ НДЦ СО ОДУ Сибири Северный РДЦ	
4.29.9.	ТН-5050	Персонал электростанци и	ЦДУ НДЦ СО Северный РДЦ	
Противоаварийная и режимная автоматика				
4.29.10	АДВ Л-5050 ВЛ 500 кВ ЦГПП- Экибастузская ГРЭС-1	НДЦ СО	Северный РДЦ ЦДУ	
4.29.11	АДВ Л-5117 ВЛ 500 кВ Экибастузская ГРЭС-1- Экибастузская-1150	НДЦ СО	Северный РДЦ ЦДУ	
4.29.12	АДВ Л-5120 ВЛ 500 кВ Экибастузская ГРЭС-1- Нура	НДЦ СО	Северный РДЦ ЦДУ	
4.29.13	АДВ Л-5577 ВЛ 500 кВ Экибастузская ГРЭС-1- Таврическая	НДЦ СО	Северный РДЦ ЦДУ	
4.29.14	АДВ Л-5017 ВЛ 500 кВ Экибастузская ГРЭС-1- ЕЭК	НДЦ СО	Северный РДЦ ЦДУ	
4.29.15	Воздействие на ОГ и ОН при действии противоаварийной автоматики (от АРПМ ПС Алтай и ПС Барнаульская, АДВ ПС Сокол, ПС Экибастузская 1150, ПС Таврическая)	НДЦ СО	ЦДУ	
4.29.16	УФОЛ ВЛ 500 кВ Экибастузская ГРЭС-1 – Таврическая	Северный РДЦ	НДЦ СО ОДУ Сибири	
4.29.17	Устройство фиксации перегрузки (УФП) ВЛ 500 кВ ЦГПП – Экибастузская ГРЭС-1 (Л-5050)	НДЦ СО	ЦДУ Северный РДЦ	
4.29.18	Автоматика фиксации состояния транзита Казахстан – Урал	НДЦ СО	Северный РДЦ ЦДУ ОДУ Сибири	

№№ п.п.	Диспетчерское наименование оборудования	Управление	Ведение	
			Оборудование	Устройства РЗА
1	2	3	4	5
	(АФСТ) на ЭГЭС-1			
ВЛ 500 кВ Экибастузская ГРЭС-1 – Таврическая				
4.29.19	ПРД/ПРМ PLink 98/110 кГц ВЛ 500 кВ Экибастузская ГРЭС-1 – Таврическая (ВЧ-канал №661)	ОДУ Сибири	ЦДУ НДЦ СО ОДУ Урала Омское РДУ	
4.30. ПС Степная				
220 кВ				
Противоаварийная и режимная автоматика				
4.30.1.	АЛАР Л-5032 Балаковская АЭС – Степная на ПС Степная	Актюбинский РДЦ	НДЦ СО ОДУ Средней Волги	
Устройства передачи аварийных сигналов и команд (УПАСК)				
ВЛ 220 кВ Балаковская АЭС – Степная				
4.30.2.	ПРМ АНКА-64 кГц	Актюбинский РДЦ	Саратовское РДУ Балаковская АЭС	
4.30.3.	ПРД АНКА-52 кГц	Актюбинский РДЦ	Саратовское РДУ Балаковская АЭС	
4.31. ПС 18				
Противоаварийная и режимная автоматика				
4.31.1.	Автоматика деления сети (АДС) по Л-3034	Восточный РДЦ	НДЦ СО ОДУ Сибири ²	
4.32. ПС 14				
Противоаварийная и режимная автоматика				
4.32.1.	Автоматика деления сети (АДС) по Л-3014	Восточный РДЦ	НДЦ СО ОДУ Сибири ²	
4.33. ПС 51				
Противоаварийная и режимная автоматика				
4.33.1.	Резервные цепи автоматика деления сети (АДС) по Л-3034	Восточный РДЦ	НДЦ СО ОДУ Сибири ²	

Примечание:

1. На указанные объекты диспетчеризации, разрешенные заявки подаются «к сведению» и не требуют согласования.
2. Пусковой орган АДС на ЕЭК (УФОЛ ВЛ 500 кВ ЕЭК – Рубцовская) находится в управлении Северного РДЦ, ведении НДЦ СО. Пусковой орган АДС на ПС Алтай (АДВ ПС Алтай) и ПС Барнаульская (АРУ ПС Барнаульская) находится в управлении ОДУ Сибири и ведении НДЦ СО.

5. Объем воздействий ПА на ОН

№ п.п.	Диспетчерское наименование объекта диспетчеризации	Управление	Ведение
-----------	---	------------	---------

1	2	3	4
5.1.	Снижение объема ОН в операционной зоне Омской энергосистемы от комплекса ЦСПА ОЭС Урала (на 50 МВт и более)	Омское РДУ	ЦДУ ОДУ Урала ОДУ Сибири НДЦ СО
5.2.	Снижение объема ОН в операционной зоне НДЦ СО от комплекса ЦСПА ОЭС Урала (на 50 МВт и более)	НДЦ СО	ЦДУ ОДУ Урала

6. СДУ

№ п.п.	Диспетчерское наименование объекта диспетчеризации	Управление	Ведение
1	2	2	4
6.1.	Каналы диспетчерской и технологической телефонной связи НДЦ СО – ЦДУ (Астана – Москва): – от Астаны до границы с Россией – – от Москвы до границы с Казахстаном		НДЦ СО ЦДУ
6.2.	Цифровые каналы передачи данных НДЦ СО – ЦДУ (Астана – Москва)		ЦДУ НДЦ СО
6.3.	Средства сбора, передачи и ретрансляции телеинформации из ОИК ЦДУ в ОИК НДЦ СО	ЦДУ	НДЦ СО
6.4.	Средства сбора, передачи и ретрансляции телеинформации из ОИК НДЦ СО в ОИК ЦДУ	НДЦ СО	ЦДУ
Средства передачи телеинформации для ПА			
6.5.	по ВЛ 500 кВ Костанайская – Сокол (Л-5096), ВЛ 1150 кВ Костанайская – Кокшетауская (Л-1102), ВЛ 1150 кВ Костанайская – Челябинская на ПС Кустанайская-1150	Костанайский РДЦ	ОДУ Урала НДЦ СО
6.6.	по ВЛ 1150 кВ Экибастузская – Алтай (Л-1104) на ПС Экибастузская	Северный РДЦ	НДЦ СО ОДУ Сибири
6.7.	по ВЛ 500 кВ Курган-Аврора на ПС Аврора	Акмолинский РДЦ	НДЦ СО ОДУ Урала
6.8.	по ВЛ 500 кВ Аврора – Таврическая на ПС Аврора	Акмолинский РДЦ	ОДУ Сибири НДЦ СО
6.9.	по ВЛ 500 кВ Аврора – Таврическая на ПС Аврора	Акмолинский РДЦ	ОДУ Сибири НДЦ СО
6.10.	по ВЛ 500 кВ ЕЭК – Иртышская на ЕЭК	Северный РДЦ	ОДУ Сибири НДЦ СО
6.11.	по ВЛ 500 кВ ЕЭК – Рубцовская на ЕЭК	Северный РДЦ	ОДУ Сибири НДЦ СО
6.12.	по ВЛ 500 кВ Сокол – Кустанай (Л-5096) на ПС Сокол	Костанайский РДЦ	НДЦ СО ОДУ Урала
6.13.	по ВЛ 500 кВ Сокол – Есиль (Л-5086)	Костанайский	НДЦ СО

№ п.п.	Диспетчерское наименование объекта диспетчеризации	Управление	Ведение
1	2	2	4
	на ПС Сокол	РДЦ	ОДУ Урала
6.14.	по ВЛ 500 кВ Рубцовская – Усть-Каменогорск на ПС Усть – Каменогорск	Восточный РДЦ	ОДУ Сибири НДЦ СО
6.15.	по ВЛ 500 кВ Экибастузская ГРЭС -1 – Таврическая на Экибастузской ГРЭС-1	Северный РДЦ	НДЦ СО ОДУ Сибири
6.16.	по ВЛ 220 кВ Балаковская АЭС – Степная, ВЛ 220 кВ Степная – Южная на ПС Степная	Актюбинский РДЦ	НДЦ СО ОДУ Средней Волги

Приложение 3

к Положению об организации оперативно -
диспетчерского управления параллельной
работой ЕЭС Казахстана и ЕЭС России


УТВЕРЖДАЮ

Главный диспетчер
Филиала АО «KEGOC» «НДЦ СО»


Е.Т. Шинасилов
«21» 09 2011г.

УТВЕРЖДАЮ

Директор по управлению
режимами ЕЭС – главный
диспетчер ОАО «СО ЕЭС»


С.А. Павлушко
«1» сентября 2011г.

Регламент формирования графиков ремонтов объектов диспетчеризации

1. Планирование почасовых сальдо перетоков мощности по сечениям экспорта-импорта между ЕЭС России и ЕЭС Казахстана осуществляется с учетом совместно разработанных и взаимно согласованных графиков ремонтов объектов диспетчеризации (далее – графики ремонтов), находящихся в диспетчерском управлении или ведении диспетчеров ДЦ Системных операторов.

2. Координатором годового и месячного планирования графиков ремонтов является ЦДУ.

3. Для подготовки годового графика ремонтов ЛЭП, электросетевого оборудования подстанций и электростанций, до 25 августа года, предшествующего планируемому, АО «KEGOC» (НДЦ СО) направляет в ОАО «СО ЕЭС» (ЦДУ) предварительные предложения по отключению ЛЭП, электросетевого оборудования подстанций и электростанций, являющихся объектами диспетчеризации ДЦ Системных операторов.

4. Предложения по включению ЛЭП и оборудования в годовой график ремонтов ЛЭП, электросетевого оборудования подстанций и электростанций должны содержать наименования объектов электроэнергетики, диспетчерские наименования объектов диспетчеризации, требующих отключения, даты начала и окончания ремонта, виды ремонта, выполняемые работы (причины отключения).

5. ОАО «СО ЕЭС» (ЦДУ) совместно с АО «KEGOC» (НДЦ СО) производят рассмотрение представленных предложений с учетом прогнозов балансов электроэнергии и мощности, совместимости отключений ЛЭП и электросетевого оборудования с точки зрения обеспечения надежности параллельной работы энергосистем России и Казахстана и не позднее 20 сентября согласовывают годовой график ремонтов ЛЭП, электросетевого оборудования подстанций и электростанций.

6. Изменения годового графика ремонтов ЛЭП, электросетевого оборудования электростанций и подстанций не производятся. Возникающие отклонения от согласованного годового графика по взаимному согласованию ОАО «СО ЕЭС» (ЦДУ) и АО «КЕГОС» (НДЦ СО) учитываются при формировании месячного графика ремонтов ЛЭП, электросетевого оборудования электростанций и подстанций.

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

Для подготовки годового графика технического обслуживания устройств РЗ, ПА, РА АО «КЕГОС» (НДЦ СО) до 25 августа года, предшествующего планируемому, направляет в ОАО «СО ЕЭС» (ЦДУ) на рассмотрение предложения по техническому обслуживанию устройств РЗА, находящихся в диспетчерском управлении или ведении ДЦ Системных операторов.

8. После взаимного согласования, годовой график технического обслуживания устройств РЗ, ПА, РА до 15 октября планируемого года направляется ОАО «СО ЕЭС» (ЦДУ) в АО «КЕГОС» (НДЦ СО).

9. Месячные графики ремонтов ЛЭП, электросетевого оборудования электростанций и подстанций составляются с учетом утвержденного годового графика ремонтов ЛЭП, электросетевого оборудования электростанций и подстанций.

10. АО «КЕГОС» (НДЦ СО) до 10 числа месяца, предшествующего планируемому, направляет в ОАО «СО ЕЭС» (ЦДУ) для совместного рассмотрения предложения в месячный график ремонтов ЛЭП, электросетевого оборудования электростанций и подстанций, находящихся в диспетчерском управлении или ведении ДЦ Системных операторов.

11. После совместного рассмотрения и взаимного согласования месячный график ремонтов ЛЭП, электросетевого оборудования электростанций и подстанций не позднее 24 числа месяца, предшествующего планируемому, направляется ОАО «СО ЕЭС» (ЦДУ) в АО «КЕГОС» (НДЦ СО).

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

- включенные в годовой график ремонтов ЛЭП, электросетевого оборудования электростанций и подстанций;
- 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 4

к Положению об организации оперативно - диспетчерского управления параллельной работой ЕЭС Казахстана и ЕЭС России

УТВЕРЖДАЮ

Главный диспетчер
Филиала АО «KEGOC» «НДЦ СО»

 Е.Т. Шинасилов

«21» 09 2011 г.

УТВЕРЖДАЮ

Директор по управлению
режимами ЕЭС – главный
диспетчер ОАО «СО ЕЭС»

 С.А. Павлушко

«1» сентября 2011 г.

Требования к оформлению диспетчерских заявок на изменение технологического режима работы или эксплуатационного состояния объектов диспетчеризации ДЦ ОАО «СО ЕЭС» и ДЦ АО «KEGOC»

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 ДЦ Системных операторов 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 проведение испытаний объекта диспетчеризации может быть согласовано 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 В разделе режимные указания не допускается ссылка на информацию, содержащуюся в других диспетчерских заявках. Режимные указания должны отражаться в полном объеме.

5 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 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 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 соответствующего ДЦ Системных операторов.

8 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;
- наименование оборудования;
- эксплуатационное состояние оборудования;
- 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;
- фактической срок проведения работ.

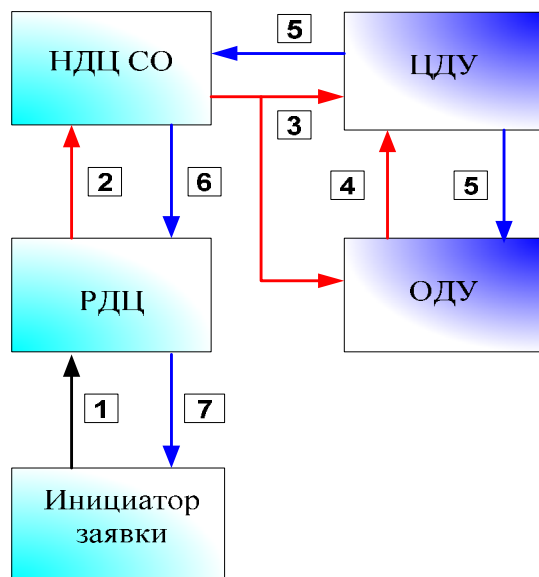
Приложение 2

к Требованиям к оформлению диспетчерских заявок на изменение технологического режима работы или эксплуатационного состояния объектов диспетчеризации ДЦ ОАО «СО ЕЭС» и ДЦ АО «КЕГОС»

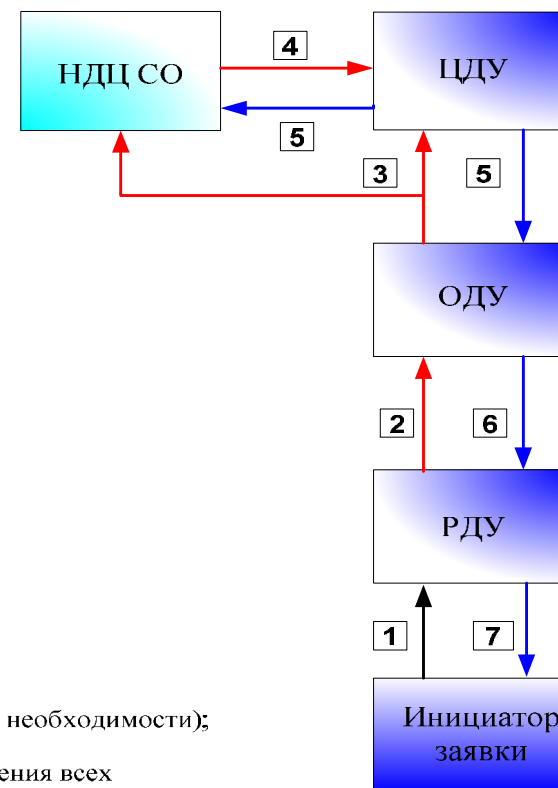
Схема прохождения диспетчерских заявок

на изменение технологического режима работы или эксплуатационного состояния объектов диспетчеризации, находящихся в диспетчерском управлении или ведении ДЦ АО «КЕГОС» (НДЦ СО) и ОАО «СО ЕЭС» (ЦДУ)

Инициатор заявки в ЕЭС Казахстана



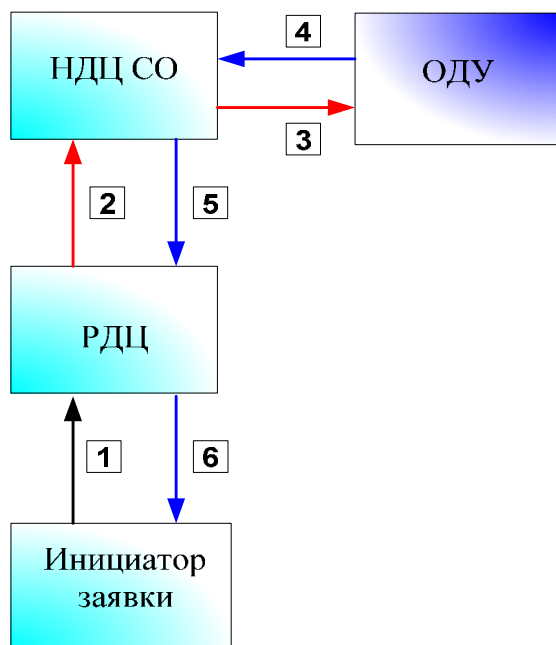
Инициатор заявки в ЕЭС России



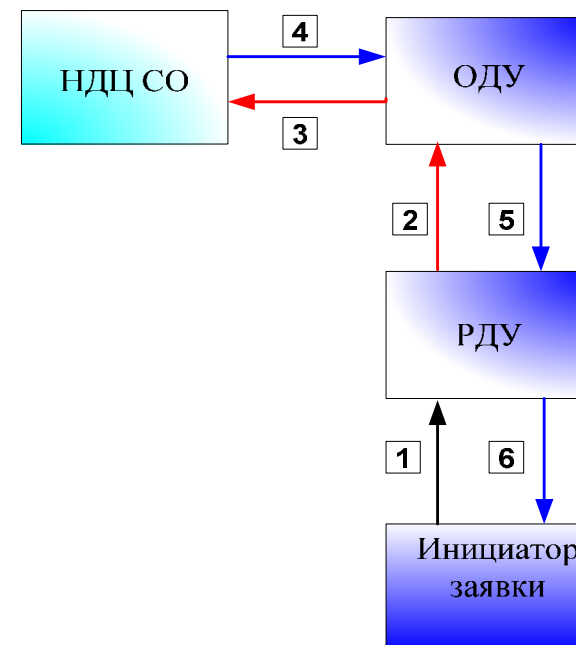
- ← - подача исходной диспетчерской заявки;
- - передача проработанной диспетчерской заявки для дальнейшего рассмотрения (при необходимости);
- ← - передача ответа (согласованно/не согласованно) на диспетчерскую заявку;
- N - номер очередности операции, которая может быть выполнена только после завершения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

**Схема прохождения диспетчерских заявок
на изменение технологического режима работы или эксплуатационного состояния объектов диспетчеризации,
находящихся в диспетчерском управлении или ведении ДЦ АО «КЕГОС» (НДЦ СО) и ОАО «СО ЕЭС» (ОДУ)**

Инициатор заявки в ЕЭС Казахстана



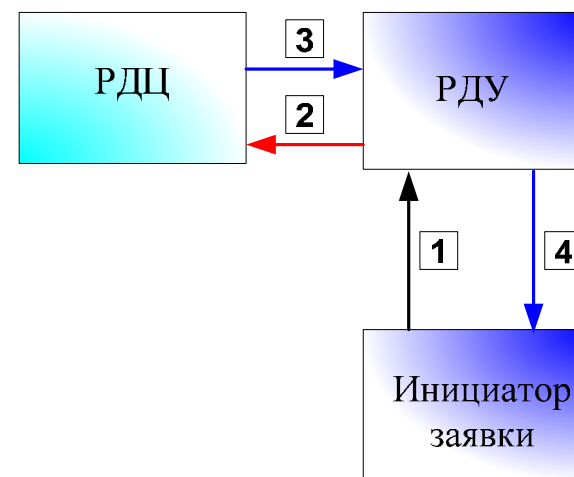
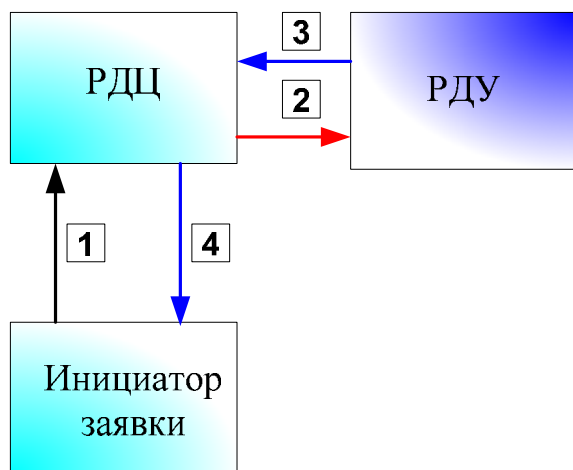
Инициатор заявки в ЕЭС России



- ← - подача исходной диспетчерской заявки;
- ← - 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 прохождения диспетчерских заявок
на изменение технологического режима работы или эксплуатационного состояния объектов диспетчеризации,
находящихся в диспетчерском управлении или ведении ДЦ АО «КЕГОС» (РДЦ) и ОАО «СО ЕЭС» (РДУ)**

Инициатор заявки в ЕЭС Казахстана



- ← - подача исходной диспетчерской заявки;
- ← - 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;

Приложение 5

к Положению об организации оперативно -
диспетчерского управления параллельной работой
ЕЭС Казахстана и ЕЭС России

УТВЕРЖДАЮ

Главный диспетчер
Филиала АО «КЕГОС» «НДЦ СО»



Е.Т. Шинасилов

«21» 09 2011г.

УТВЕРЖДАЮ

Директор по управлению
режимами ЕЭС – главный
диспетчер ОАО «СО ЕЭС»



С.А. Павлушко

«1» сентября 2011г.

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) МГЛЭП.

2. Указанная в типовых (разовых) 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 ЕЭС России и ЕЭС Казахстана.

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 ДЦ Системных операторов, 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 ДЦ Системных операторов, принимающих участие в производстве переключений, могут разрабатываться и утверждаться главными диспетчерами типовые (разовые) 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, утвержденной диспетчерским центром, в диспетчерском управлении которого находится МГЛЭП.

Последовательность операций на своем уровне оперативно-диспетчерского управления не должна противоречить утвержденной 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 устройств РЗА;
- организацией ремонтных работ;
- переименованием объектов диспетчеризации,

а также в других случаях по решению ДЦ, утверждающих 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 типовых (разовых) бланков переключений на энергообъектах).

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

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

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

9.1. Текстовая часть:

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

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

9.1.3. Условия выполнения переключений:

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

9.1.3.2. 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 ЛЭП, 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. Указываются объекты электроэнергетики, на которых производятся переключения.

9.2.1.4. Указываются операции:

- с коммутационными аппаратами;
- с заземляющими ножами;
- 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).

9.2.1.5. Указываются сообщения:

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

9.2.1.6. 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).

9.2.1.7. *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.

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

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

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

Приложение 6

к Положению об организации оперативно-диспетчерского управления ЕЭС Казахстана и ЕЭС России

УТВЕРЖДАЮ


Главный диспетчер
Филиала АО «КЕГОС» «НДЦ СО»


Е.Т. Шинасилов

«21» 09 2011г.

УТВЕРЖДАЮ

Директор по управлению
режимами ЕЭС - главный
диспетчер ОАО «СО ЕЭС»


С.А. Павлушко

«21» 09 2011 г.

Порядок взаимодействия, согласования и регистрации корректировок суточного почасового диспетчерского графика при оказании аварийной взаимопомощи

1. Общие положения

1.1. Под аварийной помощью при сохранении параллельной работы ЕЭС России и ЕЭС Казахстана понимается поставка электроэнергии в/из ЕЭС России из/в ЕЭС Казахстана в случае возникновения или угрозы возникновения электроэнергетического режима работы, который может повлечь (повлеч) за собой сокращение объемов потребления или временное прекращение подачи электрической энергии потребителям на территории Российской Федерации или Республики Казахстан по причине отключения генерирующего и(или) электросетевого оборудования.

1.2. Поставка электроэнергии в режиме аварийной взаимопомощи осуществляется при наличии и на условиях соответствующих договоров.

2. Условия и порядок оказания аварийной взаимопомощи

2.1. Аварийная взаимопомощь используется для предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима параллельной работы ЕЭС России и ЕЭС Казахстана в следующих случаях:

2.1.1. Отключение генерирующего или электросетевого оборудования, приводящего к ограничению выдачи мощности электростанций, перегрузке другого электросетевого оборудования, которые могут повлечь (повлечли) за собой сокращение объемов потребления или временное прекращение подачи электрической энергии потребителям на территории Российской Федерации или Республики Казахстан.

2.1.2. Отключение межгосударственных линий электропередачи, приводящее к превышению максимально допустимого перетока через контролируемые сечения, которое может повлечь (повлекло) за собой сокращение объемов потребления или временное прекращение подачи электрической энергии потребителям на территории Российской Федерации или Республики Казахстан

2.2. При возникновении ситуаций, соответствующих признакам, указанным в п. 2.1.1 настоящего Порядка взаимодействия при оказании аварийной взаимопомощи, активирование аварийной помощи инициируется диспетчером энергосистемы, в которой произошло отключение генерирующего или электросетевого оборудования.

2.3. При возникновении ситуаций, соответствующих признакам, указанным в п. 2.1.2 настоящего Порядка взаимодействия для оказания аварийной взаимопомощи, активирование аварийной помощи инициируется диспетчером, осуществляющим регулирование перетоков мощности в данном сечении.

2.4. Аварийная помощь запрашивается путем подачи диспетчерской заявки на оказание аварийной помощи.

2.5. В случае необходимости немедленного оказания аварийной помощи или изменения согласованной диспетчерской заявкой величины аварийной помощи в процессе ее оказания, аварийная помощь может быть предоставлена с учетом технической возможности на основании запроса с обязательным последующим оформлением диспетчерской заявки в возможно короткий срок, но не более 24 часов с момента окончания оказания аварийной помощи.

2.6. Диспетчерская заявка на оказание аварийной помощи подлежит немедленному рассмотрению для определения возможности ее реализации.

2.7. В диспетчерской заявке на оказание аварийной помощи указываются: время начала и окончания режима аварийной помощи, сечение экспорта-импорта, по которому осуществляется поставка электроэнергии, величины мощности аварийной помощи, скорректированный диспетчерский график на время оказания аварийной помощи, причина оказания аварийной помощи. Форма диспетчерской заявки (с образцом заполнения) на оказание аварийной помощи из ЕЭС России в ЕЭС Казахстана приведена в таблице 1.

2.8. Время начала и окончания режима или изменение величины мощности аварийной помощи и скорректированного диспетчерского графика может осуществляться с дискретностью кратной 15 (пятнадцати) минутам. Переход на работу по скорректированному диспетчерскому графику и возврат на работу по суточному почасовому диспетчерскому графику начинается не ранее, чем за 5 (пять) минут, и завершается не позже, чем через 5 (пять) минут, после согласованных в диспетчерской заявке (запросе) времени начала и окончания режима аварийной помощи. Аварийная помощь может предоставляться на срок до 36 часов.

2.9. Не позднее, чем за 30 (тридцать) минут до окончания согласованного времени режима оказания аварийной помощи, диспетчер, запросивший помощь, информирует диспетчера ДЦ, предоставившего аварийную помощь, об окончании режима оказания аварийной помощи либо о необходимости продления указанного режима.

2.10. При необходимости продления режима оказания аварийной помощи подается заявка на продление указанного режима, в установленном порядке. Время начала режима аварийной помощи по заявке на продление должно соответствовать времени окончания режима аварийной помощи продлеваемой заявки.

2.11. При необходимости изменения величины аварийной помощи в процессе ее оказания согласованная диспетчерская заявка должна быть закрыта временем перехода на новое значение скорректированного диспетчерского графика и оформлена новая диспетчерская заявка. Время начала режима аварийной помощи по новой диспетчерской заявке должно соответствовать времени окончания закрытой диспетчерской заявки.

2.12. В процессе оказания аварийной помощи диспетчер ДЦ Системного оператора, оказывающий помощь, имеет право прекратить режим оказания аварийной помощи после предварительного информирования диспетчера ДЦ, запросившего аварийную помощь, в случаях, связанных с угрозой снижения надежности и безопасности работы энергосистемы, оказывающей помощь, а также в иных аварийных ситуациях, приводящих к необходимости ограничения либо прекращения поставок электроэнергии в режиме оказания аварийной помощи с фиксацией в диспетчерской документации.

Таблица 1

Пример формы диспетчерской заявки на корректировку суточного почасового диспетчерского графика

ДИСПЕТЧЕРСКАЯ ЗАЯВКА		№ свой		№ чужой	
Комплекс:	ЭЛТ.Прочее ЭЛТ	Вид	Перв	№ перв.	Категория: НО
Предприятие:	НДЦ СО				
Объект:	НДЦ СО				
Оборудование:	Сечение экспорта-импорта Россия-Северный Казахстан+Актюбинск				
Вид ремонта:	ЗРР				
Аварийная готовность:	ВЗ				
Срок плановый:	с		до		
Просимое время:	с	15:45 10.09.2010	до	22:45 10.09.2010	
Срок разрешенный:	с	15:45 10.09.2010	до	22:45 10.09.2010	
Условия производства работ:	без отключения				
Программа переключений:					
Содержание работ					
Оказание аварийной помощи из ЕЭС России в ЕЭС Казахстана в связи с отключением энергоблока на Экибастузской ГРЭС в соответствии со скорректированным графиком сальдо перетоков: 15:45-16:00 302 МВт (величина аварийной помощи 100 МВт); 16:00-17:00 314 МВт (величина аварийной помощи 100 МВт); 17:00-18:00 291 МВт (величина аварийной помощи 100 МВт); 18:00-19:00 287 МВт (величина аварийной помощи 100 МВт); 19:00-20:00 270 МВт (величина аварийной помощи 100 МВт); 20:00-20:15 250 МВт (величина аварийной помощи 100 МВт); 20:15-21:00 350 МВт (величина аварийной помощи 200 МВт); 21:00-22:00 338 МВт (величина аварийной помощи 200 МВт); 22:00-22:45 353 МВт (величина аварийной помощи 200 МВт)					
Подписи под заявкой:	ГД-Шинасилов				
Фактическое время:	с	15:50 10.09.2010	до	22:35 10.09.2010	
Результаты рассмотрения:					
ГД-Павлушко по телефону					

3. Согласование и регистрация корректировок суточного почасового диспетчерского графика при оказании аварийной взаимопомощи

3.1. Корректировка суточного почасового диспетчерского графика при управлении режимами в реальном времени регистрируется в отношении сечений экспорта-импорта (Приложение 2, раздел 3 к Положению об организации оперативно-диспетчерского управления параллельной работой ЕЭС Казахстана и ЕЭС России).

3.2. При согласовании корректировки определяется инициатор корректировки: ОАО «СО ЕЭС» или НДЦ СО.

3.3. Все корректировки должны быть согласованы диспетчерским персоналом ОАО «СО ЕЭС» и НДЦ СО с обязательным оформлением диспетчерской заявки и последующим оформлением «Акта согласования корректировок суточного почасового диспетчерского графика ЕЭС России и ЕЭС Казахстана» (далее по тексту – Акт).

3.4. Согласование диспетчерским персоналом ОАО «СО ЕЭС» и НДЦ СО корректировок суточного почасового диспетчерского графика при оперативных переговорах диспетчерского персонала должно содержать:

- Ф.И.О. диспетчера, запросившего корректировку,
- Ф.И.О. диспетчера, согласовавшего корректировку,
- время начала корректировки (время московское),
- время окончания корректировки (время московское),
- наименование сечения экспорта-импорта,
- величина корректировки с использованием одной из следующих формулировок согласования:
 - прошу согласовать *<Работать с отклонением «N» МВт от планового графика сальдо перетоков>* в сторону Казахстана/России;
 - прошу согласовать *< Работать по плановому графику сальдо перетоков >*.
- причина корректировки;
- инициатор корректировки.

3.5. Инициатор согласованной корректировки суточного почасового диспетчерского графика оформляет диспетчерскую заявку в соответствии с Таблицей 1.

3.6. Порядок корректировки суточного почасового диспетчерского графика, обусловленной корректировкой субъектами оптового рынка Республики Казахстан и Российской Федерации суточных графиков поставок электроэнергии в результате пересогласования коммерческих поставок, определяется Положением по планированию электроэнергетических режимов параллельной работы ЕЭС Казахстана и ЕЭС России.

3.7. Действия диспетчерского персонала, приведшие к корректировкам суточного почасового диспетчерского графика и возникновению почасовых объемов отклонений, оформляются Актом в соответствии с Таблицами 2 и 3.

3.8. Формирование и согласование Актов проводится ответственными лицами ОАО «СО ЕЭС» и НДЦ СО в соответствии с нижеприведенными сроками. ОАО «СО ЕЭС» и НДЦ СО своевременно доводят до сведения друг друга информацию о лицах, ответственных за формирование и согласование Актов.

Этапы согласования	Время исполнения
Формирование и направление согласованных ОАО «СО ЕЭС» Актов в НДЦ СО	До 12-00 (мск) суток X+2 рабочих
Согласование переданных Актов в НДЦ СО и передача согласованных Актов в ОАО «СО ЕЭС»	До 10-00 (мск) суток X+3 рабочих

3.9. Оформленные ОАО «СО ЕЭС» и НДЦ СО Акты (и их электронные копии) подлежат хранению в течение 3-х лет.

Наименование сечения экспорта/импорта	Инициатива	Часы суток						Суммарно за сутки		
		0-1	1-2	2-3	3-4		22-23	23-24	СО ЕЭС	НДЦ СО
(Атырау)	НДЦ СО									
Россия – Западный Казахстан (Аксай)	СО ЕЭС									
	НДЦ СО									
Россия(Сибирь)-Северный Казахстан (РЖД)	СО ЕЭС									
	НДЦ СО									

ОАО «СО ЕЭС»

Директор по управлению режимами ЕЭС- главный диспетчер
(должность)

Подпись / /

" __ " _____ 20 года

филиал АО «КЕГOC» «НДЦ СО»

Главный диспетчер НДЦ СО
(должность)

Подпись /...../

" __ " _____ 20 года