

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.....	17
9. ПОРЯДОК ПРОИЗВОДСТВА ПЕРЕКЛЮЧЕНИЙ НА МГЛЭП.....	20
10. ПРОЧИЕ ПОЛОЖЕНИЯ .....	21
ПРИЛОЖЕНИЕ 1 .....	22
ПРИЛОЖЕНИЕ 2 .....	25
ПРИЛОЖЕНИЕ 3 .....	85
ПРИЛОЖЕНИЕ 4 .....	88
ПРИЛОЖЕНИЕ 5 .....	94
ПРИЛОЖЕНИЕ 6 .....	98

## 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;
  - Астраханское РДУ;
  - Волгоградское РДУ;
  - Новосибирское РДУ;
  - Омское 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 «КЕГОС» (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 «КЕГОС» (НДЦ СО) и ОАО «ФСК ЕЭС» данных, а также проведение расчетов с ее использованием и предоставление АО «КЕГОС» результатов расчетов в соответствии с взаимосогласованным порядком.

4.2 По инициативе ОАО «СО ЕЭС» или АО «КЕГОС» (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 «КЕГОС» 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)<sup>1</sup>** – диспетчерские заявки на неплановые работы по изменению эксплуатационного состояния или технологического режима работы объекта диспетчеризации, выполняемые для повышения (восстановления, стабилизации) эксплуатационных характеристик, требующие срочного отключения для предотвращения непрогнозируемого снижения эксплуатационных характеристик, способных привести к повреждению и последующему аварийному отключению объектов диспетчеризации или диспетчерские заявки на не связанное с отключением объекта диспетчеризации

---

<sup>1</sup> 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

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 <sup>00</sup>	На среду до 17 <sup>30</sup>
Вторник	Пятницу, субботу, воскресенье, понедельник	Вторник до 10 <sup>00</sup>	На четверг до 17 <sup>30</sup>
Среда	Суббота, воскресенье, понедельник	Среда до 10 <sup>00</sup>	На пятницу до 17 <sup>30</sup>
Четверг	Вторник	Четверг до 10 <sup>00</sup>	На субботу, воскресенье, понедельник до 17 <sup>30</sup>
Пятница	Среду	Пятница до 10 <sup>00</sup>	На вторник до 16 <sup>00</sup>

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  $\pm 300$  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 ЭЭС Казахстана с ЭЭС России осуществляется под координацией диспетчера ОАО «СО ЭЭС» (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 ЭЭС России и ЭЭС 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 ЭЭС России и ЭЭС 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 ЭЭС России и ЭЭС 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.В. Дидоренко

« \_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20 г.

УТВЕРЖДАЮ

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

\_\_\_\_\_ М.Н. Говорун

« \_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20 г.

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

№ п.п.	Диспетчерское наименование МГЛЭП	Операционная зона ДЦ	
		АО «СО ЕЭС» (РДУ)	АО «КЕГОС» (РДЦ)
1	2	4	5
<b>1 Сечение экспорта-импорта Россия – Северный Казахстан + Актюбинск</b>			
1.1	ВЛ 500 кВ ЕЭК – Иртышская	Омское РДУ	Северный РДЦ
1.2	ВЛ 500 кВ ЕЭК – Рубцовская	Новосибирское 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	Свердловское РДУ	Акмолинский РДЦ
1.6	ВЛ 500 кВ Рубцовская – Усть-Каменогорская	Новосибирское РДУ	Восточный РДЦ
1.7	ВЛ 500 кВ Аврора – Таврическая	Омское РДУ	Акмолинский РДЦ
1.8	ВЛ 500 кВ Троицкая ГРЭС – Сокол	Челябинское РДУ	Костанайский РДЦ
1.9	ВЛ 500 кВ Экибастузская – Алтай	Новосибирское РДУ	Северный РДЦ
1.10	ВЛ 500 кВ Экибастузская ГРЭС 1–Таврическая	Омское РДУ	Северный РДЦ
1.11	ВЛ 220 кВ Аврора – Макушино	Свердловское 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	Новосибирское 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 Киёмбай – 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-Т	Свердловское РДУ	Акмолинский РДЦ (ТОО "СевКазЭнерго Петропавловск")
1.21	ВЛ 110 кВ Мамлютка – Петухово-Т с отпайкой на ПС Горбуново-Т	Свердловское РДУ	Акмолинский РДЦ (ТОО "СевКазЭнерго Петропавловск")
1.22	ВЛ 110 кВ Маралды – Кулунда (Л- 125) ВЛ 110 кВ Щербакты – Кулунда (Л- 126/1)	Новосибирское РДУ	Северный РДЦ (АО "ПРЭК")
1.23	ВЛ 110 кВ Павлодарская – Кулунда	Новосибирское РДУ	Северный РДЦ
1.24	ВЛ 110 кВ Пригородная – Восточная	Челябинское РДУ	Костанайский РДЦ (ТОО "Межрегионэнерго транзит")
1.25	ВЛ 110 кВ Ракитная – Баталы с отпайкой на ПС ПТФ	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 – Булаево 1ц с отпайкой на ПС Юнино	Омское РДУ	Акмолинский РДЦ (ТОО "СевКазЭнерго Петропавловск")
1.28	ВЛ 110 кВ Юбилейная – Булаево 2ц с отпайкой на ПС Юнино	Омское РДУ	Акмолинский РДЦ (ТОО "СевКазЭнерго Петропавловск")
<b>2 Сечение экспорта-импорта Россия (Сибирь) – Северный Казахстан (РЖД)</b>			
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
<b>3 Сечение экспорта-импорта Россия – Западный Казахстан (Аксай)</b>			
3.1	ВЛ 110 кВ Илекская – Месторождение	Оренбургское РДУ	Актюбинский РДЦ
<b>4 Сечение экспорта-импорта Россия – Западный Казахстан (Уральск)</b>			
4.1	ВЛ 220 кВ Балаковская АЭС – Степная	Саратовское РДУ	Актюбинский РДЦ

4.2	ВЛ 220 кВ Кинельская – Уральская с отпайкой на ПС Южная	Самарское РДУ	Актюбинский РДЦ
4.3	ВЛ 220 кВ Степная - Южная	Самарское РДУ	Актюбинский РДЦ
4.4	ВЛ 110 кВ Верхний Баскунчак – Сайхин	Астраханское РДУ	Актюбинский РДЦ (АО "ЗК РЭК")
4.5	ВЛ 110 кВ Соль-Илецкая – Чингирлау (участок Соль-Илецкая – Изобильновская, Чингирлау – Изобильновская)	Оренбургское РДУ	Актюбинский РДЦ (АО "ЗК РЭК")
4.6	ВЛ 110 кВ Кайсацкая – Джаныбек с отпайками	Волгоградское РДУ	Актюбинский РДЦ (АО "ЗК РЭК")
4.7	ВЛ 110 кВ Озинки – Семиглавый Мар	Саратовское РДУ	Актюбинский РДЦ (АО "ЗК РЭК")
<b>5 Сечение экспорта-импорта Россия – Западный Казахстан (Атырау)</b>			
5.1	ВЛ 110 кВ Бузанская – Чертомбай с отпайкой на ПС ГНСВ	Астраханское РДУ	Западный РДЦ (ОАО "Атырау Жарык")
5.2	ВЛ 110 кВ Бузанская – ГНСВ	Астраханское РДУ	Западный РДЦ (ОАО "Атырау Жарык")
5.3	ВЛ 110 кВ Верхний Баскунчак – Суюндук	Астраханское РДУ	Западный РДЦ (ОАО "Атырау Жарык")

Приложение 2  
к Положению об организации  
оперативно-диспетчерского управления  
параллельной работой ЕЭС Казахстана  
и ЕЭС России  
от \_\_\_\_\_

УТВЕРЖДАЮ

Главный диспетчер  
Филиала АО «КЕГОС» «НДЦ СО»

\_\_\_\_\_ Е.В. Дидоренко

«\_\_» \_\_\_\_\_ 20 г.

УТВЕРЖДАЮ

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

\_\_\_\_\_ М.Н. Говорун

«\_\_» \_\_\_\_\_ 20 г.

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

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

№ п.п.	Диспетчерское наименование ЛЭП (сокращенное диспетчерское наименование ЛЭП)	Управление	Ведение
1	2	3	4
<b>1.1. ЛЭП 1150 кВ</b>			
1.1.1.	ВЛ 1150 кВ Костанайская – Кокшетауская (Л-1102)	НДЦ СО	ЦДУ ОДУ Урала ОДУ Сибири Костанайский РДЦ Акмолинский РДЦ
1.1.2.	ВЛ 1150 кВ Кокшетауская – Экибастузская (Л-1101)	НДЦ СО	ЦДУ ОДУ Сибири ОДУ Урала Северный РДЦ Акмолинский РДЦ
<b>1.2. ЛЭП 500 кВ</b>			
1.2.1.	ВЛ 500 кВ Аврора – Кокшетауская (Л-5191)	НДЦ СО	ЦДУ ОДУ Урала ОДУ Сибири Акмолинский РДЦ
1.2.2.	ВЛ 500 кВ Аврора – Таврическая	НДЦ СО	ЦДУ ОДУ Сибири ОДУ Урала Омское РДУ Акмолинский РДЦ

№ п.п.	Диспетчерское наименование ЛЭП (сокращенное диспетчерское наименование ЛЭП)	Управление	Ведение
1	2	3	4
1.2.3.	ВЛ 500 кВ Актогай – Талдыкорган (Л-5400)	НДЦ СО	ЦДУ ОДУ Сибири КДЦ Энергия* Алматинский РДЦ Восточный РДЦ
1.2.4.	ВЛ 500 кВ Алтай – Барнаульская № 1	ОДУ Сибири	ЦДУ НДЦ СО (одновременное отключение ВЛ 500 кВ Алтай – Барнаульская №1, №2) Новосибирское РДУ*
1.2.5.	ВЛ 500 кВ Алтай – Барнаульская № 2	ОДУ Сибири	ЦДУ Новосибирское РДУ* НДЦ СО (одновременное отключение ВЛ 500 кВ Алтай – Барнаульская №1, №2)
1.2.6.	ВЛ 500 кВ Барабинская – Восход	ОДУ Сибири	ЦДУ НДЦ СО ОДУ Урала Новосибирское РДУ Омское РДУ
1.2.7.	ВЛ 500 кВ Барнаульская – Рубцовская	ОДУ Сибири	ЦДУ НДЦ СО Новосибирское РДУ
1.2.8.	ВЛ 500 кВ Бекетово – Смеловская	ОДУ Урала	ЦДУ НДЦ СО* ОДУ Средней Волги* Челябинское РДУ Башкирское РДУ Оренбургское РДУ*

№ п.п.	Диспетчерское наименование ЛЭП (сокращенное диспетчерское наименование ЛЭП)	Управление	Ведение
1	2	3	4
1.2.9.	ВЛ 500 кВ Восход – Витязь	ОДУ Сибири	ЦДУ НДЦ СО ОДУ Урала Омское РДУ Тюменское РДУ Новосибирское РДУ*
1.2.10.	ВЛ 500 кВ Восход – Таврическая	ОДУ Сибири	ЦДУ НДЦ СО ОДУ Урала Омское РДУ Новосибирское РДУ
1.2.11.	ВЛ 500 кВ Газовая – Преображенская	ОДУ Урала	ЦДУ ОДУ Средней Волги НДЦ СО* ОДУ Сибири* Оренбургское РДУ Самарское РДУ Башкирское РДУ*
1.2.12.	ВЛ 500 кВ Демьянская – Тобол	Тюменское РДУ	ЦДУ ОДУ Урала НДЦ СО*
1.2.13.	ВЛ 500 кВ ЕЭК – Иртышская	ОДУ Сибири	ЦДУ НДЦ СО Омское РДУ Новосибирское РДУ Северный РДЦ
1.2.14.	ВЛ 500 кВ Есиль – ЦГПП (Л-5071)	НДЦ СО	ЦДУ ОДУ Урала ОДУ Сибири Акмолинский РДЦ
1.2.15.	ВЛ 500 кВ ЕЭК – Рубцовская	НДЦ СО	ЦДУ ОДУ Сибири Новосибирское РДУ Северный РДЦ
1.2.16.	ВЛ 500 кВ Житикара – Ульке (Л-5740)	НДЦ СО	ЦДУ ОДУ Урала Костанайский РДЦ Актюбинский РДЦ Оренбургское РДУ

№ п.п.	Диспетчерское наименование ЛЭП (сокращенное диспетчерское наименование ЛЭП)	Управление	Ведение
1	2	3	4
1.2.17.	ВЛ 500 кВ Заря – Барабинская	ОДУ Сибири	ЦДУ НДЦ СО ОДУ Урала Новосибирское РДУ Омское РДУ
1.2.18.	ВЛ 500 кВ Златоуст – Челябинская	ОДУ Урала	ЦДУ НДЦ СО* Башкирское РДУ Челябинское РДУ
1.2.19.	ВЛ 500 кВ Ириклинская ГРЭС – Газовая	ОДУ Урала	ЦДУ НДЦ СО ОДУ Средней Волги ОДУ Сибири* Оренбургское РДУ Башкирское РДУ* Актюбинское РДЦ
1.2.20.	ВЛ 500 кВ Ириклинская ГРЭС – Житикара	ОДУ Урала	ЦДУ НДЦ СО ОДУ Сибири Оренбургское РДУ Челябинское РДУ Костанайский РДЦ Актюбинский РДЦ
1.2.21.	ВЛ 500 кВ Иртыш – Беркут	Тюменское РДУ	ЦДУ ОДУ Урала НДЦ СО*
1.2.22.	ВЛ 500 кВ Иртыш – Тобол	Тюменское РДУ	ЦДУ ОДУ Урала НДЦ СО*
1.2.23.	ВЛ 500 кВ Иртышская – Таврическая	ОДУ Сибири	ЦДУ НДЦ СО Омское РДУ Новосибирское РДУ
1.2.24.	ВЛ 500 кВ Костанайская – Сокол (Л-5096)	НДЦ СО	ЦДУ ОДУ Урала ОДУ Сибири Костанайский РДЦ
1.2.25.	ВЛ 500 кВ Костанайская – Челябинская (Л-1103)	ОДУ Урала	ЦДУ НДЦ СО ОДУ Сибири Челябинское РДУ Костанайский РДЦ

№ п.п.	Диспетчерское наименование ЛЭП (сокращенное диспетчерское наименование ЛЭП)	Управление	Ведение
1	2	3	4
1.2.26.	ВЛ 500 кВ Красноармейская – Преображенская	ОДУ Урала	ЦДУ ОДУ Средней Волги ОДУ Сибири* НДЦ СО* Оренбургское РДУ Самарское РДУ Башкирское РДУ*
1.2.27.	ВЛ 500 кВ Кропачево – Приваловская	ОДУ Урала	ЦДУ НДЦ СО* Челябинское РДУ Башкирское РДУ
1.2.28.	ВЛ 500 кВ Курган – Аврора	ОДУ Урала	ЦДУ НДЦ СО ОДУ Сибири Тюменское РДУ Свердловское РДУ Акмолинский РДЦ
1.2.29.	ВЛ 500 кВ Курган – Беркут	ОДУ Урала	ЦДУ НДЦ СО ОДУ Сибири Тюменское РДУ Свердловское РДУ
1.2.30.	ВЛ 500 кВ Курган – Витязь	ОДУ Урала	ЦДУ НДЦ СО ОДУ Сибири Тюменское РДУ Свердловское РДУ
1.2.31.	ВЛ 500 кВ Курган – Козырево	ОДУ Урала	ЦДУ НДЦ СО ОДУ Сибири Челябинское РДУ Тюменское РДУ Свердловское РДУ
1.2.32.	ВЛ 500 кВ Курчатовская – Шагол	ОДУ Урала	ЦДУ НДЦ СО* Челябинское РДУ Свердловское РДУ Тюменское РДУ*

№ п.п.	Диспетчерское наименование ЛЭП (сокращенное диспетчерское наименование ЛЭП)	Управление	Ведение
1	2	3	4
1.2.33.	ВЛ 500 кВ Магнитогорская – Ириклинская ГРЭС	ОДУ Урала	ЦДУ НДЦ СО ОДУ Сибири* Башкирское РДУ Челябинское РДУ Оренбургское РДУ Актюбинское РДЦ
1.2.34.	ВЛ 500 кВ Магнитогорская – Троицкая ГРЭС	ОДУ Урала	ЦДУ НДЦ СО* Челябинское РДУ Оренбургское РДУ*
1.2.35.	ВЛ 500 кВ Приваловская – Златоуст	ОДУ Урала	ЦДУ НДЦ СО* Башкирское РДУ Челябинское РДУ
1.2.36.	ВЛ 500 кВ Рефтинская ГРЭС – Тюмень №1	ОДУ Урала	ЦДУ НДЦ СО* ОДУ Сибири* Свердловское РДУ Тюменское РДУ
1.2.37.	ВЛ 500 кВ Рефтинская ГРЭС – Тюмень №2	ОДУ Урала	ЦДУ НДЦ СО* ОДУ Сибири* Свердловское РДУ Тюменское РДУ
1.2.38.	ВЛ 500 кВ Рубцовская – Усть-Каменогорская	НДЦ СО	ЦДУ ОДУ Сибири Новосибирское РДУ Восточный РДЦ
1.2.39.	ВЛ 500 кВ Семей – Усть-Каменогорская (Л-5384)	НДЦ СО	ЦДУ ОДУ Сибири Новосибирское РДУ Восточный РДЦ
1.2.40.	ВЛ 500 кВ Семей – Актогай (Л-5394)	НДЦ СО	ЦДУ ОДУ Сибири КДЦ Энергия* Восточный РДЦ

№ п.п.	Диспетчерское наименование ЛЭП (сокращенное диспетчерское наименование ЛЭП)	Управление	Ведение
1	2	3	4
1.2.41.	ВЛ 500 кВ Смеловская – Магнитогорская	ОДУ Урала	ЦДУ НДЦ СО* ОДУ Средней Волги* Челябинское РДУ Башкирское РДУ* Оренбургское РДУ*
1.2.42.	ВЛ 500 кВ Сокол – Есиль (Л-5086)	НДЦ СО	ЦДУ ОДУ Урала ОДУ Сибири Костанайский РДЦ Акмолинский РДЦ
1.2.43.	ВЛ 500 кВ Сокол – Житикара (Л-5726)	НДЦ СО	ЦДУ ОДУ Урала ОДУ Сибири Башкирское РДУ* Оренбургское РДУ Челябинское РДУ Костанайский РДЦ Актюбинский РДЦ
1.2.44.	ВЛ 500 кВ Талдыкорган – Алма (Л-5413)	НДЦ СО	ЦДУ ОДУ Сибири КДЦ Энергия* Алматинский РДЦ
1.2.45.	ВЛ 500 кВ Троицкая ГРЭС – Сокол	ОДУ Урала	ЦДУ НДЦ СО ОДУ Сибири Челябинское РДУ Костанайский РДЦ
1.2.46.	КВЛ 500 кВ Троицкая ГРЭС – Южноуральская ГРЭС-2	ОДУ Урала	ЦДУ НДЦ СО* Челябинское РДУ
1.2.47.	ВЛ 500 кВ Тюмень – Беркут	Тюменское РДУ	ЦДУ ОДУ Урала НДЦ СО*
1.2.48.	ВЛ 500 кВ Уфимская – Кропачево	ОДУ Урала	ЦДУ НДЦ СО* ОДУ Средней Волги* Башкирское РДУ Челябинское РДУ

№ п.п.	Диспетчерское наименование ЛЭП (сокращенное диспетчерское наименование ЛЭП)	Управление	Ведение
1	2	3	4
1.2.49.	ВЛ 500 кВ ЦГПП – Экибастузская ГРЭС-1 (Л-5050)	НДЦ СО	ЦДУ ОДУ Сибири ОДУ Урала Северный РДЦ Акмолинский РДЦ
1.2.50.	ВЛ 500 кВ Шагол – Челябинская	ОДУ Урала	ЦДУ ОДУ Сибири* НДЦ СО* Челябинское РДУ
1.2.51.	ВЛ 500 кВ Экибастузская – Алтай	ОДУ Сибири	ЦДУ НДЦ СО Северный РДЦ Новосибирское РДУ
1.2.52.	ВЛ 500 кВ Экибастузская ГРЭС-1 – Таврическая	ОДУ Сибири	ЦДУ НДЦ СО Омское РДУ Северный РДЦ Новосибирское РДУ
1.2.53.	ВЛ 500 кВ Экибастузская ГРЭС-1 – ЕЭК (Л-5017)	НДЦ СО	ЦДУ ОДУ Сибири Северный РДЦ
1.2.54.	ВЛ 500 кВ Экибастузская ГРЭС-1 – Экибастузская (Л-5117)	НДЦ СО	ОДУ Сибири Северный РДЦ
1.2.55.	КВЛ 500 кВ Южноуральская ГРЭС-2 – Шагол	ОДУ Урала	ЦДУ НДЦ СО* Челябинское РДУ
1.2.56.	ВЛ 500 кВ Экибастузская – Семей (Л-5370)	НДЦ СО	ЦДУ ОДУ Сибири Восточный РДЦ Северный РДЦ Новосибирское РДУ
1.2.57.	Режим работы ЕЭС России – ЕЭС Казахстана		ЦДУ НДЦ СО ОДУ Урала ОДУ Сибири ОДУ Средней Волги
1.2.58.	Параллельная/раздельная работа ЕЭС России – ЕЭС Казахстана – ОЭС Центральной Азии	НДЦ СО	ЦДУ ОДУ Урала** ОДУ Сибири** ОДУ Средней Волги** КДЦ Энергия

№ п.п.	Диспетчерское наименование ЛЭП (сокращенное диспетчерское наименование ЛЭП)	Управление	Ведение
1	2	3	4
* – на указанные ЛЭП, разрешенные заявки подаются «к сведению» и не требуют согласования ответа.			
** – 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	Свердловское РДУ	ЦДУ НДЦ СО ОДУ Урала Акмолинский РДЦ
1.3.2.	ВЛ 220 кВ Актюбинская – Ульке (Л-2042)	Актюбинский РДЦ	ЦДУ НДЦ СО ОДУ Урала Оренбургское РДУ
1.3.3.	ВЛ 220 кВ Акжар – Актюбинская (Л-2092)	Актюбинский РДЦ	НДЦ СО ОДУ Урала Оренбургское РДУ
1.3.4.	ВЛ 220 кВ Балаковская АЭС – Степная (ВЛ 220 кВ БАЭС – Степная)	Актюбинский РДЦ	ЦДУ НДЦ СО ОДУ Средней Волги Саратовское РДУ Самарское РДУ
1.3.5.	ВЛ 220 кВ Валиханово – Иртышская	Новосибирское РДУ	ЦДУ НДЦ СО ОДУ Сибири Омское РДУ Северный РДЦ
1.3.6.	ВЛ 220 кВ Качары – Сокол (Л-2096)	Костанайский РДЦ	ЦДУ НДЦ СО ОДУ Урала Челябинское РДУ
1.3.7.	ВЛ 220 кВ Красноармейская – Южная	Самарское РДУ	ЦДУ НДЦ СО ОДУ Средней Волги
1.3.8.	ВЛ 220 кВ Кимперсай – Акжар (Л-2022)	Актюбинский РДЦ	НДЦ СО ОДУ Урала Оренбургское РДУ
1.3.9.	ВЛ 220 кВ Кинельская – Уральская с отпайкой на ПС Южная (ВЛ 220 кВ Кинель – Уральская)	Актюбинский РДЦ	ЦДУ НДЦ СО ОДУ Средней Волги Самарское РДУ

№ п.п.	Диспетчерское наименование ЛЭП (сокращенное диспетчерское наименование ЛЭП)	Управление	Ведение
1	2	3	4
1.3.10.	ВЛ 220 кВ Мынкуль – Иртышская	Новосибирское РДУ	ЦДУ НДЦ СО ОДУ Сибири Омское РДУ Северный РДЦ
1.3.11.	ВЛ 220 кВ Новотроицкая – Ульке	Актюбинский РДЦ	ЦДУ НДЦ СО ОДУ Урала Оренбургское РДУ
1.3.12.	ВЛ 220 кВ Орская – Актюбинская	Актюбинский РДЦ	ЦДУ НДЦ СО ОДУ Урала Оренбургское РДУ
1.3.13.	ВЛ 220 кВ Орская – Кимперсай	Актюбинский РДЦ	ЦДУ НДЦ СО ОДУ Урала Оренбургское РДУ
1.3.14.	ВЛ 220 кВ Приуральская – Качары (Л-2086)	Костанайский РДЦ	ЦДУ НДЦ СО ОДУ Урала Челябинское РДУ
1.3.15.	ВЛ 220 кВ Районная – Валиханово	Новосибирское РДУ	ЦДУ НДЦ СО ОДУ Сибири Омское РДУ Северный РДЦ
1.3.16.	ВЛ 220 кВ Степная – Уральская (Л-2552)	Актюбинский РДЦ	ЦДУ НДЦ СО ОДУ Средней Волги
1.3.17.	ВЛ 220 кВ Степная – Южная	Актюбинский РДЦ	ЦДУ НДЦ СО ОДУ Средней Волги Самарское РДУ
1.3.18.	ВЛ 220 кВ Троицкая ГРЭС – Приуральская	Костанайский РДЦ	ЦДУ НДЦ СО ОДУ Урала Челябинское РДУ
1.3.19.	ВЛ 220 кВ Ульке – Акжар (Л-2102)	Актюбинский РДЦ	НДЦ СО ОДУ Урала Оренбургское РДУ
1.3.20.	ВЛ 220 кВ Уральская – Степная (Л-2502)	Актюбинский РДЦ	ЦДУ НДЦ СО ОДУ Средней Волги

№ п.п.	Диспетчерское наименование ЛЭП (сокращенное диспетчерское наименование ЛЭП)	Управление	Ведение
1	2	3	4
1.3.21.	ВЛ 220 кВ Урожай – Мынкуль	Новосибирское РДУ	ЦДУ НДЦ СО ОДУ Сибири Омское РДУ Северный РДЦ
1.4. ЛЭП 110 кВ			
1.4.1.	ВЛ 110 кВ Акбулакская – Яйсан	ТОО «Энергосистема»	ЦДУ НДЦ СО ОДУ Урала Актюбинский РДЦ Оренбургское РДУ
1.4.2.	ВЛ 110 кВ Бузанская – ГНСВ	ЦУС Астраханьэнерго	ЦДУ НДЦ СО ОДУ Юга Астраханское РДУ ЦДС «Атырау Жарык» Западный РДЦ
1.4.3.	ВЛ 110 кВ Бузанская – Чертомбай с отпайкой на ПС ГНСВ	ЦДС «Атырау Жарык»	ЦДУ НДЦ СО ОДУ Юга Астраханское РДУ Западный РДЦ
1.4.4.	ВЛ 110 кВ Верхний Баскунчак – Сайхин	ЦДС Западно- Казахстанской РЭК	ЦДУ НДЦ СО ОДУ Юга Астраханское РДУ Актюбинский РДЦ
1.4.5.	ВЛ 110 кВ Верхний Баскунчак – Суюндук	ЦДС «Атырау Жарык»	ЦДУ НДЦ СО ОДУ Юга Астраханское РДУ Западный РДЦ
1.4.6.	ВЛ 110 кВ Горняк – Жезкент №1	ПС Жезкент	ЦДУ НДЦ СО ОДУ Сибири Новосибирское РДУ Восточный РДЦ

№ п.п.	Диспетчерское наименование ЛЭП (сокращенное диспетчерское наименование ЛЭП)	Управление	Ведение
1	2	3	4
1.4.7.	ВЛ 110 кВ Горняк – Жезкент №2	ПС Жезкент	ЦДУ НДЦ СО ОДУ Сибири Новосибирское РДУ Восточный РДЦ
1.4.8.	ВЛ 110 кВ Железное – Большое Приютное	АО «Северо-Казахстанская Распределительная Электросетевая Компания»	ЦДУ НДЦ СО ОДУ Урала Акмолинский РДЦ Свердловское РДУ
1.4.9.	ВЛ 110 кВ Илекская – Месторождение	АО «Аксайгазпром энерго»	ЦДУ НДЦ СО ОДУ Урала Оренбургское РДУ Актюбинский РДЦ
1.4.10.	ВЛ 110 кВ Кайсацкая – Джаныбек с отпайками	Левобережные ЭС	ЦДУ НДЦ СО ОДУ Юга Волгоградское РДУ Актюбинский РДЦ
1.4.11.	ВЛ 110 кВ Киембай – Щербаковская с отпайкой на ПС Союзная	ТОО «Энергосистема»	ЦДУ НДЦ СО ОДУ Урала Оренбургское РДУ Актюбинский РДЦ
1.4.12.	ВЛ 110 кВ Литейная – Петухово-Т с отпайкой на ПС Горбуново-Т	АО «Северо-Казахстанская Распределительная Электросетевая Компания»	ЦДУ НДЦ СО ОДУ Урала Акмолинский РДЦ Свердловское РДУ
1.4.13.	ВЛ 110 кВ Мамлютка – Петухово-Т с отпайкой на ПС Горбуново-Т	АО «Северо-Казахстанская Распределительная Электросетевая Компания»	ЦДУ НДЦ СО ОДУ Урала Акмолинский РДЦ Свердловское РДУ
1.4.14.	ВЛ 110 кВ Маралды – Кулунда (Л-125)	АО «ПРЭК»	ЦДУ НДЦ СО ОДУ Сибири Новосибирское РДУ Северный РДЦ

№ п.п.	Диспетчерское наименование ЛЭП (сокращенное диспетчерское наименование ЛЭП)	Управление	Ведение
1	2	3	4
1.4.15.	ВЛ 110 кВ Озинки – Семиглавый Мар	ЦДС Западно-Казахстанской РЭК	ЦДУ НДЦ СО ОДУ Средней Волги Актюбинский РДЦ Саратовское РДУ
1.4.16.	ВЛ 110 кВ Павлодарская – Кулунда	Северный РДЦ	ЦДУ НДЦ СО ОДУ Сибири Новосибирское РДУ
1.4.17.	ВЛ 110 кВ Пригородная – Восточная	Челябинское РДУ	ЦДУ НДЦ СО ОДУ Урала Костанайский РДЦ
1.4.18.	ВЛ 110 кВ Карталы районная – Кара-Оба	ТОО «Межрегионэнерго транзит»	ЦДУ НДЦ СО ОДУ Урала Челябинское РДУ Костанайский РДЦ
1.4.19.	ВЛ 110 кВ Ракитная – Баталы с отпайкой на ПС ПТФ	ТОО «Межрегионэнерго транзит»	ЦДУ НДЦ СО ОДУ Урала Челябинское РДУ Костанайский РДЦ
1.4.20.	ВЛ 110 кВ Соль-Илецкая – Чингирлау (участок Соль-Илецкая-Изобильновская, Чингирлау-Изобильновская)	Центральное производственное отделение филиала ПАО «МРСК Волги» - «Оренбургэнерго»	ЦДУ НДЦ СО ОДУ Урала Оренбургское РДУ Актюбинский РДЦ
1.4.21.	ВЛ 110 кВ Троицкая ГРЭС – Станционная	ТОО «Межрегионэнерго транзит»	ЦДУ НДЦ СО ОДУ Урала Челябинское РДУ Костанайский РДЦ
1.4.22.	ВЛ 110 кВ Щербакты – Кулунда (Л-126/1)	АО «ПРЭК»	ЦДУ НДЦ СО ОДУ Сибири Новосибирское РДУ Северный РДЦ
1.4.23.	ВЛ 110 кВ Юбилейная – Булаево 1ц с отпайкой на ПС Юнино	АО «Северо-Казахстанская Распределительная Электросетевая Компания».	ЦДУ НДЦ СО ОДУ Сибири Омское РДУ Акмолинский РДЦ

№ п.п.	Диспетчерское наименование ЛЭП (сокращенное диспетчерское наименование ЛЭП)	Управление	Ведение
1	2	3	4
1.4.24.	ВЛ 110 кВ Юбилейная – Булаево 2ц с отпайкой на ПС Юнино	АО «Северо-Казахстанская Распределительная Электросетевая Компания».	ЦДУ НДЦ СО ОДУ Сибири Омское РДУ Акмолинский РДЦ

## 2. 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 (Оренб.)-Зап.Казахстан (Уральск)	Актюбинский РДЦ	ЦДУ НДЦ СО ОДУ Урала Оренбургское РДУ
6	сечение экспорта-импорта Россия (Челяб.)-Сев.Казахстан+Актюбинск	Костанайский РДЦ	ЦДУ НДЦ СО ОДУ Урала Челябинское РДУ
7	Сечение экспорта-импорта Россия – Сев. Казахстан (Горбуново)	Акмолинский РДЦ	ЦДУ НДЦ СО ОДУ Урала Свердловское РДУ
8	Сечение экспорта-импорта Россия – Сев. Казахстан (Юнино)	Акмолинский РДЦ	ЦДУ НДЦ СО ОДУ Сибири Омское РДУ
9	Сечение экспорта-импорта Россия – Западный Казахстан (Атырау)	Западный РДЦ	ЦДУ НДЦ СО

Диспетчерские заявки на изменение сальдо потоков мощности в сечениях экспорта-импорта оформляются в случае необходимости корректировки суточного почасового диспетчерского графика.

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

№№ п.п.	Диспетчерское наименование	Управление	Ведение
1	2	3	4
<b>3.1. Ириклинская ГРЭС</b>			
500 кВ			
3.1.1.	В-30 В-32	Ириклинская ГРЭС	ЦДУ ОДУ Урала НДЦ СО Оренбургское РДУ
3.1.2.	АТГ-5, АТГ-6	Ириклинская ГРЭС	ОДУ Урала НДЦ СО Оренбургское РДУ
Противоаварийная и режимная автоматика			
3.1.3.	МКПА 1 комплект ВЛ 500 кВ Ириклинская ГРЭС – Житикара (АЛАР резервный, ФОЛ, АОПН)	Ириклинская ГРЭС	ЦДУ ОДУ Урала НДЦ СО (в части АЛАР резервный, АОПН)
3.1.4.	МКПА 2 комплект 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)			
3.1.5.	ПРД/ПРМ Plink-76/52 кГц (ВЧ-канал №508) ВЛ 500 кВ Ириклинская ГРЭС – Житикара	ОДУ Урала	ЦДУ НДЦ СО
Релейная защита и сетевая автоматика			
3.1.6.	ДФЗ ВЛ 500 кВ Ириклинская ГРЭС – Житикара (ШЭ 2710 582)	ОДУ Урала	НДЦ СО Костанайский РДЦ
3.1.7.	РЗ 1к ВЛ 500 кВ Ириклинская ГРЭС – Житикара (ДЗ, МТО, ТЗНП) (REL-670)	Ириклинская ГРЭС	ОДУ Урала НДЦ СО Костанайский РДЦ
3.1.8.	РЗ 2к ВЛ 500 кВ Ириклинская ГРЭС – Житикара (ДЗ, МТО, ТЗНП) (REL-670)	Ириклинская ГРЭС	ОДУ Урала НДЦ СО Костанайский РДЦ
3.1.9.	Комплект РЗА В-30 (ЗНФ, УРОВ, АПВ, АУВ) (REC-670)	Ириклинская ГРЭС	ОДУ Урала НДЦ СО Костанайский РДЦ
3.1.10.	Комплект РЗА В-32 (ЗНФ, УРОВ, АПВ, АУВ) (REC-670)	Ириклинская ГРЭС	ОДУ Урала НДЦ СО Костанайский РДЦ

№№ п.п.	Диспетчерское наименование	Управление	Ведение
1	2	3	4
<b>3.2. Балаковская АЭС</b>			
220 кВ			
Противоаварийная и режимная автоматика			
3.2.1.	МКПА-220 1 комплект (ФОТ 1Т-1,2 (пусковые цепи), ФОТ, АРОТ и ВЛ (пусковые цепи), АОПО ВЛ 220 кВ Балаковская АЭС-Центральная I цепь, АОПО ВЛ 220 кВ Балаковская АЭС-Центральная II цепь, АОПО ВЛ 220 кВ Саратовская ГЭС-Центральная (исполнительные цепи), АОПО ВЛ 220 кВ Центральная- Балаковская (исполнительные цепи), АОПО ВЛ 220 кВ Саратовская ГЭС-Балаковская (исполнительные цепи), основной АЛАР ВЛ 220 кВ Балаковская АЭС-Степная	Балаковская АЭС	ЦДУ ОДУ Средней Волги НДЦ СО Саратовское РДУ Актюбинский РДЦ
3.2.2.	МКПА-220 2 комплект (ФОТ 1Т-1,2 (пусковые цепи), ФОТ, АРОТ и ВЛ (пусковые цепи), АОПО ВЛ 220 кВ Балаковская АЭС-Центральная I цепь, АОПО ВЛ 220 кВ Балаковская АЭС-Центральная II цепь АОПО ВЛ 220 кВ Саратовская ГЭС-Центральная (исполнительные цепи), АОПО ВЛ 220 кВ Центральная- Балаковская (исполнительные цепи), АОПО ВЛ 220 кВ Саратовская ГЭС-Балаковская (исполнительные цепи), основной АЛАР ВЛ 220 кВ Балаковская АЭС-Степная	Балаковская АЭС	ЦДУ ОДУ Средней Волги НДЦ СО Саратовское РДУ Актюбинский РДЦ
<b>3.3. ПС Витязь</b>			
500 кВ			
3.3.1.	1 С 500, 2 С 500	ПС Витязь	ЦДУ ОДУ Сибири Тюменское РДУ НДЦ СО ОДУ Урала

№№ п.п.	Диспетчерское наименование	Управление	Ведение
1	2	3	4
3.3.2.	В-1-500 Восход, В-2-500 Восход, В-1-500 Курган, В-2-500 Курган	ПС Витязь	ЦДУ ОДУ Сибири Тюменское РДУ НДЦ СО ОДУ Урала
<b>3.4. ПС Козырево</b>			
500 кВ			
3.4.1.	ВГ1 500кВ ВЛ Курган, ВГ2 500кВ ВЛ Курган	ПС Козырево	ЦДУ ОДУ Урала НДЦ СО Челябинское РДУ Свердловское РДУ
<b>3.5. ПС Курган</b>			
500 кВ			
3.5.1.	1СШ 500 кВ, 2СШ 500 кВ	ПС Курган	ЦДУ ОДУ Урала ОДУ Сибири НДЦ СО Свердловское РДУ Тюменское РДУ*
3.5.2.	АТГ1, АТГ2	ПС Курган	ЦДУ ОДУ Урала НДЦ СО Свердловское РДУ Тюменское РДУ*
3.5.3.	Р 500 кВ ВЛ Беркут	ПС Курган	ЦДУ ОДУ Урала НДЦ СО Тюменское РДУ* Свердловское РДУ*
3.5.4.	Р 500 кВ ВЛ Аврора	ПС Курган	ЦДУ ОДУ Урала ОДУ Сибири НДЦ СО Тюменское РДУ* Свердловское РДУ*
3.5.5.	ВГ1 500 кВ ВЛ Аврора ВГ2 500 кВ ВЛ Аврора	ПС Курган	ЦДУ ОДУ Урала ОДУ Сибири НДЦ СО Свердловское РДУ
3.5.6.	ВГР 500 кВ ВЛ Беркут	ПС Курган	ЦДУ ОДУ Урала НДЦ СО Свердловское РДУ*

№№ п.п.	Диспетчерское наименование	Управление	Ведение
1	2	3	4
3.5.7.	ВГР 500 кВ ВЛ Аврора	ПС Курган	ЦДУ ОДУ Урала ОДУ Сибири НДЦ СО Свердловское РДУ*
3.5.8.	ВГ1 500 кВ ВЛ Беркут, ВГ2 500 кВ ВЛ Беркут	ПС Курган	ЦДУ ОДУ Урала НДЦ СО Свердловское РДУ Тюменское РДУ
3.5.9.	ВГ1 500 кВ ВЛ Козырево ВГ2 500 кВ ВЛ Козырево	ПС Курган	ЦДУ ОДУ Урала НДЦ СО Свердловское РДУ
3.5.10.	В-1-500 Витязь, В-2-500 Витязь	ПС Курган	ЦДУ ОДУ Урала ОДУ Сибири НДЦ СО Свердловское РДУ
3.5.11.	ТН 500 кВ 1СШ, ТН 500 кВ 2СШ	ПС Курган	ОДУ Урала НДЦ СО
<b>Противоаварийная и режимная автоматика</b>			
3.5.12.	МКПА 1 комплект ВЛ 500 кВ Курган – Аврора <i>(АЛАР основной, ФОЛ, АОПН, АОСН, АВ Р ВЛ 500 кВ Курган – Аврора)</i>	ПС Курган	ЦДУ ОДУ Урала ОДУ Сибири НДЦ СО Тюменское РДУ
3.5.13.	МКПА 2 комплект ВЛ 500 кВ Курган – Аврора <i>(АЛАР основной, ФОЛ, АОПН, АОСН, АВ Р ВЛ 500 кВ Курган – Аврора)</i>	ПС Курган	ЦДУ ОДУ Урала ОДУ Сибири НДЦ СО Тюменское РДУ
3.5.14.	МКПА ВЛ 500 кВ Курган- Козырево (АЛАР (осн.), АОПН, ФОЛ)	ПС Курган	ОДУ Урала НДЦ СО Тюменское РДУ (в части ФОЛ)
<b>Устройства передачи аварийных сигналов и команд (УПАСК)</b>			
3.5.15.	ПРД/ПРМ РLink-124/136 кГц (ВЧ-канал №649) ВЛ 500 кВ Курган – Аврора	ОДУ Урала	ЦДУ НДЦ СО ОДУ Сибири Тюменское РДУ Акмолинский РДЦ
<b>Релейная защита и сетевая автоматика</b>			
3.5.16.	ДФЗ ВЛ 500 кВ Курган – Аврора (Л-5201) (ШЭ 2710 582)	ОДУ Урала	НДЦ СО Акмолинский РДЦ
3.5.17.	РЗ 1к ВЛ 500 кВ Курган – Аврора (REL-670)	ПС Курган	ОДУ Урала НДЦ СО Акмолинский РДЦ

№№ п.п.	Диспетчерское наименование	Управление	Ведение
1	2	3	4
3.5.18.	РЗ 2к ВЛ 500 кВ Курган – Аврора (REL-670)	ПС Курган	ОДУ Урала НДЦ СО Акмолинский РДЦ
3.5.19.	АУВ ВГ1 500 кВ ВЛ Аврора (АПВ, УРОВ, АУВ) (REC-670)	ПС Курган	ОДУ Урала НДЦ СО Акмолинский РДЦ
3.5.20.	АУВ ВГ2 500 кВ ВЛ Аврора (АПВ, УРОВ, АУВ) (REC-670)	ПС Курган	ОДУ Урала НДЦ СО Акмолинский РДЦ
<b>3.6. Троицкая ГРЭС</b>			
500 кВ			
3.6.1.	В ВЛ 500 Сокол	Троицкая ГРЭС	ЦДУ НДЦ СО ОДУ Урала Челябинское РДУ
Противоаварийная и режимная автоматика			
3.6.2.	МКПА 1 комплект ВЛ 500 кВ Троицкая ГРЭС-Сокол (АЛАР, ФОЛ)	Троицкая ГРЭС	ЦДУ НДЦ СО ОДУ Урала
3.6.3.	МКПА 2 комплект ВЛ 500 кВ Троицкая ГРЭС-Сокол (АЛАР, ФОЛ)	Троицкая ГРЭС	ЦДУ НДЦ СО ОДУ Урала
3.6.4.	МКПА 1 комплект ВЛ 220 кВ Троицкая ГРЭС – Приуральская (АОПО, АЛАР)	Троицкая ГРЭС	ЦДУ НДЦ СО ОДУ Урала Челябинское РДУ Костанайский РДЦ
3.6.5.	МКПА 2 комплект ВЛ 220 кВ Троицкая ГРЭС – Приуральская (АОПО, АЛАР)	Троицкая ГРЭС	ЦДУ НДЦ СО ОДУ Урала Челябинское РДУ Костанайский РДЦ
3.6.6.	МКПА ОВ 500 (АЛАР ВЛ 500 кВ Троицкая ГРЭС – Сокол, АЛАР ВЛ 500 кВ Магнитогорская – Троицкая ГРЭС, АОПО АТГ связи, ФОВ)	Троицкая ГРЭС	ЦДУ НДЦ СО ОДУ Урала Челябинское РДУ
Устройства передачи аварийных сигналов и команд (УПАСК)			
3.6.7.	ПРД АКА 148 кГц ВЛ 500 кВ Троицкая ГРЭС – Сокол	ОДУ Урала	ЦДУ НДЦ СО
3.6.8.	ПРМ АКА 100 кГц ВЛ 500 кВ Троицкая ГРЭС – Сокол	ОДУ Урала	ЦДУ НДЦ СО
3.6.9. Релейная защита и сетевая автоматика			

№№ п.п.	Диспетчерское наименование	Управление	Ведение
1	2	3	4
3.6.10.	Комплект РЗА №1 ВЛ 500 кВ Троицкая ГРЭС – Сокол (ДФЗ, ДЗ, ТЗНП, МТО, ОАПВ) (ШЭ 2710 582)	ОДУ Урала	НДЦ СО Костанайский РДЦ
3.6.11.	Комплект РЗА №2 ВЛ 500 кВ Троицкая ГРЭС – Сокол (ДЗ, ТЗНП, МТО, ОАПВ) (ШЭ 2710 521)	Троицкая ГРЭС	ОДУ Урала НДЦ СО Костанайский РДЦ
3.6.12.	Комплект РЗА №3 ВЛ 500 кВ Троицкая ГРЭС – Сокол (ДЗ, ТЗНП, МТО, ОАПВ) (ШЭ 2710 521)	Троицкая ГРЭС	ОДУ Урала НДЦ СО Костанайский РДЦ
3.6.13.	Комплект РЗА В ВЛ 500 Сокол (УРОВ, ЗНР, ЗНФ, ТАПВ, АУВ) (ШЭ 2710 511)	Троицкая ГРЭС	ОДУ Урала НДЦ СО Костанайский РДЦ
<b>3.7. ПС Челябинская</b>			
500 кВ			
3.7.1.	Р 500кВ ВЛ Костанайская	ПС Челябинская	ЦДУ НДЦ СО ОДУ Урала Челябинское РДУ
3.7.2.	ВГ 500кВ В503	ПС Челябинская	ЦДУ НДЦ СО ОДУ Урала Челябинское РДУ
3.7.3.	ВГР 500кВ ВЛ Костанайская, ВГ 500кВ В501, ВГ 500кВ В502	ПС Челябинская	ЦДУ НДЦ СО ОДУ Урала Челябинское РДУ
3.7.4.	ТН ВЛ 500кВ Костанайская	ПС Челябинская	НДЦ СО ОДУ Урала
Противоаварийная и режимная автоматика			
3.7.5.	МКПА 1 комплект ВЛ 500 кВ Костанайская – Челябинская (АЛАР основной, ФОЛ, АОПН, АОСН, АВ Р ВЛ 500 кВ Костанайская – Челябинская)	ПС Челябинская	ЦДУ ОДУ Урала ОДУ Сибири НДЦ СО
3.7.6.	МКПА 2 комплект ВЛ 500 кВ Костанайская – Челябинская (АЛАР основной, ФОЛ, АОПН, АОСН, АВ Р ВЛ 500 кВ Костанайская – Челябинская)	ПС Челябинская	ЦДУ ОДУ Урала ОДУ Сибири НДЦ СО
Устройства передачи аварийных сигналов и команд			
3.7.7.	ПРМ/ПРД РLink 64/48 кГц (ВЧ-канал №531) ВЛ 500 кВ Костанайская – Челябинская (Л-1103)	ОДУ Урала	ЦДУ НДЦ СО ОДУ Сибири Костанайский РДЦ
Релейная защита и сетевая автоматика			

№№ п.п.	Диспетчерское наименование	Управление	Ведение
1	2	3	4
3.7.8.	ДФЗ (ШЭ2710 582) ВЛ 500 кВ Костанайская – Челябинская (Л-1103)	ОДУ Урала	НДЦ СО Костанайский РДЦ
3.7.9.	РЗ 1к ВЛ 500 кВ Костанайская – Челябинская (Л-1103) (ДЗ, МТО, ТЗНП) (REL-670)	ПС Челябинская	ОДУ Урала НДЦ СО Костанайский РДЦ
3.7.10.	РЗ 2к ВЛ 500 кВ Костанайская – Челябинская (Л-1103) (ДЗ, МТО, ТЗНП) (REL-670) (REL- 670)	ПС Челябинская	ОДУ Урала НДЦ СО Костанайский РДЦ
3.7.11.	Комплект РЗА ВГ 500 кВ В501 (ЗНР, ЗНФ, УРОВ, АПВ, АУВ) (REC-670)	ПС Челябинская	ОДУ Урала НДЦ СО Костанайский РДЦ
3.7.12.	АУВ ВГ 500кВ В502 (ЗНФ, УРОВ, АПВ, АУВ) (REC-670)	ПС 500 кВ Челябинская	ОДУ Урала НДЦ СО Костанайский РДЦ
<b>3.8. ПС Макушино</b>			
Противоаварийная и режимная автоматика			
3.8.1.	АЛАР ВЛ 220 кВ Аврора – Макушино	ПС Макушино	ЦДУ ОДУ Урала НДЦ СО Свердловское РДУ
<b>3.9. ПС Алтай</b>			
500 кВ			
3.9.1.	1СШ 500 кВ, 2СШ 500 кВ	ПС Алтай	ЦДУ ОДУ Сибири НДЦ СО
3.9.2.	РЗ-1104 Р4-1104	ПС Алтай	ЦДУ НДЦ СО ОДУ Сибири
3.9.3.	В1-1104, В2-1104	ПС Алтай	ЦДУ ОДУ Сибири НДЦ СО
3.9.4.	В РЗ-1104, В Р4-1104	ПС Алтай	ЦДУ ОДУ Сибири НДЦ СО
Противоаварийная и режимная автоматика			
3.9.5.	АДВ 1 комплект ПС 1150 кВ Алтай	ОДУ Сибири	ЦДУ НДЦ СО Новосибирское РДУ*
3.9.6.	АДВ 2 комплект ПС 1150 кВ Алтай	ОДУ Сибири	ЦДУ НДЦ СО Новосибирское РДУ*

№№ п.п.	Диспетчерское наименование	Управление	Ведение
1	2	3	4
3.9.7.	МКПА 1 комплект ВЛ 500 кВ Экибастузская – Алтай (АЛАР, АРПМ, АОПН, ФОЛ, АУР)	ПС Алтай	ЦДУ НДЦ СО ОДУ Сибири
3.9.8.	МКПА 2 комплект ВЛ 500 кВ Экибастузская – Алтай (АЛАР, АРПМ, АОПН, ФОЛ, АУР)	ПС Алтай	ЦДУ НДЦ СО ОДУ Сибири
<b>Устройства передачи аварийных сигналов и команд (УПАСК)</b>			
3.9.9.	ПРМ/ПРД PowerLink 70/54 кГц ВЛ 500 кВ Экибастузская – Алтай	ОДУ Сибири	ЦДУ НДЦ СО Северный РДЦ
<b>Релейная защита и сетевая автоматика</b>			
3.9.10.	ДФЗ ВЛ 500 кВ Экибастузская – Алтай (ДФЗ) (ШЭ2710 582)	ОДУ Сибири	НДЦ СО Северный РДЦ
3.9.11.	РЗ с РС К1 ВЛ 500 кВ Экибастузская – Алтай (ДЗ, ЗЗ, МФО, ЗНФР, НВЧЗ) (7SA522)	ПС Алтай	ОДУ Сибири НДЦ СО Северный РДЦ
3.9.12.	РЗ с РС К2 ВЛ 500 кВ Экибастузская – Алтай (ДЗ, ЗЗ, МФО, ЗНФР, НВЧЗ) (7SA522)	ПС Алтай	ОДУ Сибири НДЦ СО Северный РДЦ
3.9.13.	АПВ, УРОВ В1-1104 (ОАПВ, ТАПВ, УРОВ, БНФР, ПАВ) (6MD664)	ПС Алтай	ОДУ Сибири НДЦ СО Северный РДЦ
3.9.14.	АПВ, УРОВ В2-1104 (ОАПВ, ТАПВ, УРОВ, БНФР, ПАВ) (6MD664)	ПС Алтай	ОДУ Сибири НДЦ СО Северный РДЦ
<b>Прочее</b>			
3.9.15.	Канал ТМ ПА ПС 1150 кВ Алтай – ПС 1150 кВ Экибастузская		ЦДУ НДЦ СО ОДУ Сибири
<b>3.10. ПС Барнаульская</b>			
<b>500 кВ</b>			
3.10.1.	Р1	ПС Барнаульская	ЦДУ НДЦ СО ОДУ Сибири Новосибирское РДУ
3.10.2.	В Р-1	ПС Барнаульская	ЦДУ НДЦ СО ОДУ Сибири Новосибирское РДУ
3.10.3.	В-1-551 В-2-551	ПС Барнаульская	ЦДУ ОДУ Сибири НДЦ СО Новосибирское РДУ

№№ п.п.	Диспетчерское наименование	Управление	Ведение
1	2	3	4
<b>3.10.4. Противоаварийная и режимная автоматика</b>			
3.10.5.	МКПА ВЛ 500 кВ Барнаулская – Рубцовская <i>АРПМ</i> )	ПС Барнаулская	ЦДУ НДЦ СО ОДУ Сибири
3.10.6.	ПА 1 комплект ВЛ 500 кВ Барнаулская – Рубцовская (АЛАР, АОПН, УРОВ АОПН, ФОЛ) (МКПА)	ПС Барнаулская	ЦДУ НДЦ СО ОДУ Сибири
3.10.7.	ПА 2 комплект ВЛ 500 кВ Барнаулская – Рубцовская (АЛАР, АОПН, УРОВ, АОПН, ФОЛ) (МКПА)	ПС Барнаулская	ЦДУ НДЦ СО ОДУ Сибири
<b>Устройства передачи аварийных сигналов команд (УПАСК)</b>			
3.10.8.	ПРД/ПРМ ЕТЛ 166/86 кГц (№1) ВЛ 500 кВ Барнаулская – Рубцовская	ОДУ Сибири	ЦДУ НДЦ СО
3.10.9.	ПРД/ПРМ ЕТЛ 154/134 кГц (№2) ВЛ 500 кВ Барнаулская – Рубцовская	ОДУ Сибири	ЦДУ НДЦ СО
<b>3.11. ПС Восход</b>			
<b>500 кВ</b>			
3.11.1.	1СШ-500, 2СШ-500	ПС Восход	ЦДУ НДЦ СО ОДУ Сибири ОДУ Урала Омское РДУ
3.11.2.	В-530, В-532	ПС Восход	ЦДУ НДЦ СО ОДУ Сибири ОДУ Урала Омское РДУ
<b>Противоаварийная и режимная автоматика</b>			
3.11.3.	АДВ 1 комплект ПС 500 кВ Восход	ОДУ Сибири	ЦДУ НДЦ СО ОДУ Урала
3.11.4.	АДВ 2 комплект ПС 500 кВ Восход	ОДУ Сибири	ЦДУ НДЦ СО ОДУ Урала
<b>Устройства передачи аварийных сигналов и команд (УПАСК)</b>			
3.11.5.	ПРД/ПРМ ЕТЛ 262/266 кГц (№1) ВЛ 500 кВ Восход – Таврическая	ОДУ Сибири	ЦДУ НДЦ СО Омское РДУ
3.11.6.	ПРД/ПРМ ЕТЛ 166/118 кГц (№2) ВЛ 500 кВ Восход – Таврическая	ОДУ Сибири	ЦДУ НДЦ СО Омское РДУ

№№ п.п.	Диспетчерское наименование	Управление	Ведение
1	2	3	4
3.11.7.	ПРД/ПРМ FOX-515 по ВОЛС по тракту Восход – Таврическая	ОДУ Сибири	ЦДУ НДЦ СО Омское РДУ
<b>3.12.      ПС Иртышская</b>			
500 кВ			
3.12.1.	1СШ-500, 2СШ-500	ПС Иртышская	ЦДУ НДЦ СО ОДУ Сибири Омское РДУ
3.12.2.	АТ-3	ПС Иртышская	ЦДУ НДЦ СО ОДУ Сибири Омское РДУ Новосибирское РДУ
3.12.3.	1Р-500	ПС Иртышская	ЦДУ НДЦ СО ОДУ Сибири Омское РДУ Новосибирское РДУ*
3.12.4.	В1-555	ПС Иртышская	ЦДУ НДЦ СО ОДУ Сибири Омское РДУ
3.12.5.	В-1Р-500	ПС Иртышская	ЦДУ НДЦ СО ОДУ Сибири Омское РДУ Новосибирское РДУ <sup>1</sup>
3.12.6.	В2-555, В1-553	ПС Иртышская	ЦДУ НДЦ СО ОДУ Сибири Омское РДУ
3.12.7.	1ТН-500	ПС Иртышская	НДЦ СО ОДУ Сибири
Противоаварийная и режимная автоматика			
3.12.8.	МКПА 1 комплект ВЛ 500 кВ ЕЭК – Иртышская (АЛАР, ФОЛ, АОПН)	ПС Иртышская	ЦДУ НДЦ СО ОДУ Сибири Омское РДУ
3.12.9.	МКПА 2 комплект ВЛ 500 кВ ЕЭК – Иртышская (АЛАР, ФОЛ, АОПН)	ПС Иртышская	ЦДУ НДЦ СО ОДУ Сибири Омское РДУ
3.12.10.	МКПА 1 комплект ВЛ 500 кВ Иртышская – Таврическая (АЛАР, ФОЛ, АОСН)	ПС Иртышская	ЦДУ НДЦ СО ОДУ Сибири Омское РДУ

№№ п.п.	Диспетчерское наименование	Управление	Ведение
1	2	3	4
3.12.11.	МКПА 2 комплект ВЛ 500 кВ Иртышская –Таврическая (АЛАР, ФОЛ, АОСН)	ПС Иртышская	ЦДУ НДЦ СО ОДУ Сибири Омское РДУ
<b>Устройства передачи аварийных сигналов и команд (УПАСК)</b>			
3.12.12.	ПРМ/ПРД PowerLink 74/94 кГц ВЛ 500 кВ ЕЭК – Иртышская	ОДУ Сибири	ЦДУ НДЦ СО
3.12.13.	ПРД/ПРМ ETL 314/254 кГц (№1) ВЛ 500 кВ Иртышская – Таврическая	ОДУ Сибири	ЦДУ НДЦ СО Омское РДУ
3.12.14.	ПРД/ПРМ ETL 162/182 кГц (№2) ВЛ 500 кВ Иртышская – Таврическая	ОДУ Сибири	ЦДУ НДЦ СО Омское РДУ
<b>Релейная защита и сетевая автоматика</b>			
3.12.15.	ДФЗ ВЛ 500 кВ ЕЭК – Иртышская (ДФЗ, ТЗН, ОАПВ1) (ШЭ2710 582)	ОДУ Сибири	НДЦ СО Северный РДЦ
3.12.16.	РЗ с РС К1 ВЛ 500 кВ ЕЭК – Иртышская (ДЗ, ТЗНП, МФО, ТО, ТУ, НВЧЗ, ОАПВ2) (ШЭ2710 521)	ПС 500 кВ Иртышская	ОДУ Сибири НДЦ СО Северный РДЦ
3.12.17.	РЗ с РС К2 ВЛ 500 кВ ЕЭК – Иртышская (ДЗ, ТЗНП, МФО, ТО, ТУ, НВЧЗ, ОАПВ3) (ШЭ2710 521)	ПС 500 кВ Иртышская	ОДУ Сибири НДЦ СО Северный РДЦ
3.12.18.	АПВ, УРОВ В1-553 (ТАПВ, УРОВ, БНФР, ЗНФР, ПАВ) (ШЭ2710 511)	ПС 500 кВ Иртышская	ОДУ Сибири Омское РДУ НДЦ СО Северный РДЦ
3.12.19.	АПВ, УРОВ В2-555 (ТАПВ, УРОВ, БНФР, ЗНФР, ПАВ) (ШЭ2710 511)	ПС 500 кВ Иртышская	ОДУ Сибири НДЦ СО Северный РДЦ
<b>3.13. ПС Рубцовская</b>			
<b>500 кВ</b>			
3.13.1.	1СШ 500кВ, 2СШ 500кВ	ПС Рубцовская	ЦДУ ОДУ Сибири НДЦ СО Новосибирское РДУ
3.13.2.	Р-1, Р-2	ПС Рубцовская	ЦДУ ОДУ Сибири НДЦ СО Новосибирское РДУ
3.13.3.	АТ-1, АТ-2	ПС Рубцовская	ЦДУ ОДУ Сибири

№№ п.п.	Диспетчерское наименование	Управление	Ведение
1	2	3	4
			НДЦ СО Новосибирское РДУ
3.13.4.	В Р-1, В Р-2	ПС Рубцовская	ЦДУ ОДУ Сибири НДЦ СО Новосибирское РДУ
3.13.5.	В-1-551, В-2-551, В-1-552, В-2-552, В-1-554, В-2-554,	ПС Рубцовская	ЦДУ ОДУ Сибири НДЦ СО
<b>Противоаварийная и режимная автоматика</b>			
3.13.6.	ПА 1 комплект ВЛ 500 кВ Барнаульская – Рубцовская (АЛАР, АОПН, УРОВ АОПН, ФОЛ) (МКПА)	ПС Рубцовская	ЦДУ ОДУ Сибири НДЦ СО
3.13.7.	ПА 2 комплект ВЛ 500 кВ Барнаульская – Рубцовская (АЛАР, АОПН, УРОВ АОПН, ФОЛ) (МКПА)	ПС Рубцовская	ЦДУ НДЦ СО ОДУ Сибири
3.13.8.	КПА-М ПС 500 кВ Рубцовская (АРОЛ-551, АРОЛ-552)	ПС Рубцовская	ЦДУ ОДУ Сибири НДЦ СО
3.13.9.	ПА 1 комплект ВЛ 500 кВ ЕЭК – Рубцовская (АЛАР, АОПН, УРОВ АОПН, ФОЛ) (КПА-М)	ПС Рубцовская	ЦДУ ОДУ Сибири НДЦ СО
3.13.10.	ПА 2 комплект ВЛ 500 кВ ЕЭК – Рубцовская (АЛАР, АОПН, УРОВ АОПН, ФОЛ) (КПА-М)	ПС Рубцовская	ЦДУ ОДУ Сибири НДЦ СО
3.13.11.	ФОЛ 1 комплект ВЛ 500 кВ Рубцовская – Усть- Каменогорская (КПА-М)	ПС Рубцовская	ЦДУ НДЦ СО ОДУ Сибири
3.13.12.	ФОЛ 2 комплект ВЛ 500 кВ Рубцовская – Усть- Каменогорская (КПА-М)	ПС Рубцовская	ЦДУ НДЦ СО ОДУ Сибири
<b>Устройства передачи аварийных сигналов и команд (УПАСК)</b>			
3.13.13.	ПРМ/ПРД ЕТЛ 166/86 кГц (№1) ВЛ 500 кВ Барнаульская – Рубцовская	ОДУ Сибири	ЦДУ НДЦ СО
3.13.14.	ПРМ/ПРД ЕТЛ 154/134 кГц (№2) ВЛ 500 кВ Барнаульская – Рубцовская	ОДУ Сибири	ЦДУ НДЦ СО

№№ п.п.	Диспетчерское наименование	Управление	Ведение
1	2	3	4
3.13.15.	ПРД/ПРМ PowerLink 64/60 кГц ВЛ 500 кВ ЕЭК – Рубцовская	НДЦ СО	ЦДУ ОДУ Сибири
3.13.16.	ПРД/ПРМ PowerLink 266/234 кГц ВЛ 500 кВ Рубцовская – Усть-Каменогорская	НДЦ СО	ЦДУ ОДУ Сибири
3.13.17.	ПРД/ПРМ PowerLink 74/90 кГц ВЛ 500 кВ Рубцовская – Усть-Каменогорская	НДЦ СО	ЦДУ ОДУ Сибири
Релейная защита и сетевая автоматика			
3.13.18.	ДФЗ ВЛ 500 кВ ЕЭК – Рубцовская (ДФЗ, ОАПВ1) (ШЭ2710 582)	НДЦ СО	ОДУ Сибири Северный РДЦ
3.13.19.	РЗ с РС К1 ВЛ 500 кВ ЕЭК – Рубцовская (ДЗ, ЗЗ, МФО, НВЧЗ, ОАПВ2) (ШЭ2710 521)	ПС Рубцовская	НДЦ СО Северный РДЦ ОДУ Сибири
3.13.20.	РЗ с РС К2 ВЛ 500 кВ ЕЭК – Рубцовская (ДЗ, ЗЗ, МФО, НВЧЗ, ОАПВ3) (ШЭ2710 521)	ПС Рубцовская	НДЦ СО Северный РДЦ ОДУ Сибири
3.13.21.	АПВ, УРОВ В-1-552 (ТАПВ, УРОВ, БНФР, ЗНФР, ПАВ) (ШЭ2710 511)	ПС Рубцовская	ОДУ Сибири Новосибирское РДУ НДЦ СО Северный РДЦ
3.13.22.	АПВ, УРОВ В-2-552 (ТАПВ, УРОВ, БНФР, ЗНФР, ПАВ) (ШЭ2710 511)	ПС Рубцовская	ОДУ Сибири Новосибирское РДУ НДЦ СО Северный РДЦ
3.13.23.	ДФЗ ВЛ 500 кВ Рубцовская – Усть-Каменогорская (ДФЗ, ОАПВ1) (ШЭ2710 582)	НДЦ СО	ОДУ Сибири Восточный РДЦ
3.13.24.	РЗ с РС К1 ВЛ 500 кВ Рубцовская – Усть- Каменогорская (ДЗ, ЗЗ, МФО, НВЧЗ, ОАПВ2) (ШЭ2710 521)	ПС Рубцовская	НДЦ СО Восточный РДЦ ОДУ Сибири
3.13.25.	РЗ с РС К2 ВЛ 500 кВ Рубцовская – Усть- Каменогорская (ДЗ, ЗЗ, МФО, НВЧЗ, ОАПВ2) (ШЭ2710 521)	ПС Рубцовская	НДЦ СО Восточный РДЦ ОДУ Сибири
3.13.26.	АПВ, УРОВ В-1-554 (ТАПВ, УРОВ, БНФР, ЗНФР, ПАВ) (ШЭ2710 511)	ПС Рубцовская	НДЦ СО Восточный РДЦ ОДУ Сибири Новосибирское РДУ
3.13.27.	АПВ, УРОВ В-2-554 (ТАПВ, УРОВ, БНФР, ЗНФР, ПАВ) (ШЭ2710 511)	ПС Рубцовская	НДЦ СО Восточный РДЦ ОДУ Сибири Новосибирское РДУ

№№ п.п.	Диспетчерское наименование	Управление	Ведение
1	2	3	4
Прочее			
3.13.28.	Канал ТМ ПА ПС 500 кВ Рубцовская – ПС 500 кВ Усть- Каменогорская		НДЦ СО ОДУ Сибири
<b>3.14. ПС Барабинская</b>			
Противоаварийная и режимная автоматика			
3.14.1.	ПА 1 комплект ВЛ 500 кВ Барабинская – Восход (АЛАР, АОПН, УРОВ АОПН, ФОЛ, АУР Р-534, АРПМ) (МКПА)	ПС Барабинская	ЦДУ НДЦ СО ОДУ Сибири
3.14.2.	ПА 2 комплект ВЛ 500 кВ Барабинская – Восход (АЛАР, АОПН, УРОВ АОПН, ФОЛ, АУР Р-534, АРПМ) (МКПА)	ПС Барабинская	ЦДУ НДЦ СО ОДУ Сибири
<b>3.15. ПС Таврическая</b>			
500 кВ			
3.15.1.	1СШ-500, 2СШ-500	ПС Таврическая	ЦДУ НДЦ СО ОДУ Сибири Омское РДУ
3.15.2.	АТ-1, АТ-2	ПС Таврическая	ЦДУ НДЦ СО ОДУ Сибири Омское РДУ
3.15.3.	1Р-500, 2Р-500,	ПС Таврическая	ЦДУ НДЦ СО ОДУ Сибири Омское РДУ
3.15.4.	В1-556, В2-556, В1-557, В2-557, В1-534, В2-534	ПС Таврическая	ЦДУ НДЦ СО ОДУ Сибири Омское РДУ
3.15.5.	В1-555, В2-555, В-1Р-500, В-2Р-500	ПС Таврическая	ЦДУ НДЦ СО ОДУ Сибири Омское РДУ*
Противоаварийная и режимная автоматика			
3.15.6.	МКПА 1 комплект ВЛ 500 кВ Иртышская – Таврическая (АЛАР, АОПН, ФОЛ)	ПС Таврическая	ЦДУ НДЦ СО ОДУ Сибири Омское РДУ

№№ п.п.	Диспетчерское наименование	Управление	Ведение
1	2	3	4
3.15.7.	МКПА 2 комплект ВЛ 500 кВ Иртышская – Таврическая (АЛАР, АОПН, ФОЛ)	ПС Таврическая	ЦДУ НДЦ СО ОДУ Сибири Омское РДУ
3.15.8.	МКПА 1 комплект ВЛ 500 кВ Аврора – Таврическая (АЛАР, АОПН, ФОЛ, АРПМ)	ПС Таврическая	ЦДУ НДЦ СО ОДУ Сибири Омское РДУ
3.15.9.	МКПА 2 комплект ВЛ 500 кВ Аврора – Таврическая (АЛАР, АОПН, ФОЛ, АРПМ)	ПС Таврическая	ЦДУ НДЦ СО ОДУ Сибири Омское РДУ
3.15.10.	МКПА 1 комплект ВЛ 500 кВ Экибастузская ГРЭС-1 – Таврическая (АЛАР, АОПН, ФОЛ)	ПС Таврическая	ЦДУ НДЦ СО ОДУ Сибири Омское РДУ
3.15.11.	МКПА 2 комплект ВЛ 500 кВ Экибастузская ГРЭС-1 – Таврическая (АЛАР, АОПН, ФОЛ)	ПС Таврическая	ЦДУ НДЦ СО ОДУ Сибири Омское РДУ
3.15.12.	Преобразователь протоколов АДВ ПС 500 кВ Восход и АДВ ПС 1150 кВ Экибастузская 1 комплект	ПС Таврическая	НДЦ СО ОДУ Сибири
3.15.13.	Преобразователь протоколов АДВ ПС 500 кВ Восход и АДВ ПС 1150 кВ Экибастузская 2 комплект	ПС Таврическая	НДЦ СО ОДУ Сибири
Устройства передачи аварийных сигналов и команд (УПАСК)			
3.15.14.	ПРМ/ПРД ETL 314/254 кГц (№ 1) ВЛ 500 кВ Иртышская – Таврическая	ОДУ Сибири	ЦДУ НДЦ СО Омское РДУ
3.15.15.	ПРМ/ПРД ETL 162/182 кГц (№ 2) ВЛ 500 кВ Иртышская – Таврическая	ОДУ Сибири	ЦДУ НДЦ СО Омское РДУ
3.15.16.	ПРД/ПРМ PowerLink 158/154 кГц ВЛ 500 кВ Аврора – Таврическая	НДЦ СО	ЦДУ ОДУ Сибири ОДУ Урала
3.15.17.	ПРМ/ПРД PowerLink 98/110 кГц ВЛ 500 кВ Экибастузская ГРЭС-1 – Таврическая	ОДУ Сибири	ЦДУ ОДУ Урала НДЦ СО
3.15.18.	ПРМ/ПРД ETL 262/266 кГц (№1) ВЛ 500 кВ Восход – Таврическая	ОДУ Сибири	ЦДУ НДЦ СО Омское РДУ

№№ п.п.	Диспетчерское наименование	Управление	Ведение
1	2	3	4
3.15.19.	ПРМ/ПРД ЕТЛ 166/118 кГц (№2) ВЛ 500 кВ Восход – Таврическая	ОДУ Сибири	ЦДУ НДЦ СО Омское РДУ
3.15.20.	ПРД/ПРМ FOX-515 по ВОЛС по тракту Восход – Таврическая	ОДУ Сибири	ЦДУ НДЦ СО Омское РДУ
Релейная защита и сетевая автоматика			
3.15.21.	ДФЗ ВЛ 500 кВ Аврора – Таврическая (ДФЗ, ОАПВ1) (ШЭ2710 582)	НДЦ СО	ОДУ Сибири Акмолинский РДЦ
3.15.22.	РЗ с РС К1 ВЛ 500 кВ Аврора – Таврическая (ДЗ, ЗЗ, МФО, НВЧЗ, ОАПВ2) (ШЭ2710 521)	ПС Таврическая	ОДУ Сибири НДЦ СО Акмолинский РДЦ
3.15.23.	РЗ с РС К2 ВЛ 500 кВ Аврора – Таврическая (ДЗ, ЗЗ, МФО, НВЧЗ, ОАПВ3) (ШЭ2710 521)	ПС Таврическая	ОДУ Сибири НДЦ СО Акмолинский РДЦ
3.15.24.	АПВ, УРОВ В1-556 (ТАПВ, УРОВ, БНФР, ЗНФР, ПАВ) (ШЭ2710 511)	ПС Таврическая	ОДУ Сибири Омское РДУ НДЦ СО Акмолинский РДЦ
3.15.25.	АПВ, УРОВ В2-556 (ТАПВ, УРОВ, БНФР, ЗНФР, ПАВ) (ШЭ2710 511)	ПС Таврическая	ОДУ Сибири Омское РДУ НДЦ СО Акмолинский РДЦ
3.15.26.	ДФЗ ВЛ 500 кВ Экибастузская ГРЭС-1 – Таврическая (ДФЗ, ОАПВ1) (ШЭ2710 582)	ОДУ Сибири	НДЦ СО Северный РДЦ
3.15.27.	РЗ с РС К1 ВЛ 500 кВ Экибастузская ГРЭС-1 – Таврическая (ДЗ, ТЗНП, МФО, ТО, ТУ, НВЧЗ, ОАПВ2) (ШЭ2710 521)	ПС Таврическая	ОДУ Сибири НДЦ СО Северный РДЦ
3.15.28.	РЗ с РС К2 ВЛ 500 кВ Экибастузская ГРЭС-1 – Таврическая (ДЗ, ТЗНП, МФО, ТО, ТУ, НВЧЗ, ОАПВ3) (ШЭ2710 521)	ПС Таврическая	ОДУ Сибири НДЦ СО Северный РДЦ
3.15.29.	АПВ, УРОВ В1-557 (АУВ, ТАПВ, УРОВ, БНФР, ЗНФР, ПАВ) (ШЭ2710 511)	ПС Таврическая	ОДУ Сибири Омское РДУ НДЦ СО Северный РДЦ
3.15.30.	АПВ, УРОВ В2-557 (АУВ, ТАПВ, УРОВ, БНФР, ЗНФР, ПАВ) (ШЭ2710 511)	ПС Таврическая	ОДУ Сибири Омское РДУ НДЦ СО Северный РДЦ

№№ п.п.	Диспетчерское наименование	Управление	Ведение
1	2	3	4
Прочее			
3.15.31.	Канал ТМ ПА ПС 1150 кВ Экибастузская – ПС 500 кВ Таврическая		НДЦ СО ОДУ Сибири
<b>3.16. Диспетчерский пункт ОДУ Сибири</b>			
3.16.1.	ЦС АРЧМ ОЭС Сибири	ОДУ Сибири	ЦДУ НДЦ СО* Иркутское РДУ* Новосибирское РДУ*
3.16.2.	ПТК верхнего уровня ЦСПА ОЭС Сибири	ОДУ Сибири	ЦДУ НДЦ СО Кемеровское РДУ* Новосибирское РДУ* Иркутское РДУ* Красноярское РДУ* Хакасское РДУ*
<b>3.17. ПС Орская</b>			
220 кВ			
3.17.1.	ВГ 220 кВ ВЛ Актюбинск, ВГ 220 кВ ВЛ Кимперсай	ПС Орская	Оренбургское РДУ Актюбинский РДЦ
Противоаварийная и режимная автоматика			
3.17.2.	Комплект ПА № 3 (АОПО ВЛ 220 кВ Орская – Актюбинская, АОПО ВЛ 220 кВ Орская – Кимперсай, АЛАР ВЛ 110 кВ Орская – КС-15 I цепь, ВЛ 110 кВ Орская – КС-15 II цепь с отпайкой на ПС Левобережная, АОСН, АОСЧ, АРП, РАР) (МКПА)	ПС Орская	Оренбургское РДУ Актюбинский РДЦ*
3.17.3.	Комплект ПА № 4 (АОПО ВЛ 220 кВ Орская – Актюбинская, АОПО ВЛ 220 кВ Орская – Кимперсай, АЛАР ВЛ 110 кВ Орская – КС-15 I цепь, ВЛ 110 кВ Орская – КС-15 II цепь с отпайкой на ПС Левобережная, АОСН, АОСЧ, АРП, РАР) (МКПА)	ПС Орская	Оренбургское РДУ Актюбинский РДЦ*
Устройства передачи аварийных сигналов и команд			
3.17.4.	ПРД АКА 84 кГц ВЛ 220 кВ Орская – Актюбинская	Актюбинский РДЦ	Оренбургское РДУ
Релейная защита и сетевая автоматика			
3.17.5.	НВЧЗ ВЛ 220 кВ Орская – Актюбинская (ШЭ2607 084)	Актюбинский РДЦ	Оренбургское РДУ
3.17.6.	НВЧЗ ВЛ 220 кВ Орская – Кимперсай (ШЭ2607 084)	Актюбинский РДЦ	Оренбургское РДУ

№№ п.п.	Диспетчерское наименование	Управление	Ведение
1	2	3	4
3.17.7.	Комплект РЗА ВЛ 220 кВ Орская – Актюбинская (МФО, ДЗ, ТЗНП, ТАПВ) (MiCOM P437)	ПС Орская	Оренбургское РДУ Актюбинский РДЦ
3.17.8.	Комплект РЗА ВЛ 220 кВ Орская – Кимперсай (МФО, ДЗ, ТЗНП, ТАПВ) (MiCOM P437)	ПС Орская	Оренбургское РДУ Актюбинский РДЦ
<b>3.18. ПС Новотроицкая</b>			
<b>220 кВ</b>			
3.18.1.	ВМ 220 кВ ВЛ Ульке	ПС Новотроицкая	Оренбургское РДУ Актюбинский РДЦ
Противоаварийная и режимная автоматика			
3.18.2.	Комплект ПА (АОПО ВЛ 220 кВ Новотроицкая – Ульке, АОПО ВЛ 110 кВ Сакмарская СЭС – Новотроицкая) (МКПА)	ПС Новотроицкая	Оренбургское РДУ Актюбинский РДЦ*
Релейная защита и сетевая автоматика			
3.18.3.	КСЗ, АПВ ВЛ 220 кВ Новотроицкая – Ульке (МФО, ДЗ, ТЗНП) (ЭПЗ-1636М)	ПС Новотроицкая	Оренбургское РДУ Актюбинский РДЦ
Операционная зона НДЦ СО			
<b>3.19. ПС Кокшетауская</b>			
<b>1150 кВ</b>			
3.19.1.	Шунтирующая перемычка 1150-500 кВ (Л-1101)	НДЦ СО	ЦДУ ОДУ Сибири Акмолинский РДЦ
3.19.2.	Шунтирующая перемычка 1150-500 кВ (Л-1102)	НДЦ СО	ЦДУ ОДУ Урала Акмолинский РДЦ
3.19.3.	Р-3-1150, ВР-3-1150, Р-4-1150, ВР-4-1150	Акмолинский РДЦ	ЦДУ НДЦ СО ОДУ Урала ОДУ Сибири
3.19.4.	Р-1-1150, ВР-1-1150, Р-2-1150, ВР-2-1150	Акмолинский РДЦ	ЦДУ НДЦ СО ОДУ Сибири ОДУ Урала*
<b>500 кВ</b>			
3.19.5.	В-501, В-504, В-502, В-503	Акмолинский РДЦ	ЦДУ ОДУ Урала ОДУ Сибири НДЦ СО
3.19.6.	Р-1-500, ВР-1-500	Акмолинский РДЦ	ЦДУ НДЦ СО ОДУ Сибири ОДУ Урала*

№№ п.п.	Диспетчерское наименование	Управление	Ведение
1	2	3	4
3.19.7.	Р-2-500, ВР-2-500	Акмолинский РДЦ	ЦДУ НДЦ СО ОДУ Урала ОДУ Сибири
Противоаварийная и режимная автоматика			
3.19.8.	АДВ	НДЦ СО	ЦДУ Акмолинский РДЦ
3.19.9.	АЛАР (резервный комплект) ВЛ 1150 кВ Костанайская – Кокшетауская (Л-1102)	НДЦ СО	ЦДУ ОДУ Урала Акмолинский РДЦ
3.19.10.	АРПМ ВЛ 1150 кВ Костанайская – Кокшетауская (Л-1102)	НДЦ СО	ЦДУ ОДУ Сибири ОДУ Урала
3.19.11.	ФОЛ ВЛ 500 кВ Аврора- Кокшетауская (Л-5191)	Акмолинский РДЦ	ЦДУ НДЦ СО
3.19.12.	ФОЛ ВЛ 1150 кВ Костанайская – Кокшетауская (Л-1102)	Акмолинский РДЦ	ЦДУ НДЦ СО ОДУ Урала ОДУ Сибири
3.19.13.	ФОЛ ВЛ 1150 кВ Кокшетауская – Экибастузская (Л-1101)	Акмолинский РДЦ	ЦДУ НДЦ СО ОДУ Сибири
Устройства передачи аварийных сигналов и команд (УПАСК)			
3.19.14.	ПРД/ПРМ Plink 164/104 кГц (ВЧ-канал № 519) ВЛ 500 кВ Аврора – Кокшетауская (Л- 5191)	НДЦ СО	ЦДУ ОДУ Сибири ОДУ Урала
3.19.15.	ПРД/ПРМ Plink 92/72 кГц (ВЧ-канал № 654) ВЛ 500 кВ Аврора – Кокшетауская (Л- 5191)	НДЦ СО	ЦДУ ОДУ Сибири ОДУ Урала
3.19.16.	ПРМ/ПРД PowerLink 64/44 кГц (ВЧ-канал № 607) ВЛ 1150 кВ Кокшетауская – Экибастузская (ВЛ-1101)	НДЦ СО	ЦДУ ОДУ Урала ОДУ Сибири Акмолинский РДЦ
3.19.17.	ПРМ/ПРД ESB 28/24 кГц (ВЧ- канал № 609) ВЛ 1150 кВ Кокшетауская – Экибастузская (ВЛ-1101)	НДЦ СО	ЦДУ ОДУ Урала ОДУ Сибири Акмолинский РДЦ
3.19.18.	ПРД/ПРМ PowerLink 80/68 кГц (ВЧ-канал № 602) ВЛ 1150 кВ Костанайская – Кокшетауская (Л-1102)	НДЦ СО	ЦДУ ОДУ Урала ОДУ Сибири Акмолинский РДЦ
3.19.19.	ПРМ/ПРД PowerLink 56/52 кГц (ВЧ-канал № 603) ВЛ	НДЦ СО	ЦДУ ОДУ Урала

№№ п.п.	Диспетчерское наименование	Управление	Ведение
1	2	3	4
	1150 кВ Костанайская – Кокшетауская (Л-1102)		ОДУ Сибири Акмолинский РДЦ
<b>Прочее</b>			
3.19.20.	Торнадо-КП	Акмолинский РДЦ	НДЦ СО ОДУ Сибири
<b>3.20. ПС Костанайская</b>			
1150 кВ			
3.20.1.	Шунтирующая перемычка 1150-500 кВ	НДЦ СО	ЦДУ ОДУ Урала Костанайский РДЦ
3.20.2.	Р-2 Л-1102	Костанайский РДЦ	ЦДУ НДЦ СО ОДУ Урала ОДУ Сибири Челябинское РДУ*
3.20.3.	В-500 Р-2 Л-1102	Костанайский РДЦ	ЦДУ НДЦ СО ОДУ Урала ОДУ Сибири Челябинское РДУ*
500 кВ			
3.20.4.	1 СШ 500кВ, 2 СШ 500кВ	Костанайский РДЦ	НДЦ СО ОДУ Урала
3.20.5.	АТ-3	Костанайский РДЦ	НДЦ СО ОДУ Урала
3.20.6.	Р-1 Л-1103	Костанайский РДЦ	ЦДУ НДЦ СО ОДУ Урала Челябинское РДУ*
3.20.7.	В-500 Р-1 Л-1103	Костанайский РДЦ	ЦДУ НДЦ СО ОДУ Урала Челябинское РДУ*
3.20.8.	В-1103, В-5096, ВС-1	Костанайский РДЦ	ЦДУ НДЦ СО ОДУ Урала ОДУ Сибири
3.20.9.	ВТ-3, ВТ-2	Костанайский РДЦ	ЦДУ НДЦ СО ОДУ Урала
3.20.10.	ТН 1 СШ-500, ТН 2 СШ-500	Костанайский РДЦ	НДЦ СО ОДУ Урала
<b>Противоаварийная и режимная автоматика</b>			
.11.	АЛАР S ВЛ 1150 кВ Костанайская – Кокшетауская (Л-1102)	НДЦ СО	ЦДУ Костанайский РДЦ

№№ п.п.	Диспетчерское наименование	Управление	Ведение
1	2	3	4
3.20.12.	АЛАР S ВЛ 500 кВ Костанайская – Челябинская (Л-1103)	НДЦ СО	ЦДУ ОДУ Урала Костанайский РДЦ
3.20.13.	ФОЛ ВЛ 500 кВ Костанайская – Сокол (Л-5096)	Костанайский РДЦ	ЦДУ ОДУ Урала НДЦ СО ОДУ Сибири
3.20.14.	ФОЛ ВЛ 1150 кВ Костанайская – Челябинская (Л-1103)	Костанайский РДЦ	ЦДУ НДЦ СО ОДУ Урала ОДУ Сибири
3.20.15.	АРПМ ВЛ 1150 кВ Костанайская – Кокшетауская (Л-1102)	НДЦ СО	ЦДУ ОДУ Урала ОДУ Сибири
3.20.16.	АОПН ВЛ 500 кВ Костанайская – Челябинская (Л-1103)	НДЦ СО	ЦДУ ОДУ Урала Костанайский РДЦ
3.20.17.	АОПН ВЛ 1150 кВ Костанайская – Кокшетауская (Л-1102)	НДЦ СО	ЦДУ ОДУ Урала Костанайский РДЦ
3.20.18.	ФОЛ ВЛ 1150 кВ Костанайская – Кокшетауская (Л-1102)	Костанайский РДЦ	ЦДУ НДЦ СО ОДУ Урала ОДУ Сибири
<b>Устройства передачи аварийных сигналов и команд (УПАСК)</b>			
3.20.19.	ПРД/ПРМ PLink-64/48 кГц (ВЧ-канал №531) ВЛ 500 кВ Костанайская – Челябинская (Л-1103)	ОДУ Урала	ЦДУ НДЦ СО ОДУ Сибири Костанайский РДЦ
3.20.20.	ПРМ/ПРД PowerLink 628/536 кГц (ВЧ-канал № 637) ВЛ 500 кВ Костанайская – Сокол (Л-5096)	НДЦ СО	ЦДУ ОДУ Урала ОДУ Сибири Костанайский РДЦ
3.20.21.	ПРМ/ПРД PowerLink 256/280 кГц (ВЧ-канал № 636) ВЛ 500 кВ Костанайская – Сокол (Л-5096)	НДЦ СО	ЦДУ ОДУ Урала ОДУ Сибири Костанайский РДЦ
3.20.22.	ПРМ/ПРД PowerLink 80/68 кГц (ВЧ-канал № 602) ВЛ 1150 кВ Костанайская – Кокшетауская (Л-1102)	НДЦ СО	ЦДУ ОДУ Урала ОДУ Сибири Костанайский РДЦ
3.20.23.	ПРМ/ПРД PowerLink 52/56 кГц (ВЧ-канал № 603) ВЛ 1150 кВ Костанайская – Кокшетауская (Л-1102)	НДЦ СО	ЦДУ ОДУ Урала ОДУ Сибири Костанайский РДЦ
3.20.24.	Релейная защита и сетевая автоматика		

№№ п.п.	Диспетчерское наименование	Управление	Ведение
1	2	3	4
3.20.25.	ДФЗ ВЛ 500 кВ Костанайская – Челябинская (Л-1103) (ШЭ 2710 582)	ОДУ Урала	НДЦ СО Костанайский РДЦ
3.20.26.	РЗ 1к ВЛ 500 кВ Костанайская – Челябинская (Л-1103) (ДЗ, МТО, ТЗНП) (7SA6)	Костанайский РДЦ	НДЦ СО ОДУ Урала
3.20.27.	РЗ 2к ВЛ 500 кВ Костанайская – Челябинская (Л-1103) (ДЗ, МТО, ТЗНП) (7SA6)	Костанайский РДЦ	НДЦ СО ОДУ Урала
3.20.28.	ДЗШ 1к 1 СШ 500 кВ	Костанайский РДЦ	НДЦ СО ОДУ Урала
3.20.29.	ДЗШ 2к 1 СШ 500 кВ	Костанайский РДЦ	НДЦ СО ОДУ Урала
3.20.30.	ДЗШ 1к 2 СШ 500 кВ	Костанайский РДЦ	НДЦ СО ОДУ Урала
3.20.31.	ДЗШ 2к 2 СШ 500 кВ	Костанайский РДЦ	НДЦ СО ОДУ Урала
3.20.32.	Комплект РЗА В-1103 (АПВ, АУВ, УРОВ) (6MD664)	Костанайский РДЦ	НДЦ СО ОДУ Урала
3.20.33.	Комплект РЗА ВТ-3 (АПВ, АУВ, УРОВ) (6MD664)	Костанайский РДЦ	НДЦ СО ОДУ Урала
Прочее			
3.20.34.	Торнадо-КП	Костанайский РДЦ	НДЦ СО ОДУ Сибири
<b>3.21. ПС Экибастузская 1150 кВ</b>			
1150 кВ			
3.21.1.	Р-1101-1150	Персонал подстанции	ЦДУ НДЦ СО ОДУ Сибири Северный РДЦ
3.21.2.	Р-1104-1150	Персонал подстанции	ЦДУ НДЦ СО ОДУ Сибири Северный РДЦ
3.21.3.	ВР-1101	Персонал подстанции	ЦДУ НДЦ СО ОДУ Сибири Северный РДЦ
3.21.4.	ВР-1104	Персонал подстанции	ЦДУ НДЦ СО ОДУ Сибири Северный РДЦ
500 кВ			
3.21.5.	I СШ, II СШ	Персонал подстанции	ЦДУ НДЦ СО ОДУ Сибири Северный РДЦ

№№ п.п.	Диспетчерское наименование	Управление	Ведение
1	2	3	4
3.21.6.	P-1104-500	Персонал подстанции	ЦДУ НДЦ СО ОДУ Сибири
3.21.7.	B-518, B-519, B-520, B-509, B-510	Персонал подстанции	НДЦ СО ЦДУ ОДУ Сибири Северный РДЦ
3.21.8.	ТН-1СШ ТН-2СШ	Персонал подстанции	НДЦ СО ОДУ Сибири Северный РДЦ
3.21.9.	P-5370	Персонал подстанции	ЦДУ НДЦ СО ОДУ Сибири Северный РДЦ
3.21.10.	P-1	Персонал подстанции	ЦДУ НДЦ СО ОДУ Сибири Северный РДЦ
3.21.11.	B-503, B-511, B-512, B-513	Персонал подстанции	ЦДУ НДЦ СО ОДУ Сибири Северный РДЦ
<b>Противоаварийная и режимная автоматика</b>			
3.21.12.	УВК АДВ ПС Экибастузская- 1150 1 комплект	НДЦ СО	ЦДУ ОДУ Сибири ОДУ Урала Северный РДЦ
3.21.13.	УВК АДВ ПС Экибастузская- 1150 2 комплект	НДЦ СО	ЦДУ ОДУ Сибири ОДУ Урала Северный РДЦ
3.21.14.	АРПМ ВЛ 1150 кВ Кокшетауская – Экибастузская (Л-1101)	НДЦ СО	ЦДУ ОДУ Сибири
3.21.15.	ФОЛ ВЛ 500 кВ Экибастузская – Алтай (Л-1104)	Северный РДЦ	НДЦ СО ЦДУ ОДУ Сибири
3.21.16.	ALAR-S Л-1101 Кокшетауская – Экибастузская (Л-1101)	НДЦ СО	ЦДУ ОДУ Сибири Северный РДЦ
3.21.17.	ALAR-S Л-1104 Экибастузская – Алтай (Л-1104)	НДЦ СО	ЦДУ ОДУ Сибири Северный РДЦ
3.21.18.	АОПН ВЛ 1150 кВ Кокшетауская – Экибастузская (Л-1101)	НДЦ СО	ЦДУ ОДУ Урала Северный РДЦ

№№ п.п.	Диспетчерское наименование	Управление	Ведение
1	2	3	4
3.21.19.	АОПН ВЛ 1150 кВ Экибастузская – Алтай (Л-1104)	НДЦ СО	ЦДУ ОДУ Сибири Северный РДЦ
3.21.20.	ФОЛ ВЛ 1150 кВ Кокшетауская – Экибастузская (Л-1101)	Северный РДЦ	ЦДУ НДЦ СО ОДУ Сибири
3.21.21.	ФОЛ ВЛ 500 кВ Экибастузская – Семей (Л-5370)	Северный РДЦ	ЦДУ НДЦ СО ОДУ Сибири
Устройства передачи аварийных сигналов и команд (УПАСК)			
3.21.22.	ПРД/ПРМ PowerLink 70/54 кГц (ВЧ-канал № 611) ВЛ 500 кВ Экибастузская – Алтай	ОДУ Сибири	ЦДУ НДЦ СО Северный РДЦ
3.21.23.	ПРД/ПРМ PowerLink 64/44 кГц (ВЧ-канал № 607) ВЛ 1150 кВ Кокшетауская – Экибастузская (Л-1101)	НДЦ СО	ЦДУ ОДУ Сибири ОДУ Урала Северный РДЦ
3.21.24.	ПРД/ПРМ ESB 28/24 кГц (ВЧ- канал № 609) ВЛ 1150 кВ Кокшетауская – Экибастузская (Л-1101)	НДЦ СО	ЦДУ ОДУ Урала ОДУ Сибири Северный РДЦ
3.21.25.	ПРМ/ПРД АКСТ 412/384 кГц (ВЧ-канал № 572) ВЛ 500 кВ Экибастузская ГРЭС-1– Экибастузская (Л-5117)	НДЦ СО	ЦДУ ОДУ Урала ОДУ Сибири Северный РДЦ
3.21.26.	ПРД/ПРМ PowerLink 480/468кГц (ВЧ-канал № 573) ВЛ 500 кВ Экибастузская ГРЭС-1–Экибастузская (Л-5117)	НДЦ СО	ЦДУ ОДУ Урала ОДУ Сибири Северный РДЦ
3.21.27.	ПРД/ПРМ PowerLink 448/436кГц (ВЧ-канал № 578) ВЛ 500 кВ Экибастузская ГРЭС-1–Экибастузская (Л-5107)	НДЦ СО	ЦДУ ОДУ Урала ОДУ Сибири Северный РДЦ
3.21.28.	ПРД/ПРМ ESB 372/312кГц (ВЧ-канал № 579) ВЛ 500 кВ Экибастузская ГРЭС-1– Экибастузская (Л-5107)	НДЦ СО	ЦДУ ОДУ Урала ОДУ Сибири Северный РДЦ
3.21.29.	ПРД/ПРМ PowerLink 94/98кГц (ВЧ-канал № 683) ВЛ 500 кВ Экибастузская – Семей (Л-5370)	НДЦ СО	ЦДУ ОДУ Сибири Восточный РДЦ Северный РДЦ
3.21.30.	ПРД/ПРМ SWT-3000 по ВОЛС (Канал ВОЛС Л-5370) по тракту ПС 1150 кВ Экибастузская – ПС 500 кВ Семей	НДЦ СО	ЦДУ ОДУ Сибири Восточный РДЦ Северный РДЦ

№№ п.п.	Диспетчерское наименование	Управление	Ведение
1	2	3	4
Релейная защита и сетевая автоматика			
3.21.31.	ДЗШ основной комплект I СШ	Персонал подстанции	НДЦ СО ОДУ Сибири
3.21.32.	ДЗШ резервирующий комплект I СШ	Персонал подстанции	НДЦ СО ОДУ Сибири
3.21.33.	ДЗШ основной комплект II СШ	Персонал подстанции	НДЦ СО ОДУ Сибири
3.21.34.	ДЗШ резервирующий комплект II СШ	Персонал подстанции	НДЦ СО ОДУ Сибири
3.21.35.	ДЗШ 500 кВ Резервный комплект (7SS522)	Персонал подстанции	НДЦ СО ОДУ Сибири
3.21.36.	ДФЗ ВЛ 500 кВ Экибастузская – Алтай (ДФЗ, ОАПВ1) (ШЭ2710 582)	ОДУ Сибири	НДЦ СО ПС Алтай
3.21.37.	РЗ с РС К1 ВЛ 500 кВ Экибастузская – Алтай (ДЗ, ЗЗ, МФО, МТЗ, ЗНФР, НВЧЗ, ИО ОАПВ) (7SA612)	НДЦ СО	ОДУ Сибири Северный РДЦ
3.21.38.	РЗ с РС К2 ВЛ 500 кВ Экибастузская – Алтай (ДЗ, ЗЗ, МФО, МТЗ, ЗНФР, НВЧЗ, ИО ОАПВ, ЗПН) (7SA612)	НДЦ СО	ОДУ Сибири Северный РДЦ
3.21.39.	УРОВ В-518	Персонал подстанции	НДЦ СО ОДУ Сибири Северный РДЦ
3.21.40.	АПВ, УРОВ В-519 (ОАПВ, ТАПВ, УРОВ, УРОВ ЗПН, БНФР) (6MD664)	Персонал подстанции	НДЦ СО ОДУ Сибири Северный РДЦ
3.21.41.	АПВ, УРОВ В-520 (ОАПВ, ТАПВ, УРОВ, УРОВ ЗПН, БНФР) (6MD664)	Персонал подстанции	НДЦ СО ОДУ Сибири Северный РДЦ
3.21.42.	РЗА Р-1104-1150	Персонал подстанции	НДЦ СО ОДУ Сибири Северный РДЦ
3.21.43.	РЗА Р-1104-500	Персонал подстанции	НДЦ СО ОДУ Сибири Северный РДЦ
3.21.44.	УРОВ ВР-1104	Персонал подстанции	НДЦ СО ОДУ Сибири Северный РДЦ
Прочее			
3.21.45.	Торнадо-ЦППС	Северный РДЦ	НДЦ СО ЦДУ ОДУ Сибири
3.21.46.	Торнадо-КП	Северный РДЦ	НДЦ СО ОДУ Сибири

№№ п.п.	Диспетчерское наименование	Управление	Ведение
1	2	3	4
<b>3.22. ПС Аврора</b>			
500 кВ			
3.22.1.	I СШ – 500 кВ, II СШ – 500 кВ	Акмолинский РДЦ	ЦДУ НДЦ СО ОДУ Урала ОДУ Сибири
3.22.2.	АТ-1, АТ-2	Акмолинский РДЦ	НДЦ СО ОДУ Урала
3.22.3.	Р-1 Л-5561	Акмолинский РДЦ	ЦДУ НДЦ СО ОДУ Сибири ОДУ Урала
3.22.4.	Р-2 Л-5191	Акмолинский РДЦ	ЦДУ НДЦ СО ОДУ Урала ОДУ Сибири*
3.22.5.	В-5 500кВ Л-5191 Кокшетауская В-6 500кВ Л-5191 Кокшетауская	Акмолинский РДЦ	ЦДУ НДЦ СО
3.22.6.	В-3 500кВ Л-5201 Курган В-4 500кВ Л-5201 Курган	Акмолинский РДЦ	ЦДУ НДЦ СО ОДУ Урала ОДУ Сибири
3.22.7.	ВР-2 500кВ Л-5191 Кокшетауская	Акмолинский РДЦ	ЦДУ НДЦ СО ОДУ Урала ОДУ Сибири*
3.22.8.	В-1 500кВ Л-5561 Таврическая В-2 500кВ Л-5561 Таврическая	Акмолинский РДЦ	ЦДУ НДЦ СО ОДУ Сибири
3.22.9.	ВР-1-500кВ Л-5561 Таврическая	Акмолинский РДЦ	ЦДУ НДЦ СО ОДУ Сибири ОДУ Урала
3.22.10.	ТН-1-500 I СШ, ТН-2-500 II СШ	Акмолинский РДЦ	НДЦ СО ОДУ Урала
Противоаварийная и режимная автоматика			
3.22.11.	АДВ ПС Аврора (АРОЛ ВЛ 500 кВ Курган – Аврора)	НДЦ СО	ЦДУ Акмолинский РДЦ
3.22.12.	АЛАР-S ВЛ 500 кВ Курган – Аврора	НДЦ СО	ЦДУ ОДУ Урала Акмолинский РДЦ
3.22.13.	АЛАР основной ВЛ 500 кВ Аврора – Таврическая	НДЦ СО	ЦДУ ОДУ Сибири ОДУ Урала Акмолинский РДЦ

№№ п.п.	Диспетчерское наименование	Управление	Ведение
1	2	3	4
3.22.14.	АЛАР резервный ВЛ 500 кВ Аврора – Таврическая	НДЦ СО	ЦДУ ОДУ Сибири ОДУ Урала Акмолинский РДЦ
3.22.15.	ФОЛ ВЛ 500 кВ Курган – Аврора	Акмолинский РДЦ	ЦДУ ОДУ Сибири ОДУ Урала НДЦ СО
3.22.16.	ФОЛ ВЛ 500 кВ Аврора – Кокшетауская (Л 5191)	Акмолинский РДЦ	ЦДУ НДЦ СО
3.22.17.	ФОЛ ВЛ 500 кВ Аврора – Таврическая	Акмолинский РДЦ	НДЦ СО ЦДУ ОДУ Сибири
3.22.18.	АОПН ВЛ 500 кВ Курган – Аврора	НДЦ СО	ЦДУ ОДУ Урала Акмолинский РДЦ
3.22.19.	АОПН ВЛ 500 кВ Аврора – Таврическая	НДЦ СО	ЦДУ ОДУ Урала ОДУ Сибири Акмолинский РДЦ
Устройства передачи аварийных сигналов и команд (УПАСК)			
3.22.20.	ПРМ/ПРД PLink-124/136 кГц (ВЧ-канал №649) ВЛ 500 кВ Курган – Аврора	ОДУ Урала	ЦДУ НДЦ СО ОДУ Сибири Тюменское РДУ Акмолинский РДЦ
3.22.21.	ПРМ/ПРД PLink-158/154 кГц (ВЧ-канал №642) ВЛ 500 кВ Аврора – Таврическая	НДЦ СО	ЦДУ ОДУ Сибири ОДУ Урала Акмолинский РДЦ
3.22.22.	ПРМ/ПРД Plink 164/104 кГц (ВЧ-канал № 519) ВЛ 500 кВ Аврора – Кокшетауская (Л-5191)	НДЦ СО	ЦДУ ОДУ Сибири ОДУ Урала
3.22.23.	ПРМ/ПРД Plink 92/72 кГц (ВЧ-канал № 654) ВЛ 500 кВ Аврора – Кокшетауская (Л-5191)	НДЦ СО	ЦДУ ОДУ Сибири ОДУ Урала
Релейная защита и сетевая автоматика			
3.22.24.	ДФЗ ВЛ 500 кВ Курган – Аврора (Л-5201) (ШЭ 2710 582)	ОДУ Урала	НДЦ СО Акмолинский РДЦ ПС Курган
3.22.25.	РЗ 1к ВЛ 500 кВ Курган – Аврора (Л-5201) (7SA6)	Акмолинский РДЦ	НДЦ СО ОДУ Урала
3.22.26.	РЗ 2к ВЛ 500 кВ Курган – Аврора (Л-5201) (7SA6)	Акмолинский РДЦ	НДЦ СО ОДУ Урала

№№ п.п.	Диспетчерское наименование	Управление	Ведение
1	2	3	4
3.22.27.	ДФЗ ВЛ 500 кВ Аврора – Таврическая (ДФЗ, ИО ОАПВ) (ШЭ2710 582)	НДЦ СО	ОДУ Сибири Акмолинский РДЦ ПС Таврическая
3.22.28.	РЗ с РС К1 ВЛ 500 кВ Аврора – Таврическая (ДЗ, ЗЗ, МФО, МТЗ, ЗНФР, ТО, ТУ, НВЧЗ, ИО ОАПВ) (7SA6121)	Акмолинский РДЦ	ОДУ Сибири НДЦ СО
3.22.29.	РЗ с РС К2 ВЛ 500 кВ Аврора – Таврическая (ДЗ, ЗЗ, МФО, МТЗ, ЗНФР, ТО, ТУ, НВЧЗ, ИО ОАПВ, АОПН) (7SA6121)	Акмолинский РДЦ	ОДУ Сибири НДЦ СО
3.22.30.	АУВ В-3 500кВ Л-5201 Курган (АПВ, УРОВ, АУВ) (6MD664)	Акмолинский РДЦ	НДЦ СО ОДУ Урала
3.22.31.	АУВ В-4 500кВ Л-5201 Курган (АПВ, УРОВ, АУВ) (6MD664)	Акмолинский РДЦ	НДЦ СО ОДУ Урала
3.22.32.	АПВ, УРОВ В-1 500 кВ Л- 5561 Таврическая (ОАПВ, ТАПВ, УРОВ, БНФР) (6MD6641)	Акмолинский РДЦ	НДЦ СО ОДУ Сибири
3.22.33.	АПВ, УРОВ В-2 500 кВ Л- 5561 Таврическая (ОАПВ, ТАПВ, УРОВ, БНФР) (6MD6641)	Акмолинский РДЦ	НДЦ СО ОДУ Сибири
3.22.34.	ДЗШ 1к I СШ – 500 кВ	Акмолинский РДЦ	НДЦ СО ОДУ Урала
3.22.35.	ДЗШ 2к I СШ – 500 кВ	Акмолинский РДЦ	НДЦ СО ОДУ Урала
3.22.36.	ДЗШ 1к II СШ – 500 кВ	Акмолинский РДЦ	НДЦ СО ОДУ Урала
3.22.37.	ДЗШ 2к II СШ – 500 кВ	Акмолинский РДЦ	НДЦ СО ОДУ Урала
Прочее			
3.22.38.	Торнадо-КП	Акмолинский РДЦ	НДЦ СО ОДУ Сибири
<b>3.23. ПС Есиль</b>			
3.23.1.	В-2, В-3, В-4, В-5, В-0, 1Р-500 Л-5071, 2Р-500 Л-5086,	Акмолинский РДЦ	ЦДУ ОДУ Урала НДЦ СО ОДУ Сибири
3.23.2.	ЗР-500, В-6	Акмолинский РДЦ	ЦДУ ОДУ Урала НДЦ СО

№№ п.п.	Диспетчерское наименование	Управление	Ведение
1	2	3	4
<b>Противоаварийная и режимная автоматика</b>			
3.23.3.	АРПМ ВЛ 500 кВ Сокол – Есиль (Л-5086)	НДЦ СО	ЦДУ ОДУ Сибири ОДУ Урала
3.23.4.	ALAR S ВЛ 500 кВ Сокол – Есиль (Л-5086)	НДЦ СО	ЦДУ ОДУ Урала
3.23.5.	ALAR S ВЛ 500 кВ Есиль – ЦГПП (Л-5071)	НДЦ СО	ЦДУ ОДУ Урала
3.23.6.	АОПН ВЛ 500 кВ Есиль – ЦГПП (Л-5071)	НДЦ СО	ЦДУ ОДУ Урала
3.23.7.	АОПН ВЛ 500 кВ Сокол – Есиль (Л-5086)	НДЦ СО	ЦДУ ОДУ Урала
3.23.8.	ФОЛ ВЛ 500 кВ Сокол – Есиль (Л-5086)	Акмолинский РДЦ	ЦДУ ОДУ Урала НДЦ СО ОДУ Сибири
3.23.9.	ФОЛ ВЛ 500 кВ Есиль – ЦГПП (Л-5071)	Акмолинский РДЦ	ЦДУ ОДУ Урала НДЦ СО ОДУ Сибири
<b>Устройства передачи аварийных сигналов и команд (УПАСК)</b>			
3.23.10.	ПРД/ПРМ PowerLink 68/76 кГц (ВЧ-канал № 505) ВЛ 500 кВ Есиль – ЦГПП (Л-5071)	НДЦ СО	ЦДУ ОДУ Урала ОДУ Сибири Акмолинский РДЦ
3.23.11.	ПРД/ПРМ PowerLink 36/32кГц (ВЧ-канал № 507) ВЛ 500 кВ Есиль – ЦГПП (Л-5071)	НДЦ СО	ЦДУ ОДУ Урала ОДУ Сибири Акмолинский РДЦ
3.23.12.	ПРД/ПРМ PowerLink 96/72 кГц ) (ВЧ-канал № 511) ВЛ 500 кВ Сокол – Есиль (Л-5086)	НДЦ СО	ЦДУ ОДУ Урала ОДУ Сибири Акмолинский РДЦ
3.23.13.	ПРД/ПРМ PowerLink 172/168 кГц (ВЧ-канал № 517) ВЛ 500 кВ Сокол – Есиль (Л-5086)	НДЦ СО	ЦДУ ОДУ Урала ОДУ Сибири Акмолинский РДЦ
<b>Прочее</b>			
3.23.14.	Торнадо-КП	Акмолинский РДЦ	НДЦ СО ОДУ Сибири

№№ п.п.	Диспетчерское наименование	Управление	Ведение
1	2	3	4
<b>3.24. ЕЭК</b>			
500 кВ			
3.24.1.	I СШ II СШ	Персонал электростанции	ЦДУ НДЦ СО ОДУ Сибири Северный РДЦ
3.24.2.	P-5537	Персонал электростанции	ЦДУ НДЦ СО ОДУ Сибири Северный РДЦ
3.24.3.	P-5017	Персонал электростанции	ЦДУ НДЦ СО ОДУ Сибири Северный РДЦ
3.24.4.	ВТ-3, ВТ-8, ВЛ-5537, ВС-5, ВР-5537, ВЛ-5527, ВС-1, ВР-5017, ВС-6, ВЛ-5017	Персонал электростанции	ЦДУ НДЦ СО ОДУ Сибири Северный РДЦ
3.24.5.	ТН-1СШ, ТН-2СШ	Персонал электростанции	НДЦ СО ОДУ Сибири Северный РДЦ
3.24.6.	ТН-Л5527	Персонал электростанции	ЦДУ НДЦ СО ОДУ Сибири Северный РДЦ
Противоаварийная и режимная автоматика			
3.24.7.	АДВ Л-5017 ВЛ 500 кВ Экибастузская ГРЭС-1 – ЕЭК	НДЦ СО	ЦДУ ОДУ Сибири
3.24.8.	АДВ Л-5527 ВЛ 500 кВ ЕЭК – Рубцовская	НДЦ СО	ЦДУ ОДУ Сибири
3.24.9.	АДВ Л-5537 ВЛ 500 кВ ЕЭК – Иртышская	НДЦ СО	ЦДУ ОДУ Сибири
3.24.10.	Воздействие на ОГ и ОН при действии противоаварийной автоматики (от АРПМ ПС Алтай и ПС Барнаульская, АДВ ПС Сокол, Экибастузская ГРЭС-1, ПС Экибастузская, ПС Таврическая)	НДЦ СО	ЦДУ ОДУ Сибири

№№ п.п.	Диспетчерское наименование	Управление	Ведение
1	2	3	4
3.24.11.	АОПН ВЛ 500 кВ ЕЭК-Рубцовская	НДЦ СО	ЦДУ ОДУ Сибири
3.24.12.	АРЛ Л-2077 (ВЛ 220 кВ ЕЭК – Калкаман)	НДЦ СО	ЦДУ ОДУ Сибири
3.24.13.	АРЛ Л-2287 (ВЛ 220 кВ ЕЭК – Таскудык)	НДЦ СО	ЦДУ ОДУ Сибири
3.24.14.	УФОЛ Л-5527 ВЛ 500 кВ ЕЭК - Рубцовская	Персонал электростанции	ЦДУ НДЦ СО ОДУ Сибири
Устройства передачи аварийных сигналов и команд			
3.24.15.	ПРМ/ПРД PowerLink 64/60 кГц (ВЧ-канал №549) ВЛ 500 кВ ЕЭК – Рубцовская	НДЦ СО	ЦДУ ОДУ Сибири ПС Рубцовская
3.24.16.	ПРД/ПРМ PowerLink 74/94 кГц (ВЧ-канал №508) ВЛ 500 кВ ЕЭК – Иртышская	ОДУ Сибири	ЦДУ НДЦ СО
3.24.17.	ПРМ/ПРД PowerLink 184/240 кГц (ВЧ-канал № 560) ВЛ 500 кВ Экибастузская ГРЭС-1 – ЕЭК (Л-5017)	НДЦ СО	ЦДУ ОДУ Сибири
3.24.18.	ПРМ/ПРД PowerLink 136/144 кГц (ВЧ-канал № 565) ВЛ 500 кВ Экибастузская ГРЭС-1 – ЕЭК (Л-5017)	НДЦ СО	ЦДУ ОДУ Сибири
Релейная защита и сетевая автоматика			
3.24.19.	ДФЗ ВЛ 500 кВ ЕЭК – Иртышская (ДФЗ, ИО ОАПВ) (ШЭ2710 582)	ОДУ Сибири	НДЦ СО Северный РДЦ ПС Иртышская
3.24.20.	РЗ с РС К1 ВЛ 500 кВ ЕЭК – Иртышская (ДЗ, ТЗНП, МТЗ, ЗНФР, ТО, ТУ, НВЧЗ, ИО ОАПВ) (7SA612)	Персонал электростанции	ОДУ Сибири Северный РДЦ НДЦ СО
3.24.21.	РЗ с РС К2 ВЛ 500 кВ ЕЭК – Иртышская (ДЗ, ТЗНП, МТЗ, ЗНФР, ТО, ТУ, НВЧЗ, ИО ОАПВ, АОПН) (7SA612)	Персонал электростанции	ОДУ Сибири Северный РДЦ НДЦ СО
3.24.22.	АПВ, УРОВ ВЛ-5537 (АУВ, ОАПВ, ТАПВ, УРОВ, БНФР) (6MD664)	Персонал электростанции	НДЦ СО ОДУ Сибири Северный РДЦ
3.24.23.	АПВ, УРОВ ВС-5 (АУВ, ОАПВ, ТАПВ, УРОВ, БНФР) (6MD664)	Персонал электростанции	НДЦ СО ОДУ Сибири Северный РДЦ
3.24.24.	ДФЗ ВЛ 500 кВ ЕЭК – Рубцовская (ДФЗ, ИО ОАПВ) (ШЭ2710 582)	НДЦ СО	ОДУ Сибири Северный РДЦ

№№ п.п.	Диспетчерское наименование	Управление	Ведение
1	2	3	4
3.24.25.	РЗ с РС К1 ВЛ 500 кВ ЕЭК – Рубцовская (ДЗ, ЗЗ, МФО, МТЗ, ЗНФР, ТО, ТУ, НВЧЗ, ИО ОАПВ) (7SA6121)	Персонал электростанции	ОДУ Сибири НДЦ СО Северный РДЦ
3.24.26.	РЗ с РС К2 ВЛ 500 кВ ЕЭК – Рубцовская (ДЗ, ЗЗ, МФО, МТЗ, ЗНФР, ТО, ТУ, НВЧЗ, ИО ОАПВ, АОПН) (7SA6121)	Персонал электростанции	ОДУ Сибири НДЦ СО Северный РДЦ
3.24.27.	АПВ, УРОВ ВЛ-5527 (ОАПВ, ТАПВ, УРОВ, БНФР) (6MD6641)	Персонал электростанции	НДЦ СО ОДУ Сибири Северный РДЦ
3.24.28.	АПВ, УРОВ ВС-1 (ОАПВ, ТАПВ, УРОВ, БНФР) (6MD6641)	Персонал электростанции	НДЦ СО ОДУ Сибири Северный РДЦ
3.24.29.	РЗА Р-5537	Персонал электростанции	ОДУ Сибири НДЦ СО Северный РДЦ
3.24.30.	УРОВ ВР-5537	Персонал электростанции	НДЦ СО ОДУ Сибири Северный РДЦ
3.24.31.	ДЗШ 1 комплект I СШ	Персонал электростанции	НДЦ СО ОДУ Сибири Северный РДЦ
3.24.32.	ДЗШ 2 комплект I СШ	Персонал электростанции	НДЦ СО ОДУ Сибири Северный РДЦ
3.24.33.	ДЗШ 1 комплект II СШ	Персонал электростанции	НДЦ СО ОДУ Сибири Северный РДЦ
3.24.34.	ДЗШ 2 комплект II СШ	Персонал электростанции	НДЦ СО ОДУ Сибири Северный РДЦ
<b>3.25.      ПС Житикара</b>			
500 кВ			
3.25.1.	1СШ – 500, 2СШ – 500	Костанайский РДЦ	ЦДУ НДЦ СО ОДУ Урала Оренбургское РДУ
3.25.2.	В-500 №1, В-500 №2	Костанайский РДЦ	ЦДУ НДЦ СО ОДУ Урала Оренбургское РДУ
3.25.3.	В-500 №3 В-500 №4	Костанайский РДЦ	ЦДУ НДЦ СО ОДУ Урала
3.25.4.	В-500 №5 В-500 №6	Костанайский РДЦ	ЦДУ НДЦ СО ОДУ Урала

№№ п.п.	Диспетчерское наименование	Управление	Ведение
1	2	3	4
			Оренбургское РДУ
3.25.5.	P-1 Л-5740	Костанайский РДЦ	ЦДУ НДЦ СО ОДУ Урала Оренбургское РДУ
3.25.6.	B-500 P-1	Костанайский РДЦ	ЦДУ НДЦ СО ОДУ Урала Оренбургское РДУ
3.25.7.	ТН 1СШ-500 ТН 2СШ-500	Костанайский РДЦ	ЦДУ НДЦ СО ОДУ Урала Оренбургское РДУ
<b>Противоаварийная и режимная автоматика</b>			
3.25.8.	АLAR-S ВЛ 500 кВ Сокол – Житикара (Л-5726)	НДЦ СО	ЦДУ ОДУ Урала
3.25.9.	АLAR-S ВЛ 500 кВ Житикара – Ульке (Л-5740)	НДЦ СО	ОДУ Урала
3.25.10.	АОПН ВЛ 500 кВ Житикара – Ульке (Л-5740)	НДЦ СО	ОДУ Урала
3.25.11.	АОПН ВЛ 500 кВ Ириклинская ГРЭС – Житикара	Костанайский РДЦ	НДЦ СО ОДУ Урала
3.25.12.	ФОЛ ВЛ 500 кВ Ириклинская ГРЭС – Житикара	Костанайский РДЦ	ЦДУ НДЦ СО ОДУ Урала
3.25.13.	ФОЛ ВЛ 500 кВ Сокол – Житикара	НДЦ СО	ЦДУ ОДУ Урала
<b>Устройства передачи аварийных сигналов и команд (УПАСК)</b>			
3.25.14.	ПРМ/ПРД Plink-76/52 кГц (ВЧ-канал №508) ВЛ 500 кВ Ириклинская ГРЭС – Житикара	ОДУ Урала	ЦДУ НДЦ СО
3.25.15.	ПРМ/ПРД ESB 24/28 кГц (ВЧ- канал № 505) ВЛ 500 кВ Сокол – Житикара (Л-5726)	НДЦ СО	ЦДУ ОДУ Урала
3.25.16.	ПРМ/ПРД АКСТ 156/140 кГц (ВЧ-канал № 507) ВЛ 500 кВ Сокол – Житикара (Л-5726)	НДЦ СО	ЦДУ ОДУ Урала
<b>Релейная защита и сетевая автоматика</b>			
3.25.17.	ДФЗ ВЛ 500 кВ Ириклинская ГРЭС – Житикара (ШЭ 2710 582)	ОДУ Урала	НДЦ СО Костанайский РДЦ

№№ п.п.	Диспетчерское наименование	Управление	Ведение
1	2	3	4
3.25.18.	РЗ 1к ВЛ 500 кВ Ириклинская ГРЭС – Житикара (ДЗ, МТО, ТЗНП) (7SA6)	Костанайский РДЦ	НДЦ СО ОДУ Урала
3.25.19.	РЗ 2к ВЛ 500 кВ Ириклинская ГРЭС – Житикара (ДЗ, МТО, ТЗНП) (7SA6)	Костанайский РДЦ	НДЦ СО ОДУ Урала
3.25.20.	Комплект РЗА В-500 №1 (АПВ, АУВ, УРОВ) (6MD664)	Костанайский РДЦ	НДЦ СО ОДУ Урала
3.25.21.	Комплект РЗА В-500 №2 (АПВ, АУВ, УРОВ) (6MD664)	Костанайский РДЦ	НДЦ СО ОДУ Урала
3.25.22.	ДЗШ 1к 1СШ – 500	Костанайский РДЦ	НДЦ СО ОДУ Урала
3.25.23.	ДЗШ 2к 1СШ – 500	Костанайский РДЦ	НДЦ СО ОДУ Урала
3.25.24.	ДЗШ 1к 2СШ – 500	Костанайский РДЦ	НДЦ СО ОДУ Урала
3.25.25.	ДЗШ 2к 2СШ – 500	Костанайский РДЦ	НДЦ СО ОДУ Урала
<b>3.26. ПС Семей</b>			
<b>ОРУ 500 кВ</b>			
3.26.1.	Р-5370	Восточный РДЦ	ЦДУ НДЦ СО ОДУ Сибири
3.26.2.	Р-5384	Восточный РДЦ	ЦДУ НДЦ СО ОДУ Сибири
3.26.3.	УШР	Восточный РДЦ	ЦДУ НДЦ СО ОДУ Сибири
3.26.4.	В-5370-1 В-5370-2 В-Р-5370 В-5384-1 В-5384-2 В-Р-5384 В-УШР-1 В-УШР-2	Восточный РДЦ	ЦДУ НДЦ СО ОДУ Сибири
3.26.5.	СШ-500-1 СШ-500-2	Восточный РДЦ	ЦДУ НДЦ СО ОДУ Сибири
<b>Противоаварийная и режимная автоматика</b>			
3.26.6.	ALAR-S ВЛ 500 кВ Семей – Усть-Каменогорская (Л- 5384)	НДЦ СО	ЦДУ ОДУ Сибири
3.26.7.	ALAR-S ВЛ 500 кВ Экибастузская – Семей (Л- 5370)	НДЦ СО	ЦДУ ОДУ Сибири

№№ п.п.	Диспетчерское наименование	Управление	Ведение
1	2	3	4
3.26.8.	ФОЛ ВЛ 500 кВ Семей – Усть-Каменогорская (Л- 5384)	Восточный РДЦ	ЦДУ НДЦ СО ОДУ Сибири
3.26.9.	ФОЛ ВЛ 500 кВ Экибастузская – Семей (Л- 5370)	Восточный РДЦ	ЦДУ НДЦ СО ОДУ Сибири
<b>Устройства передачи аварийных сигналов и команд (УПАСК)</b>			
3.26.10.	ПРД/ПРМ PowerLink 190/158 кГц (ВЧ-канал № 684) ВЛ 500 кВ Семей – Усть- Каменогорская (Л-5384)	НДЦ СО	ЦДУ ОДУ Сибири Восточный РДЦ
3.26.11.	ПРД/ПРМ SWT-3000 по ВОЛС (Канал ВОЛС Л- 5384) по тракту ПС 500 кВ Семей – ПС 500 кВ Усть- Каменогорская	НДЦ СО	ЦДУ ОДУ Сибири Восточный РДЦ
3.26.12.	ПРМ/ПРД PowerLink 94/98 кГц (ВЧ-канал № 683) ВЛ 500 кВ Экибастузская - Семей (Л-5370)	НДЦ СО	ЦДУ ОДУ Сибири Восточный РДЦ Северный РДЦ
3.26.13.	ПРД/ПРМ SWT-3000 по ВОЛС (Канал ВОЛС Л- 5370) по тракту ПС 1150 кВ Экибастузская - ПС 500 кВ Семей.	НДЦ СО	ЦДУ ОДУ Сибири Восточный РДЦ Северный РДЦ
<b>3.27. ПС Сокол</b>			
<b>500 кВ</b>			
3.27.1.	1 СШ – 500, 2 СШ – 500-А, 2 СШ – 500-В	Костанайский РДЦ	ЦДУ НДЦ СО ОДУ Урала ОДУ Сибири Оренбургское РДУ*
3.27.2.	Автотрансформаторы 500/220 кВ: АТ-1, АТ-2	Костанайский РДЦ	НДЦ СО ОДУ Урала
3.27.3.	Р-1 Л-5726	Костанайский РДЦ	ЦДУ ОДУ Урала НДЦ СО
3.27.4.	Р-2 Л-5086	Костанайский РДЦ	ЦДУ ОДУ Урала ОДУ Сибири НДЦ СО
3.27.5.	В-500 Р-1, В-1 Л-5096, В-2 Л-5096	Костанайский РДЦ	ЦДУ ОДУ Урала НДЦ СО
3.27.6.	В-1 Л-5086, В-2 Л-5086, В-500 Р-2	Костанайский РДЦ	ЦДУ ОДУ Урала ОДУ Сибири НДЦ СО

№№ п.п.	Диспетчерское наименование	Управление	Ведение
1	2	3	4
3.27.7.	В-1 Л-5716, В-2 Л-5716	Костанайский РДЦ	ЦДУ ОДУ Урала НДЦ СО
3.27.8.	В-1 Л-5726, В-2 Л-5726	Костанайский РДЦ	ЦДУ НДЦ СО ОДУ Урала Оренбургское РДУ*
3.27.9.	ТН 1СШ-500, ТН 2СШ-500	Костанайский РДЦ	НДЦ СО ОДУ Урала
Противоаварийная и режимная автоматика			
3.27.10.	АРПМ ВЛ 500 кВ Сокол – Есиль (Л-5086)	НДЦ СО	ЦДУ ОДУ Урала ОДУ Сибири
3.27.11.	АLAR-S ВЛ 500 кВ Сокол – Есиль (Л-5086)	НДЦ СО	ЦДУ ОДУ Урала
3.27.12.	АLAR-S ВЛ 500кВ Сокол – Житикара (Л-5726)	НДЦ СО	ЦДУ ОДУ Урала
3.27.13.	САОН Костанайэнерго от ПА ОЭС Урала	НДЦ СО	ЦДУ ОДУ Урала Костанайский РДЦ
3.27.14.	ФОЛ ВЛ 500 кВ Костанайская – Сокол (Л-5096)	Костанайский РДЦ	ЦДУ НДЦ СО ОДУ Урала ОДУ Сибири
3.27.15.	ФОЛ ВЛ 500 кВ Сокол – Есиль (Л-5086)	Костанайский РДЦ	ЦДУ НДЦ СО ОДУ Урала ОДУ Сибири
3.27.16.	ФОЛ ВЛ-500кВ Сокол – Житикара (Л-5726)	Костанайский РДЦ	ЦДУ НДЦ СО ОДУ Урала
3.27.17.	ФОЛ ВЛ 500 кВ Троицкая ГРЭС – Сокол	Костанайский РДЦ	НДЦ СО ОДУ Урала
3.27.18.	АОПН ВЛ-500кВ Сокол – Житикара (Л-5726)	НДЦ СО	ЦДУ ОДУ Урала Костанайский РДЦ
3.27.19.	АОПН ВЛ 500 кВ Троицкая ГРЭС – Сокол	НДЦ СО	ЦДУ ОДУ Урала Костанайский РДЦ
3.27.20.	АРЛ ВЛ 220 кВ Качары – Сокол	Костанайский РДЦ	НДЦ СО ЦДУ ОДУ Урала Челябинское РДУ
3.27.21.	АLAR-S ВЛ 220 кВ Качары – Сокол	Костанайский РДЦ	НДЦ СО ЦДУ ОДУ Урала Челябинское РДУ

№№ п.п.	Диспетчерское наименование	Управление	Ведение
1	2	3	4
<b>Устройства передачи аварийных сигналов и команд (УПАСК)</b>			
3.27.22.	ПРМ АКА 148 кГц ВЛ 500 кВ Троицкая ГРЭС – Сокол	ОДУ Урала	ЦДУ НДЦ СО
3.27.23.	ПРД АКА 100 кГц ВЛ 500 кВ Троицкая ГРЭС – Сокол	ОДУ Урала	ЦДУ НДЦ СО
3.27.24.	ПРД/ПРМ ЕSB 24/28 кГц (ВЧ-канал № 505) ВЛ 500 кВ Сокол – Житикара (Л-5726)	НДЦ СО	ЦДУ ОДУ Урала
3.27.25.	ПРД/ПРМ АКСТ 156/140 кГц (ВЧ-канал № 507) ВЛ 500 кВ Сокол – Житикара (Л-5726)	НДЦ СО	ЦДУ ОДУ Урала
3.27.26.	ПРД/ПРМ PowerLink 628/536 кГц (ВЧ-канал № 637) ВЛ 500 кВ Костанайская – Сокол (Л-5096)	НДЦ СО	ЦДУ ОДУ Урала ОДУ Сибири Костанайский РДЦ
3.27.27.	ПРД/ПРМ PowerLink 256/280 кГц (ВЧ-канал № 636) ВЛ 500 кВ Костанайская – Сокол (Л-5096)	НДЦ СО	ЦДУ ОДУ Урала ОДУ Сибири Костанайский РДЦ
3.27.28.	ПРМ/ПРД PowerLink 96/72 кГц (ВЧ-канал № 511) ВЛ 500 кВ Сокол – Есиль (Л-5086)	НДЦ СО	ЦДУ ОДУ Урала ОДУ Сибири Костанайский РДЦ
3.27.29.	ПРМ/ПРД PowerLink 172/168 кГц (ВЧ-канал № 517) ВЛ 500 кВ Сокол – Есиль (Л-5086)	НДЦ СО	ЦДУ ОДУ Урала ОДУ Сибири Костанайский РДЦ
<b>Релейная защита и сетевая автоматика</b>			
3.27.30.	ДФЗ ВЛ 500 кВ Троицкая ГРЭС – Сокол (ШЭ 2710 582)	ОДУ Урала	НДЦ СО Костанайский РДЦ
3.27.31.	РЗ 1к ВЛ 500 кВ Троицкая ГРЭС – Сокол (ДЗ, МТО, ТЗНП) (7SA6)	Костанайский РДЦ	НДЦ СО ОДУ Урала
3.27.32.	РЗ 2к ВЛ 500 кВ Троицкая ГРЭС – Сокол (ДЗ, МТО, ТЗНП) (7SA6)	Костанайский РДЦ	НДЦ СО ОДУ Урала
3.27.33.	ДЗШ 1к 1СШ-500	Костанайский РДЦ	НДЦ СО ОДУ Урала
3.27.34.	ДЗШ 2к 1СШ-500	Костанайский РДЦ	НДЦ СО ОДУ Урала
3.27.35.	ДЗШ 1к 2СШ-500	Костанайский РДЦ	НДЦ СО ОДУ Урала
3.27.36.	ДЗШ 2к 2СШ-500	Костанайский РДЦ	НДЦ СО ОДУ Урала

№№ п.п.	Диспетчерское наименование	Управление	Ведение
1	2	3	4
3.27.37.	Комплект РЗА В-1 Л-5716 (АПВ, АУВ, УРОВ) (6MD664)	Костанайский РДЦ	НДЦ СО ОДУ Урала
3.27.38.	Комплект РЗА В-2 Л-5716 (АПВ, АУВ, УРОВ) (6MD664)	Костанайский РДЦ	НДЦ СО ОДУ Урала
Прочее			
3.27.39.	Торнадо-КП	Костанайский РДЦ	НДЦ СО ОДУ Сибири
<b>3.28. ПС Усть-Каменогорская</b>			
500 кВ			
3.28.1.	ВВ-5544-1, ВВ-5544-2	Восточный РДЦ	ЦДУ НДЦ СО ОДУ Сибири
3.28.2.	ВВ-5384-1, ВВ-5384-2	Восточный РДЦ	ЦДУ НДЦ СО ОДУ Сибири
3.28.3.	СШ-500-I, СШ-500-II	Восточный РДЦ	ЦДУ НДЦ СО ОДУ Сибири
Противоаварийная и режимная автоматика			
3.28.4.	АLAR-S ВЛ 500 кВ Рубцовская – Усть-Каменогорская (дополнительный)	НДЦ СО	ЦДУ ОДУ Сибири Восточный РДЦ
3.28.5.	АОПН ВЛ 500 кВ Рубцовская – Усть-Каменогорская	НДЦ СО	ЦДУ ОДУ Сибири Восточный РДЦ
3.28.6.	АLAR-S ВЛ 500 кВ Семей – Усть-Каменогорская (Л-5384)	НДЦ СО	ЦДУ ОДУ Сибири Восточный РДЦ
3.28.7.	ФОЛ ВЛ 500 кВ Рубцовская – Усть-Каменогорская	Восточный РДЦ	ЦДУ НДЦ СО ОДУ Сибири
3.28.8.	ФОЛ ВЛ 500 кВ Семей – Усть-Каменогорская (Л-5384)	Восточный РДЦ	ЦДУ НДЦ СО ОДУ Сибири
Устройства передачи аварийных сигналов и команд (УПАСК)			
3.28.9.	ПРМ/ПРД PowerLink 266/234 кГц (ВЧ-канал №593) ВЛ 500 кВ Рубцовская – Усть- Каменогорская	НДЦ СО	ЦДУ ОДУ Сибири
3.28.10.	ПРМ/ПРД PowerLink 74/90 кГц (ВЧ-канал №588) ВЛ 500 кВ Рубцовская – Усть- Каменогорская	НДЦ СО	ЦДУ ОДУ Сибири

№№ п.п.	Диспетчерское наименование	Управление	Ведение
1	2	3	4
3.28.11.	ПРМ/ПРД PowerLink 190/158 кГц (ВЧ-канал № 684) ВЛ 500 кВ Семей – Усть- Каменогорская (Л-5384)	НДЦ СО	ЦДУ ОДУ Сибири Восточный РДЦ
3.28.12.	ПРД/ПРМ SWT-3000 по ВОЛС (Канал ВОЛС Л-5384) по тракту ПС 500 кВ Семей – ПС 500 кВ Усть- Каменогорская	НДЦ СО	ЦДУ ОДУ Сибири Восточный РДЦ
<b>Релейная защита и сетевая автоматика</b>			
3.28.13.	ДФЗ ВЛ 500 кВ Рубцовская – Усть-Каменогорская (ДФЗ, ИО ОАПВ) (ШЭ2710 582)	НДЦ СО	ОДУ Сибири Восточный РДЦ
3.28.14.	РЗ с РС К1 ВЛ 500 кВ Рубцовская – Усть- Каменогорская (ДЗ, 3З, МФО, МТЗ, ЗНФР, ТО, ТУ, НВЧЗ, ИО ОАПВ) (7SA6121)	Восточный РДЦ	ОДУ Сибири НДЦ СО
3.28.15.	РЗ с РС К2 ВЛ 500 кВ Рубцовская – Усть- Каменогорская (ДЗ, 3З, МФО, МТЗ, ЗНФР, ТО, ТУ, НВЧЗ, ИО ОАПВ, АОПН) (7SA6121)	Восточный РДЦ	ОДУ Сибири НДЦ СО
3.28.16.	АПВ, УРОВ ВЛ-5544-1 (ОАПВ, ТАПВ, УРОВ, БНФР) (6MD6641)	Восточный РДЦ	НДЦ СО ОДУ Сибири
3.28.17.	АПВ, УРОВ ВЛ-5544-2 (ОАПВ, ТАПВ, УРОВ, БНФР) (6MD6641)	Восточный РДЦ	НДЦ СО ОДУ Сибири
<b>3.29. ПС Ульке</b>			
<b>500 кВ</b>			
3.29.1.	СПШ-500 кВ	Актюбинский РДЦ	ЦДУ НДЦ СО ОДУ Урала Оренбургское РДУ
3.29.2.	1 АТ	Актюбинский РДЦ	ЦДУ НДЦ СО ОДУ Урала Оренбургское РДУ
3.29.3.	1В-500 кВ Л-5740 2В-500 кВ Л-5740	Актюбинский РДЦ	ЦДУ НДЦ СО ОДУ Урала Оренбургское РДУ
3.29.4.	1Р 2Р	Актюбинский РДЦ	НДЦ СО ОДУ Урала Оренбургское РДУ

№№ п.п.	Диспетчерское наименование	Управление	Ведение
1	2	3	4
3.29.5.	В-500 кВ 1Р В-500 кВ 2Р	Актюбинский РДЦ	ЦДУ НДЦ СО ОДУ Урала Оренбургское РДУ
220 кВ			
3.29.6.	ФПТ	Актюбинский РДЦ	ЦДУ НДЦ СО ОДУ Урала Оренбургское РДУ
3.29.7.	1 СШ-220 кВ, 2 СШ-220 кВ	Актюбинский РДЦ	Оренбургское РДУ
Противоаварийная и режимная автоматика			
3.29.8.	Автоматика разгрузки линий (АРЛ) по ВЛ 220 кВ Новотроицкая – Ульке	Актюбинский РДЦ	НДЦ СО Оренбургское РДУ
3.29.9.	АРЛ ВЛ 220 кВ Актюбинская – Ульке	Актюбинский РДЦ	НДЦ СО Оренбургское РДУ
3.29.10.	АДВ	НДЦ СО	Актюбинский РДЦ Оренбургское РДУ
Релейная защита и сетевая автоматика			
3.29.11.	1КСЗ, 2КСЗ, АПВ ВЛ 220 кВ Новотроицкая – Ульке (МТЗ, ДЗ, ТЗНП) (7SA611)	Актюбинский РДЦ	Оренбургское РДУ
3.30. ПС ЦГПП			
500 кВ			
3.30.1.	ЭВ-500кВ 1В Л-5050 ЭВ-500кВ 2В Л-5050 ЭВ-500кВ 3В Л-5071 ЭВ-500кВ 4В Л-5071	Акмолинский РДЦ	ЦДУ ОДУ Урала ОДУ Сибири НДЦ СО
3.30.2.	1Р-500 Л-5071 2Р-500 Л-5050	Акмолинский РДЦ	ЦДУ ОДУ Урала ОДУ Сибири НДЦ СО
3.30.3.	ЭВ-500кВ 1Р-500 Л-5071 ЭВ-500кВ 2Р-500 Л-5050	Акмолинский РДЦ	ЦДУ ОДУ Урала ОДУ Сибири НДЦ СО
Противоаварийная и режимная автоматика			
3.30.4.	ФОЛ ВЛ 500 кВ Есиль – ЦГПП (Л-5071)	Акмолинский РДЦ	ЦДУ ОДУ Урала ОДУ Сибири НДЦ СО
3.30.5.	ФОЛ ВЛ 500 кВ ЦГПП – Экибастузская ГРЭС-1 (Л- 5050)	Акмолинский РДЦ	ЦДУ ОДУ Урала ОДУ Сибири НДЦ СО

№№ п.п.	Диспетчерское наименование	Управление	Ведение
1	2	3	4
<b>Устройства передачи аварийных сигналов и команд (УПАСК)</b>			
3.30.6.	ПРД/ПРМ PowerLink 104/84 кГц (ВЧ-канал № 523) ВЛ 500 кВ ЦГПП – Экибастузская ГРЭС-1 (Л-5050)	НДЦ СО	ЦДУ ОДУ Урала ОДУ Сибири Акмолинский РДЦ
3.30.7.	ПРД/ПРМ PowerLink 56/60кГц (ВЧ-канал № 548) ВЛ 500 кВ ЦГПП – Экибастузская ГРЭС- 1 (Л-5050)	НДЦ СО	ЦДУ ОДУ Урала ОДУ Сибири Акмолинский РДЦ
3.30.8.	ПРД/ПРМ PowerLink 76/68 кГц (ВЧ-канал № 505) ВЛ 500 кВ Есиль – ЦГПП (Л- 5071)	НДЦ СО	ЦДУ ОДУ Урала ОДУ Сибири Акмолинский РДЦ
3.30.9.	ПРМ/ПРД PowerLink 36/32 кГц (ВЧ-канал № 507) ВЛ 500 кВ Есиль – ЦГПП (Л- 5071)	НДЦ СО	ЦДУ ОДУ Урала ОДУ Сибири Акмолинский РДЦ
<b>Прочее</b>			
3.30.10.	Торнадо-КП	Акмолинский РДЦ	НДЦ СО ОДУ Сибири
<b>3.31. Экибастузская ГРЭС-1</b>			
<b>500 кВ</b>			
3.31.1.	I-СШ, II-СШ	Персонал электростанции	ЦДУ НДЦ СО ОДУ Сибири Северный РДЦ
3.31.2.	III-СШ, IV-СШ, ВТ-5	Персонал электростанции	ЦДУ НДЦ СО ОДУ Сибири ОДУ Урала Северный РДЦ
3.31.3.	P-5577	Персонал электростанции	ЦДУ НДЦ СО ОДУ Сибири Северный РДЦ
3.31.4.	P-5050	Персонал электростанции	ЦДУ НДЦ СО ОДУ Урала ОДУ Сибири Северный РДЦ
3.31.5.	ВТ-1, ВЛ-5577, ВС-2, ВЛ-5017, ВС-1, ВР-5577	Персонал электростанции	ЦДУ НДЦ СО ОДУ Сибири Северный РДЦ

№№ п.п.	Диспетчерское наименование	Управление	Ведение
1	2	3	4
3.31.6.	ВС-5, ВЛ-5050, ВР-5050	Персонал электростанции	ЦДУ НДЦ СО ОДУ Урала ОДУ Сибири Северный РДЦ
3.31.7.	СВ-1.3 СВ-2.4	Персонал электростанции	НДЦ СО ОДУ Сибири Северный РДЦ
3.31.8.	ТН-I СШ, ТН-II СШ, ТН-III СШ, ТН-IV СШ, 1ТН Л-5107, 1ТН Л-5117	Персонал электростанции	НДЦ СО ОДУ Сибири Северный РДЦ
<b>Противоаварийная и режимная автоматика</b>			
3.31.9.	АДВ Л-5577 ВЛ 500 кВ Экибастузская ГРЭС-1 – Таврическая	НДЦ СО	ЦДУ Северный РДЦ
3.31.10.	АДВ Л-5017 ВЛ 500 кВ Экибастузская ГРЭС-1-ЕЭК	НДЦ СО	ЦДУ Северный РДЦ
3.31.11.	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
3.31.12.	ФОЛ ВЛ 500 кВ Экибастузская ГРЭС-1 – Таврическая	Северный РДЦ	НДЦ СО ОДУ Сибири
3.31.13.	ФОЛ ВЛ 500 кВ ЦГПП – Экибастузская ГРЭС-1 (Л- 5050)	Северный РДЦ	ЦДУ НДЦ СО ОДУ Урала ОДУ Сибири
3.31.14.	Устройство фиксации перегрузки (УФП) ВЛ 500 кВ ЦГПП – Экибастузская ГРЭС-1 (Л-5050)	НДЦ СО	ЦДУ ОДУ Сибири Северный РДЦ
<b>Устройства передачи аварийных сигналов и команд (УПАСК)</b>			
3.31.15.	ПРД/ПРМ РLink 98/110 кГц ВЛ 500 кВ Экибастузская ГРЭС-1 – Таврическая (ВЧ-канал №661)	ОДУ Сибири	ЦДУ ОДУ Урала НДЦ СО
3.31.16.	ПРД/ПРМ АКСТ 412/384 кГц (ВЧ-канал № 572) ВЛ 500 кВ Экибастузская ГРЭС-1 – Экибастузская (Л-5117)	НДЦ СО	ЦДУ ОДУ Урала ОДУ Сибири Северный РДЦ

№№ п.п.	Диспетчерское наименование	Управление	Ведение
1	2	3	4
3.31.17.	ПРМ/ПРД PowerLink 480/468 кГц (ВЧ-канал № 573) ВЛ 500 кВ Экибастузская ГРЭС-1– Экибастузская (Л-5117)	НДЦ СО	ЦДУ ОДУ Урала ОДУ Сибири Северный РДЦ
3.31.18.	ПРМ/ПРД PowerLink 448/436 кГц (ВЧ-канал № 578) ВЛ 500 кВ Экибастузская ГРЭС-1– Экибастузская (Л-5107)	НДЦ СО	ЦДУ ОДУ Урала ОДУ Сибири Северный РДЦ
3.31.19.	ПРМ/ПРД ESB 372/312 кГц (ВЧ-канал № 579) ВЛ 500 кВ Экибастузская ГРЭС-1– Экибастузская (Л-5107)	НДЦ СО	ЦДУ ОДУ Урала ОДУ Сибири Северный РДЦ
3.31.20.	ПРМ/ПРД PowerLink 104/84 кГц (ВЧ-канал № 523) ВЛ 500 кВ ЦГПП –Экибастузская ГРЭС-1 (Л-5050)	НДЦ СО	ЦДУ ОДУ Урала ОДУ Сибири Северный РДЦ
3.31.21.	ПРМ/ПРД PowerLink 56/60 кГц (ВЧ-канал № 548) ВЛ 500 кВ ЦГПП –Экибастузская ГРЭС-1 (Л-5050)	НДЦ СО	ЦДУ ОДУ Урала ОДУ Сибири Северный РДЦ
3.31.22.	ПРД/ПРМ PowerLink 184/240 кГц (ВЧ-канал № 560) ВЛ 500 кВ Экибастузская ГРЭС-1 – ЕЭК (Л-5017)	НДЦ СО	ЦДУ ОДУ Сибири
3.31.23.	ПРД/ПРМ PowerLink 136/144 кГц (ВЧ-канал № 565) ВЛ 500 кВ Экибастузская ГРЭС-1 – ЕЭК (Л-5017)	НДЦ СО	ЦДУ ОДУ Сибири
<b>Релейная защита и сетевая автоматика</b>			
3.31.24.	ДФЗ ВЛ 500 кВ Экибастузская ГРЭС-1 – Таврическая (ДФЗ, ИО ОАПВ) (ШЭ2710 582)	ОДУ Сибири	НДЦ СО ПС Таврическая
3.31.25.	РЗ с РС К1 ВЛ 500 кВ Экибастузская ГРЭС-1 – Таврическая (ДЗ, ТЗНП, МТЗ, ЗНФР, ТО, ТУ, НВЧЗ, ИО ОАПВ) (7SA612)	Персонал электростанции	ОДУ Сибири НДЦ СО Северный РДЦ
3.31.26.	РЗ с РС К2 ВЛ 500 кВ Экибастузская ГРЭС-1 – Таврическая (ДЗ, ТЗНП, МТЗ, ЗНФР, ТО, ТУ, НВЧЗ, ИО ОАПВ, АОПН) (7SA612)	Персонал электростанции	ОДУ Сибири НДЦ СО Северный РДЦ
3.31.27.	АПВ, УРОВ ВЛ-5577 (АУВ, ОАПВ, ТАПВ, УРОВ, БНФР) (6MD664)	Персонал электростанции	НДЦ СО ОДУ Сибири Северный РДЦ
3.31.28.	АПВ, УРОВ ВС-2 (АУВ, ОАПВ, ТАПВ, УРОВ, БНФР) (6MD6641)	Персонал электростанции	НДЦ СО ОДУ Сибири Северный РДЦ

№№ п.п.	Диспетчерское наименование	Управление	Ведение
1	2	3	4
3.31.29.	РЗА Р-5577	Персонал электростанции	ОДУ Сибири НДЦ СО Северный РДЦ
3.31.30.	УРОВ ВР-5577	Персонал электростанции	НДЦ СО ОДУ Сибири Северный РДЦ
3.31.31.	ДЗШ 1 комплект I-СШ	Персонал электростанции	НДЦ СО ОДУ Сибири Северный РДЦ
3.31.32.	ДЗШ 2 комплект I-СШ	Персонал электростанции	НДЦ СО ОДУ Сибири Северный РДЦ
3.31.33.	ДЗШ 1 комплект II-СШ	Персонал электростанции	НДЦ СО ОДУ Сибири Северный РДЦ
3.31.34.	ДЗШ 2 комплект II-СШ	Персонал электростанции	НДЦ СО ОДУ Сибири Северный РДЦ
Прочее			
3.31.35.	Торнадо-КП	Северный РДЦ	НДЦ СО ОДУ Сибири
<b>3.32. ПС Актюбинская</b>			
Противоаварийная и режимная автоматика			
3.32.1.	Автоматика разгрузки линий (АРЛ) по ВЛ 220 кВ Орская – Актюбинская	Актюбинский РДЦ	НДЦ СО Оренбургское РДУ
Устройства передачи аварийных сигналов и команд			
3.32.2.	ПРМ АКА 84 кГц ВЛ 220 кВ Орская – Актюбинская	Актюбинский РДЦ	Оренбургское РДУ ПС Орская
Релейная защита и сетевая автоматика			
3.32.3.	НВЧЗ ВЛ 220 кВ Орская – Актюбинская	Актюбинский РДЦ	Оренбургское РДУ ПС Орская
3.32.4.	1КСЗ, 2КСЗ, АПВ ВЛ 220 кВ Орская – Актюбинская (МТЗ, ДЗ, ТЗНП) (7SA611)	Персонал подстанции	Актюбинский РДЦ Оренбургское РДУ
<b>3.33. ПС Кимперсай</b>			
Противоаварийная и режимная автоматика			
3.33.1.	Автоматика разгрузки линий (АРЛ) по ВЛ 220 кВ Орская – Кимперсай	Актюбинский РДЦ	НДЦ СО Оренбургское РДУ
Релейная защита и сетевая автоматика			
3.33.2.	НВЧЗ ВЛ 220 кВ Орская – Кимперсай	Актюбинский РДЦ	Оренбургское РДУ ПС Орская
3.33.3.	1КСЗ, 2КСЗ, АПВ ВЛ 220 кВ Орская – Кимперсай (МТЗ, ДЗ, ТЗНП) (7SA611)	Персонал подстанции	Актюбинский РДЦ Оренбургское РДУ

№№ п.п.	Диспетчерское наименование	Управление	Ведение
1	2	3	4
<b>3.34. ПС Степная</b>			
220 кВ			
Противоаварийная и режимная автоматика			
3.34.1.	АЛАР ВЛ 220 кВ Балаковская АЭС – Степная	Актюбинский РДЦ	НДЦ СО ОДУ Средней Волги Саратовское РДУ
<b>3.35. Диспетчерский пункт НДЦ СО</b>			
3.35.1.	ПТК верхнего уровня ЦСПА ЕЭС Казахстана	НДЦ СО	ЦДУ ОДУ Сибири

**Примечание:**

\* На указанные объекты диспетчеризации разрешенные заявки подаются «к сведению» и не требуют согласования и ответа.

**4. Объем воздействий ПА на ОН**

№ п.п.	Диспетчерское наименование объекта диспетчеризации	Управление	Ведение
1	2	3	4
4.1.	Снижение объема ОН в энергосистеме Омской области (на 50 МВт и более)	Омское РДУ	ЦДУ НДЦ СО ОДУ Сибири
4.2.	Снижение объема ОН в операционной зоне НДЦ СО от ЦСПА ОЭС Урала (на 50 МВт и более)	НДЦ СО	ЦДУ ОДУ Урала
4.3.	Снижение УВ ОН Актюбинск более 25 МВт	НДЦ СО	ОДУ Урала Оренбургское РДУ Актюбинский РДЦ
Противоаварийная и режимная автоматика			
4.4.	Воздействие на отключение генераторов (УОГ) при действии противоаварийной автоматики электропередачи Сибирь – Казахстан – Урал (при параллельной работе ОЭС Сибири с ЕЭС России)	ОДУ Сибири	ЦДУ НДЦ СО
4.5.	Воздействие на ОН Актюбинск от ПА РФ	ОДУ Урала	НДЦ СО Оренбургское РДУ

**5. СДТУ**

№ п.п.	Диспетчерское наименование объекта диспетчеризации	Управление	Ведение
1	2	3	4
5.1.	Канал связи для оперативных переговоров и обмена телеметрической информацией между НДЦ СО – ЦДУ (Москва – Астана)		ЦДУ НДЦ СО ОДУ Сибири ОДУ Урала Волгоградское РДУ* Новосибирское РДУ*

№ п.п.	Диспетчерское наименование объекта диспетчеризации	Управление	Ведение
1	2	3	4
			Омское РДУ* Оренбургское РДУ* Самарское РДУ* Саратовское РДУ* Свердловское РДУ* Челябинское РДУ* Акмолинский РДЦ* Актюбинский РДЦ* Северный РДЦ*
5.2.	Канал связи для оперативных переговоров и обмена телеметрической информацией между НДЦ СО – ЦДУ (Астана – Алматы – Москва)		НДЦ СО ЦДУ ОДУ Сибири ОДУ Урала Акмолинский РДЦ* Актюбинский РДЦ* Северный РДЦ* Волгоградское РДУ* Новосибирское РДУ* Омское РДУ* Оренбургское РДУ* Самарское РДУ* Саратовское РДУ* Свердловское РДУ* Челябинское РДУ*
5.3.	Средства сбора, передачи и ретрансляции телеинформации из ОИК ЦДУ в ОИК НДЦ СО	ЦДУ	НДЦ СО ОДУ Сибири ОДУ Урала
5.4.	Средства сбора, передачи и ретрансляции телеинформации из ОИК НДЦ СО в ОИК ЦДУ	НДЦ СО	ЦДУ ОДУ Сибири ОДУ Урала
5.5.	СДТУ направления ПС 1150 кВ Экибастузская – ЦСПА ОЭС Сибири с функцией ПА	ОДУ Сибири	ЦДУ НДЦ СО

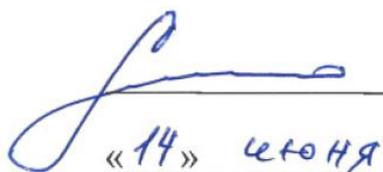
**Примечание:**

\* На указанные объекты диспетчеризации разрешенные заявки подаются «к сведению» и не требуют согласования и ответа.

**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.В. Дидоренко  
«14» сентя 2024 г.

УТВЕРЖДАЮ

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

 М.Н. Говорун  
«13» сентя 2024 г.

### 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 июля года, предшествующего планируемому, АО «KEGOC» (НДЦ СО) направляет в АО «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. Формирование годового графика ремонтов ЛЭП, электросетевого оборудования подстанций и электростанций осуществляется с учетом следующей приоритетности выполнения ремонта (в порядке убывания):

- ввод (реконструкция, модернизация) объектов электроэнергетики (оборудования) и выполнение необходимых для ввода (реконструкции, модернизации) объектов электроэнергетики (оборудования) работ на смежных объектах электроэнергетики;

- проведение капитального ремонта.

При этом при формировании годового графика ремонтов ЛЭП, электросетевого оборудования подстанций и электростанций учитывается

приоритетность выполнения ремонта и реконструкции объектов диспетчеризации, находящихся в критическом и неудовлетворительном состоянии.

Проведение ремонта ЛЭП и электросетевого оборудования более высокого класса напряжения является приоритетным по отношению к ремонту ЛЭП и электросетевого оборудования более низкого класса напряжения

6. АО «СО ЕЭС» (ЦДУ) совместно с АО «КЕГОС» (НДЦ СО) рассматривает предварительные предложения 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 18 августа направляет в АО «КЕГОС» (НДЦ СО) годовой график ремонтов ЛЭП, электросетевого оборудования подстанций и электростанций.

7. АО «КЕГОС» (НДЦ СО) рассматривает график, полученный согласно п. 6 настоящего Регламента, и не позднее 25 августа направляет уточненные предложения по отключению ЛЭП, электросетевого оборудования подстанций и электростанций, являющихся объектами диспетчеризации ДЦ Системных операторов.

8. АО «СО ЕЭС» (ЦДУ) рассматривает уточненные предложения с учетом графика, направленного по п. 6 настоящего Регламента, и не позднее 31 августа направляет в АО «КЕГОС» (НДЦ СО) утвержденный годовой график ремонтов ЛЭП, электросетевого оборудования подстанций и электростанций.

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

10. 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 27 июля года, предшествующего планируемому, направляет в АО «СО ЕЭС» (ЦДУ) на рассмотрение предварительные предложения по техническому обслуживанию устройств РЗА, являющихся объектами диспетчеризации ДЦ Системных операторов.

11. АО «СО ЕЭС» (ЦДУ) совместно с АО «КЕГОС» (НДЦ СО) рассматривает предварительные предложения по техническому обслуживанию устройств РЗА с учетом необходимости совмещения сроков технического обслуживания аппаратно или функционально связанных между собой устройств РЗА, необходимости совмещения вывода устройств РЗА со сроками ремонта ЛЭП и оборудования, минимизации потерь функциональности РЗА и не позднее 20 августа года, предшествующего планируемому, направляет в АО «КЕГОС» (НДЦ СО) годовой график технического обслуживания устройств РЗ, ПА, РА.

12. АО «КЕГОС» (НДЦ СО) рассматривает график, полученный по п. 11 настоящего Регламента, и не позднее 27 августа года, предшествующего планируемому, направляет уточненные предложения по техническому обслуживанию устройств РЗА, являющихся объектами диспетчеризации ДЦ Системных операторов.

13. АО «СО ЕЭС» (ЦДУ) рассматривает уточненные предложения с учетом графика, направленного согласно п. 11 настоящего Регламента, и не позднее 2 сентября года, предшествующего планируемому, направляет в АО «КЕГОС» (НДЦ СО) утвержденный годовой график по техническому обслуживанию устройств РЗА, являющихся объектами диспетчеризации ДЦ Системных операторов.

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

15. АО «КЕГОС» (НДЦ СО) до 10 числа месяца, предшествующего планируемому, направляет в АО «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.

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

17. Формирование месячных графиков ремонтов ЛЭП, электросетевого оборудования электростанций и подстанций осуществляется с учетом требований п. 5 настоящего Регламента. При этом приоритет должен отдаваться работам и объектам, предусмотренным годовым графиком ремонтов ЛЭП, электросетевого оборудования электростанций и подстанций.

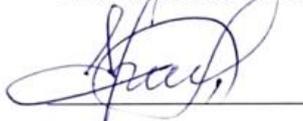
Ремонты, включенные в состав предложений АО «КЕГОС» (НДЦ СО), направленных в соответствии с п.7 настоящего Регламента, сроки которых отличаются от сроков, предусмотренных годовым графиком ремонтов ЛЭП, электросетевого оборудования электростанций и подстанций, являются приоритетными по отношению к неплановым ремонтам.

## Приложение 4

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

УТВЕРЖДАЮ

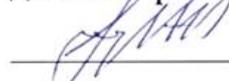
Главный диспетчер  
Филиала АО «KEGOC» «НДЦ СО»

 \_\_\_\_\_ 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.

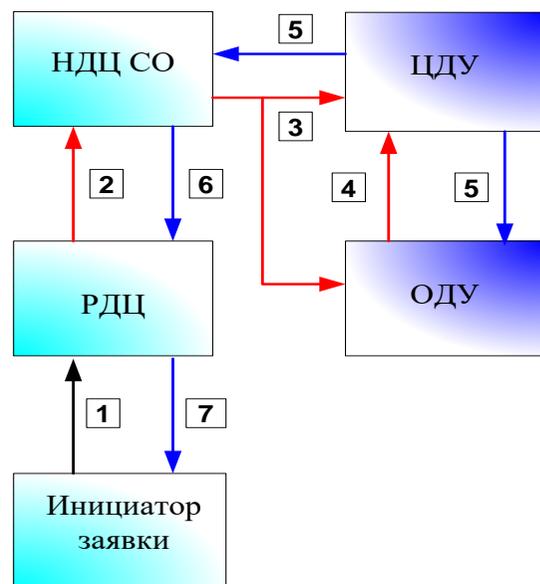


## Приложение 2

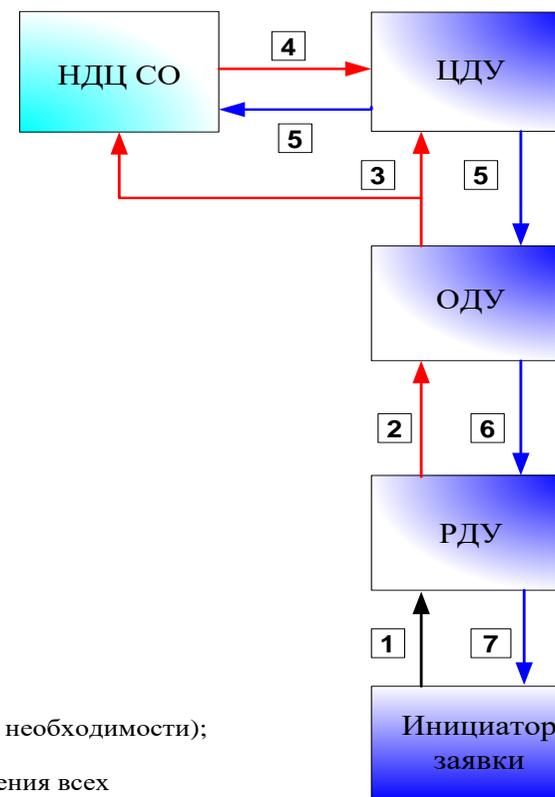
к Требованиям к оформлению диспетчерских заявок на изменение технологического режима работы или эксплуатационного состояния объектов диспетчеризации ДЦ ОАО «СО ЕЭС» и ДЦ АО «КЕГОС»

### 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



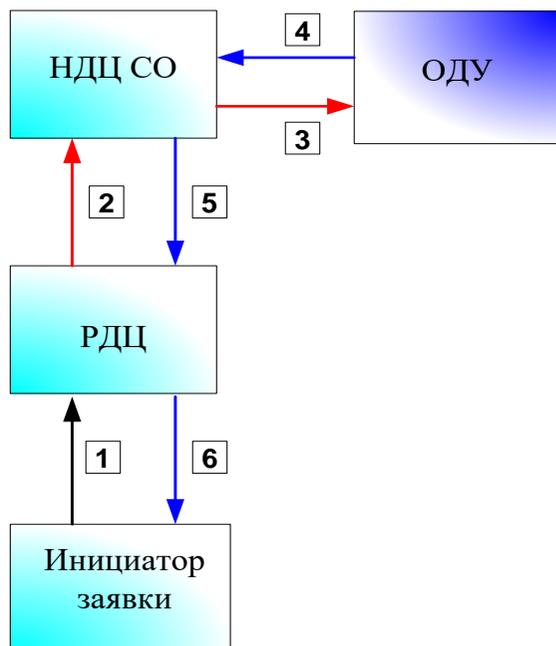
Инициатор заявки в ЕЭС России



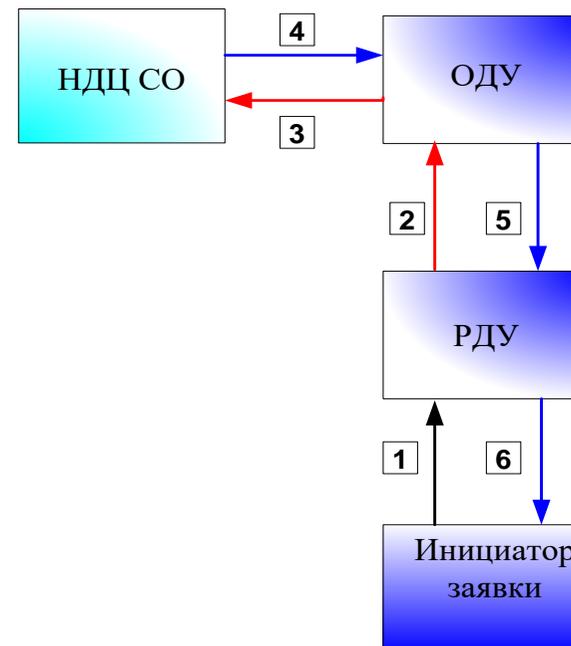
- ← - подача исходной диспетчерской заявки;
- - передача проработанной диспетчерской заявки для дальнейшего рассмотрения (при необходимости);
- ← - передача ответа (согласованно/не согласованно) на диспетчерскую заявку;
- N - номер очередности операции, которая может быть выполнена только после завершения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



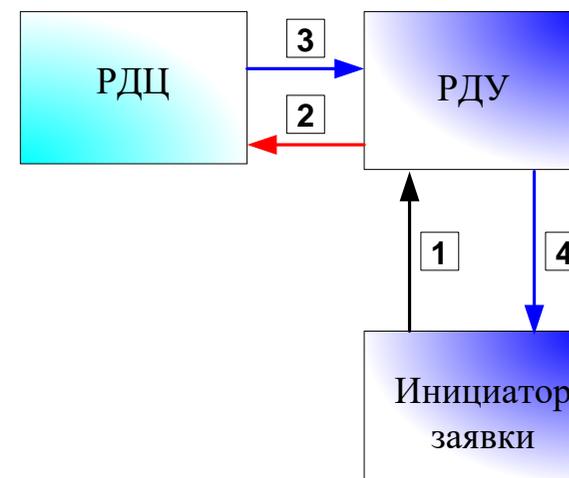
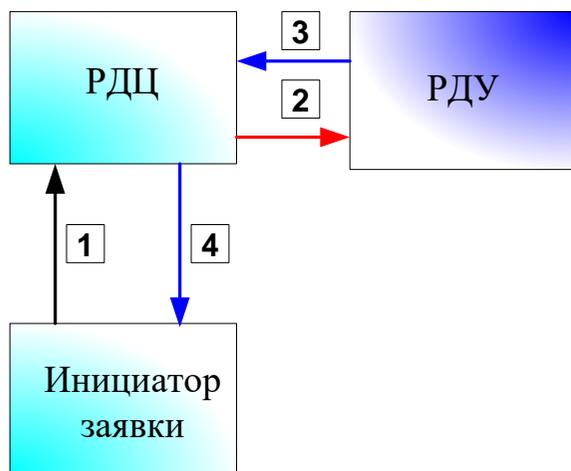
Инициатор заявки в ЕЭС России



- ← - подача исходной диспетчерской заявки;
- ← (red) - передача проработанной диспетчерской заявки для дальнейшего рассмотрения (при необходимости);
- ← (blue) - 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

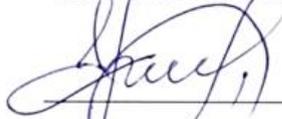


- ← - подача исходной диспетчерской заявки;
- ← - передача проработанной диспетчерской заявки для дальнейшего рассмотрения (при необходимости);
- ← - передача ответа (согласованно/не согласованно) на диспетчерскую заявку;
- N - номер очередности операции, которая может быть выполнена только после завершения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

**Приложение 5**  
к Положению об организации оперативно-  
диспетчерского управления параллельной работой  
ЕЭС Казахстана и ЕЭС России

**УТВЕРЖДАЮ**

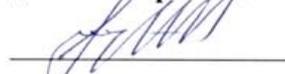
Главный диспетчер  
Филиала АО «КЕГСОС» «НДЦ СО»

 \_\_\_\_\_ 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

« \_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20 г.

УТВЕРЖДАЮ

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

\_\_\_\_\_ С.А. Павлушко

« \_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20 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**

<b>ДИСПЕТЧЕРСКАЯ ЗАЯВКА</b>		№ свой		№ чужой	
Комплекс:	ЭЛТ.Прочее ЭЛТ	Вид	Перв	№ перв.	Категория: <b>НО</b>
Предприятие:	<b>НДЦ СО</b>				
Объект:	<b>НДЦ СО</b>				
Оборудование:	<b>Сечение экспорта-импорта Россия-Северный Казахстан+Актюбинск</b>				
Вид ремонта:	ЗРР				
Аварийная готовность:	<b>ВЗ</b>				
Срок плановый:	с		до		
Просимое время:	с	15:45 10.09.2010	до	22:45 10.09.2010	
<b>Срок разрешенный:</b>	<b>с</b>	15:45 10.09.2010	<b>до</b>	22:45 10.09.2010	
Условия производства работ:	без отключения				
Программа переключений:					
<b>Содержание работ</b>					
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				
<b>Фактическое время:</b>	<b>с</b>	15:50 10.09.2010	<b>до</b>	22:35 10.09.2010	
<b>Результаты рассмотрения:</b>					
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
Россия – Западный Казахстан (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 «КЕГОС» «НДЦ СО»**

Главный диспетчер НДЦ СО  
(должность)

Подпись /...../

" \_\_\_ " \_\_\_\_\_ 20 года