

ПОЛОЖЕНИЕ

об организации оперативно-диспетчерского управления
параллельной работой энергосистем России и центрального региона Монголии

УТВЕРЖДАЮ

от

КОО «НДЦ Монголии»



Ч. Жамбалсүрэн
«16.» *генерал* 2008 г.

УТВЕРЖДАЮ

от

ОАО «СО ЕЭС»



Н.Г. Шульгинов

«18» *апрель* 2008 г.

ПОЛОЖЕНИЕ

об организации оперативно-диспетчерского управления
параллельной работой энергосистем России и центрального региона Монголии

От ОАО «СО ЕЭС»:

Директор по управлению режимами ЕЭС – главный
диспетчер

А.Ф. Бондаренко

Директор по развитию технологий
диспетчерского управления

А.В. Ильенко

Член правления, директор по информационным
технологиям

М.Д. Абраменко

Директор по развитию и сопровождению
рынков

Ф.Ю. Опадчий

Заместитель главного диспетчера

С.А. Павлушко

Заместитель главного диспетчера –
начальник СОПР

Е.И. Кириенко


Начальник ОДС

Е.В. Володин


Начальник СЭР

 В.А. Дьячков

Начальник СРЗиА

 А.Н. Владимиро

Начальник ЦРМД

 Д.А. Афанасьев

Начальник СТМиС


 В.А. Забегалов

Начальник СРР


 А.И. Архипов

От КОО «НДЦ Монголии»:

Начальник Диспетчерской службы

 Г. Балжинням

Начальник службы по режимам

 Ц. Энхсайхан

Технологическим службам:

ОАО «СО ЕЭС»

КОО «НДЦ Монголии»

филиалам ОАО «СО ЕЭС»:

ОДУ Сибири

Бурятскому РДУ

СОДЕРЖАНИЕ

1. ТЕРМИНЫ И ПРИМЕНЯЕМЫЕ СОКРАЩЕНИЯ.....	6
1.1. Применяемые сокращения	6
1.2. Применяемые термины	7
2. ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ.....	12
3. ПЛАНИРОВАНИЕ РЕЖИМОВ ПАРАЛЛЕЛЬНОЙ РАБОТЫ.....	15
3.1. Планирование электроэнергетических режимов параллельной работы ЭЭС России и ЭС центрального региона Монголии.....	15
3.2. Порядок формирования графиков ремонтов ЛЭП, оборудования, устройств релейной защиты, противоаварийной и режимной автоматики	16
3.3. Порядок формирования, внесения изменений и актуализации расчетной модели фрагментов ЭЭС России и ЭС центрального региона Монголии. Порядок обмена данными и доведения плановых почасовых графиков сальдо обменов электроэнергией по МГЛЭП между ЭЭС России и ЭС центрального региона Монголии.....	17
4. УПРАВЛЕНИЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИМИ РЕЖИМАМИ ПАРАЛЛЕЛЬНОЙ РАБОТЫ ЭЭС РОССИИ И ЭС ЦЕНТРАЛЬНОГО РЕГИОНА МОНГОЛИИ	22
4.1. Регулирование частоты и перетоков электрической энергии	22
4.2. Порядок согласования изменений планового почасового графика сальдо обменов электроэнергией по МГЛЭП между ЭЭС России и ЭС центрального региона Монголии, определение и регистрация инициатора возникших отклонений.....	23
4.3. Порядок ведения оперативных переговоров.....	25
5. УПРАВЛЕНИЕ ОБОРУДОВАНИЕМ ОБЪЕКТОВ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ...	27
5.1. Порядок оформления, подачи, рассмотрения и согласования диспетчерских заявок.....	27
5.2. Порядок производства переключений на межгосударственных ЛЭП.....	34
6. ПОРЯДОК ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ И ЛИКВИДАЦИИ НАРУШЕНИЙ НОРМАЛЬНОГО РЕЖИМА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЧАСТИ ЭНЕРГОСИСТЕМ.....	38
ПРИЛОЖЕНИЕ 1 Перечень распределения объектов диспетчеризации ОАО «СО ЭЭС» и НДЦ Монголии по способу управления	39
ПРИЛОЖЕНИЕ 2 Схемы прохождения диспетчерских заявок на изменение технологического режима работы или эксплуатационного состояния объектов диспетчеризации ЦДУ и НДЦ Монголии, расположенных на территории Российской Федерации	43
ПРИЛОЖЕНИЕ 3 Направления диспетчерского взаимодействия (передачи диспетчерских команд и разрешений) и перечень телеинформации, передаваемой между диспетчерскими центрами ОАО «СО ЭЭС» и НДЦ Монголии.....	46
ПРИЛОЖЕНИЕ 4 Команды, регистрируемые диспетчером ОАО «СО ЭЭС» при корректировке планового, почасового графика сальдо обмена электроэнергией по МГЛЭП между ЭЭС России ЭС центрального региона Монголии	49
ПРИЛОЖЕНИЕ 5 Схемы организации ремонтных работ на ВЛ.....	51

1. ТЕРМИНЫ И ПРИМЕНЯЕМЫЕ СОКРАЩЕНИЯ

1.1. Применяемые сокращения

- АВР – автоматическое включение резерва;
 АЛАР – автоматика ликвидации асинхронного режима;
 АПНУ – автоматика предотвращения нарушения устойчивости;
 АОСЧ – автоматика ограничения снижения частоты;
 АОП – автоматика ограничения перетоков;
 АОПЧ – автоматика ограничения повышения частоты;
 АОПО – автоматическое ограничение перегрузки оборудования;
 АОПН (АПН) – автоматика ограничения повышения напряжения;
 АОСН (АСН) – автоматика ограничения снижения напряжения;
 АПВ – автоматическое повторное включение;
 АРВ – автоматическое регулирование возбуждения;
 АРН – автоматика регулирования напряжения;
 АРЧМ – автоматика регулирования частоты и перетоков активной мощности;
 АРПМ – автоматика разгрузки при перегрузке по мощности;
 АСДУ – средства автоматизированной системы диспетчерского управления;
 АТ – автотрансформатор;
 АЧР – автоматическая частотная разгрузка;
 ВЛ – воздушная линия электропередачи;
 ГРАМ – групповой регулятор активной мощности;
 ДА – делительная автоматика;
 ДЦ – диспетчерский центр;
 ЕЭС России – Единая энергетическая система России;
 команда – диспетчерская команда;
 ИСЭИ – Информационная система экспорта/импорта электроэнергии в зарубежные энергосистемы;
 НДЦ Монголии – Компания с ограниченной ответственностью «Национальный диспетчерский центр» (Монголия);
 ЛЭП – линия электропередачи;
 МГЛЭП – межгосударственная линия электропередачи;
 ОАО «СО ЕЭС» – Открытое Акционерное Общество «Системный оператор Единой энергетической системы», включая филиалы ОАО «СО ЕЭС»;
 ОДУ – филиал ОАО «СО ЕЭС» Объединенное диспетчерское управление;
 ОГ – отключение генераторов;
 ОН – отключение нагрузки;
 ОИК – оперативный информационный комплекс;
 разрешение – диспетчерское разрешение;
 РА – режимная автоматика;
 РГЕ – режимная генерирующая единица;
 РДУ – филиал ОАО «СО ЕЭС» Региональное диспетчерское управление;
 РЗ – релейная защита;

РЗА – релейная защита и автоматика (обобщенное обозначение РЗ, ПА, РА, АПВ, АВР и прочей автоматики).

СДТУ – средства диспетчерского и технологического управления;

ТИ – телеизмерения;

ТС – телесигнализация;

УПАСК – устройства передачи аварийных сигналов и команд;

УРОВ – устройство резервирования при отказе выключателя;

ЦДУ – главный диспетчерский центр ОАО «СО ЕЭС», являющийся вышестоящим по отношению к другим диспетчерским центрам, осуществляющий в пределах закрепленной за ним операционной зоны управление электроэнергетическим режимом ЕЭС России;

ЭС – электроэнергетическая система.

1.2. Применяемые термины

воздушная линия электропередачи – устройство для передачи электроэнергии по проводам, расположенным на открытом воздухе и прикрепленным с помощью изоляторов и арматуры к опорам или кронштейнам и стойкам на инженерных сооружениях (мостах, путепроводах и т.п.). За начало и конец ВЛ принимаются линейные порталы или линейные вводы РУ, а для ответвлений – ответвительная опора и линейный портал или линейный ввод РУ;

выключатель – коммутационный электрический аппарат, имеющий два коммутационных положения или состояния и предназначенный для включения и отключения электрического тока;

оперативный персонал - работники объектов электроэнергетики, уполномоченные субъектом электроэнергетики и потребителем электрической энергии на осуществление в отношении принадлежащего ему оборудования объекта электроэнергетики или энергопринимающей установки мероприятий, обеспечивающих его эксплуатацию;

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

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

диспетчерский центр – структурное подразделение организации - субъекта оперативно-диспетчерского управления, осуществляющее в пределах закрепленной за ним операционной зоны управление режимом энергосистемы;

диспетчерское разрешение (далее – разрешение) – разрешение дается диспетчером по диспетчерским каналам связи и содержит согласование на

совершение действия (действий) по изменению технологического режима работы или эксплуатационного состояния объекта диспетчеризации;

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

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

информационное ведение – получение информации ДЦ об изменении состояния оборудования, ЛЭП, об изменении состояния или настройки устройств релейной защиты, системной автоматики и средств ДТУ – «для сведения». При плановом изменении информация передается в установленном порядке с использованием средств связи и по электронной почте, при оперативном изменении – посредством уведомления соответствующего диспетчерского персонала;

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

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

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

объект диспетчеризации – 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;

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

плановый почасовой график сальдо обменов электроэнергией по МГЛЭП между ЕЭС России и ЭС центрального региона Монголии – график среднечасовых значений электрической мощности, который составляется на каждые календарные сутки отдельно и является основным документом, регламентирующим режим параллельной работы ЕЭС России и ЭС центрального региона Монголии;

разъединитель – контактный коммутационный аппарат, предназначенный для коммутации электрической цепи без тока или с незначительным током, который для обеспечения безопасности имеет в отключенном положении изоляционный промежуток. Под незначительными токами в данном случае понимаются токи измерительных цепей, токи утечки, емкостные токи выводных шин, коротких кабелей, токи холостого хода трансформаторов.

Операции по отключению и включению разъединителей, посредством которых изменяется технологический режим работы или эксплуатационное состояние оборудования, отнесенного к объектам диспетчеризации, выполняемые оперативным персоналом объекта электроэнергетики, должны производиться по команде или с разрешения диспетчера соответствующего диспетчерского центра, в диспетчерском управлении или ведении которого находится объект диспетчеризации;

режимная генерирующая единица – группа единиц генерирующего оборудования, относящихся к одной группе точек поставки и привязанных к одному узлу расчетной модели;

система противоаварийной автоматики – совокупность устройств противоаварийной автоматики на нескольких энергообъектах, обеспечивающая выполнение функций предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима, если они возникнут в энергосистеме или ее узле;

система релейной защиты – совокупность устройств релейной защиты на одном или нескольких энергообъектах, обеспечивающая выполнение функций отключения поврежденных ЛЭП, оборудования энергосистемы с заданными параметрами: селективности, быстроты действия, чувствительности, надежности, степени резервирования (ближнего и дальнего);

системы шин – комплект элементов, связывающих присоединения электрического распределительного устройства;

трансформатор – статическое электромагнитное устройство, имеющее две или более индуктивно связанных обмоток и предназначенное для преобразования посредством электромагнитной индукции одной или нескольких систем переменного тока в одну или несколько других систем переменного тока;

силовой трансформатор – трансформатор, предназначенный для преобразования электрической энергии в электрических сетях и в электроустановках. К силовым относятся трансформаторы трехфазные и многофазные мощностью 6,3 кВ·А и более, однофазные мощностью 5 кВ·А и более;

трансформатор тока (напряжения) – трансформатор, в котором при нормальных условиях применения вторичный ток (вторичное напряжение) практически пропорционален (пропорционально) первичному току (первичному напряжению) и при правильном включении сдвинут (сдвинуто) относительно него по фазе на угол, близкий к нулю. Трансформатор тока (напряжения) предназначен для питания измерительных приборов и устройств РЗА;

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

электрический реактор – индуктивная катушка, предназначенная для использования ее в силовой электрической цепи;

шунтирующий реактор – реактор параллельного включения, предназначенный для компенсации емкостного тока;

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

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

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

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

2. ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ

2.1. Настоящее положение регламентирует взаимоотношения ДЦ энергосистем России и центрального региона Монголии по организации оперативно-диспетчерского управления параллельной работой энергосистем России и центрального региона Монголии и определяет:

- процедуры скоординированного долгосрочного и краткосрочного планирования, включая порядок актуализации расчетных моделей энергосистем и требования к объему, формату, способу обмена информацией для планирования;
- порядок долгосрочного и среднесрочного планирования ремонтов электросетевого и энергетического оборудования, устройств релейной защиты, противоаварийной и режимной автоматики, состояние которых оказывает влияние на режимы параллельной работы энергосистем;
- порядок взаимодействия диспетчерского персонала Бурятского РДУ и НДЦ Монголии, включая информационный обмен и временной регламент корректировки планового почасового графика сальдо обменов электроэнергией между ЕЭС России и ЭС центрального региона Монголии в течение операционных суток;
- порядок производства переключений при изменении эксплуатационного состояния МГЛЭП;
- распределение объектов диспетчеризации, обеспечивающих параллельную работу ЕЭС России и ЭС центрального региона Монголии, по способу диспетчерского управления/ведения;
- направления диспетчерского взаимодействия для передачи диспетчерских команд, разрешений и обмена данными телеметрии и телесигнализации, включая перечень необходимых точек измерения и состава передаваемой телеинформации.

2.2. Диспетчерское управление параллельной работой ЕЭС России и ЭС центрального региона Монголии осуществляется диспетчерскими центрами:

- от энергосистемы России в составе:
 - ЦДУ;
 - ОДУ Сибири;
 - Бурятское РДУ;
- от энергосистемы центрального региона Монголии в составе:
 - НДЦ.

2.3. Задачами оперативно-диспетчерского управления параллельной работой энергосистем России и ЭС центрального региона Монголии являются:

- регулирование частоты электрического тока;
- регулирование межгосударственных перетоков электроэнергии для выполнения согласованного планового почасового графика сальдо обменов электроэнергией по МГЛЭП (ВЛ 220 кВ Селендума – Дархан (СД-257) и ВЛ 220 кВ Селендума – Дархан (СД-258)) между ЕЭС России и ЭС центрального региона Монголии;

- диспетчерское управление технологическими режимами работы и эксплуатационным состоянием объектов электроэнергетики;
- регулирование уровней напряжения в заданных контрольных пунктах;
- планирование режимов работы энергосистем России и ЭС центрального региона Монголии;
- планирование и подготовка ремонтных работ;
- регулирование перетоков активной и реактивной мощности в контролируемых сечениях;
- размещение и поддержание нормативного аварийного резерва мощности;
- предотвращение развития и ликвидация нарушений нормального режима электрической части энергосистем России и ЭС центрального региона Монголии.

2.4. ОАО «СО ЕЭС» и НДЦ Монголии действуют на основании «Соглашения о техническом обеспечении параллельной работы Единой электроэнергетической системы России и электроэнергетической системы центрального региона Монголии» от 26.02.2008.

2.5. Бурятское РДУ и НДЦ Монголии совместно разрабатывают документы по вопросам организации параллельной работы, управлению режимами, производству переключений, ликвидации технологических нарушений нормального режима электрической части энергосистем России и центрального региона Монголии.

2.6. Бурятское РДУ и НДЦ Монголии совместно определяют область допустимых электрических режимов работы транзитных ЛЭП и контролируемых сечений для нормальной и ремонтных схем, которые отражаются в действующей «Инструкции по режимам работы и ликвидации аварий на электропередаче 220 кВ Селендума – Дархан и ее оборудовании».

2.7. Бурятское РДУ и НДЦ Монголии совместно определяют функции, принципы выполнения, размещение, виды, объемы и места реализации управляющих воздействий, основные параметры настройки устройств РЗА электропередачи 220 кВ Селендума – Дархан.

2.8. Распределение объектов диспетчеризации ОАО «СО ЕЭС» и НДЦ Монголии по способу диспетчерского управления/ведения приведено в приложении 1 к настоящему Положению.

2.8.1. Объекты диспетчеризации распределяются по способу диспетчерского управления по трем категориям:

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

2.8.2. Объект диспетчеризации может находиться в диспетчерском управлении только одного ДЦ и в диспетчерском или информационном ведении одного или нескольких других ДЦ.

2.8.3. Операции с объектом диспетчеризации должны производиться по команде диспетчера, в диспетчерском управлении которого находится данный объект и с разрешения всех диспетчеров, в диспетчерском ведении которых находится данный объект.

2.9. Направление диспетчерского взаимодействия (перечень диспетчерских команд и разрешений) и необходимый перечень параметров телеизмерений и телесигнализации, ретранслируемых между диспетчерскими центрами Бурятского РДУ и НДЦ Монголии, приведены в приложении 3 к настоящему Положению.

Организация межсистемного обмена информацией между диспетчерскими центрами ОАО «СО ЕЭС» и НДЦ Монголии с учетом организации цифровых каналов связи определяется действующим Соглашением об организации информационного обмена между ОАО «СО ЕЭС» и НДЦ Монголии, которое регламентирует, в том числе:

- порядок организации межсистемного обмена информацией;
- порядок формирования, кодирования и передачи информации;
- порядок эксплуатации технических средств обмена информацией;
- порядок разграничения ответственности в пределах операционных зон при обмене информацией;
- схемы организации каналов диспетчерской связи и обмена данными телеметрии и телесигнализации.

2.10. Рабочим языком в процессе оперативно-диспетчерского управления параллельной работой ЕЭС России и ЭС центрального региона Монголии и связанного с ним ведения документации принимается русский язык.

В диспетчерских переговорах, документации и официальной переписке принимается московское время.

2.11. В последнюю неделю декабря Бурятское РДУ и НДЦ Монголии обмениваются:

- списками руководящего и диспетчерского персонала, имеющего право ведения оперативных переговоров;
- списками лиц, уполномоченных на осуществление обмена данными для создания и актуализации базовой расчетной модели;
- нормальными схемами электрических соединений электрических станций и подстанций на которых расположены объекты диспетчеризации ОАО «СО ЕЭС» и НДЦ Монголии;
- нормальными схемами электрических соединений сети 110 кВ и выше Бурятской ЭС и ЭС центрального региона Монголии.

3. ПЛАНИРОВАНИЕ РЕЖИМОВ ПАРАЛЛЕЛЬНОЙ РАБОТЫ

3.1. Планирование электроэнергетических режимов параллельной работы ЕЭС России и ЭС центрального региона Монголии

3.1.1. Планирование режимов параллельной работы ЕЭС России и ЭС центрального региона Монголии (долгосрочных и краткосрочных электроэнергетических режимов) осуществляется ОАО «СО ЕЭС» и НДЦ Монголии в соответствии с правилами национальных рынков электрической энергии (мощности), на основании взаимно согласованных годовых, месячных, недельных величин сальдо объемов поставок электроэнергии по МГЛЭП между ЕЭС России и ЭС центрального региона Монголии и почасовых графиков объемов поставок, сформированных с учетом соответствующих международных Соглашений и/или договоров между хозяйствующими субъектами России и Монголии.

3.1.2. В условиях параллельной работы ЕЭС России и ЭС центрального региона Монголии для расчета потокораспределения применяются скоординированные расчеты с использованием общей расчетной электроэнергетической модели.

3.1.3. Координатором суточного планирования является ЦДУ, которое осуществляет формирование и актуализацию общей расчетной электроэнергетической модели с учетом предоставленных НДЦ Монголии данных, а также проведение расчетов с ее использованием.

3.1.4. При проведении скоординированных расчетов потокораспределения по контролируемым сечениям (ЛЭП) осуществляется проверка реализуемости предварительных почасовых графиков сальдо объемов поставок электроэнергии по МГЛЭП между ЕЭС России и ЭС центрального региона Монголии.

3.1.5. В случае не реализуемости предварительных почасовых графиков сальдо объемов поставок электроэнергии ЦДУ изменяет предварительный почасовой график сальдо обменов электроэнергией по МГЛЭП между ЕЭС России и ЭС центрального региона Монголии на соответствующую величину,

3.1.6. На основании предварительных почасовых графиков сальдо объемов поставок электроэнергии и скоординированного расчета режимов формируется плановый почасовой график сальдо обменов электроэнергией по МГЛЭП между ЕЭС России и ЭС центрального региона Монголии, который не может быть изменен в одностороннем порядке.

3.1.7. Плановый почасовой график сальдо обменов электроэнергией по МГЛЭП между ЕЭС России и ЭС центрального региона Монголии представляет собой среднечасовые значения электрической мощности и составляется на каждые календарные сутки отдельно.

3.1.8. Взаимно согласованные плановые почасовые графики сальдо обменов электроэнергией по МГЛЭП между ЕЭС России и ЭС центрального

региона Монголии могут оперативно корректироваться Бурятским РДУ (по согласованию с ОДУ Сибири) и НДЦ Монголии. Порядок согласования изменений планового почасового графика сальдо обменов электроэнергией по МГЛЭП между ЕЭС России и ЭС центрального региона Монголии описан в разделе 4 настоящего Положения.

3.1.9. Натуральные возвраты электроэнергии, в том числе переданной (принятой) при оказании аварийной взаимопомощи, не допускаются.

3.2. Порядок формирования графиков ремонтов ЛЭП, оборудования, устройств релейной защиты, противоаварийной и режимной автоматики

3.2.1. Планирование сальдо обменов электроэнергией по МГЛЭП между ЕЭС России и ЭС центрального региона Монголии осуществляется с учетом совместно разработанных и взаимно согласованных графиков ремонтов ЛЭП, основного оборудования подстанций и электростанций, устройств релейной защиты, противоаварийной и режимной автоматики, находящихся в диспетчерском управлении или ведении диспетчеров ОАО «СО ЕЭС» и НДЦ Монголии (приложение 1 к настоящему Положению).

3.2.2. Для подготовки годового графика ремонтов ЛЭП, основного оборудования электростанций и подстанций Бурятское РДУ до 1-го августа года, предшествующего планируемому, принимает на рассмотрение представленные НДЦ Монголии предварительные предложения по отключению ЛЭП, основного оборудования подстанций и электростанций, находящихся в диспетчерском управлении или ведении диспетчеров ОАО «СО ЕЭС» и производит его рассмотрение и согласование с учетом прогнозов балансов электроэнергии и мощности, совместимости отключений ЛЭП и оборудования с точки зрения обеспечения надежности параллельной работы энергосистем России и ЭС центрального региона Монголии.

После взаимного согласования годовой график ремонтов ЛЭП, основного оборудования электростанций и подстанций до 15 октября года, предшествующего планируемому, направляется Бурятским РДУ в НДЦ Монголии. Утверждение годовых графиков ремонтов ЛЭП, основного оборудования электростанций и подстанций производится Бурятским РДУ и НДЦ Монголии в установленном порядке,

Изменения в годовом графике ремонтов ЛЭП, основного оборудования электростанций и подстанций не производится. Необходимые отклонения по взаимному согласованию Бурятского РДУ и НДЦ Монголии учитываются при формировании месячного графика ремонтов ЛЭП, основного оборудования электростанций и подстанций.

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

Для подготовки годового графика технического обслуживания устройств РЗА Бурятское РДУ до 17 ноября года, предшествующего планируемому, принимает на рассмотрение представленные НДЦ Монголии предложения по

техническому обслуживанию устройств РЗА, находящихся в диспетчерском управлении или ведении диспетчера ОАО «СО ЕЭС».

После взаимного согласования, годовой график технического обслуживания устройств РЗА до 15 февраля планируемого года направляется Бурятским РДУ в НДЦ Монголии.

3.2.4. Месячные графики ремонтов ЛЭП, основного оборудования электростанций и подстанций составляются на основе утвержденного годового графика ремонтов ЛЭП, основного оборудования электростанций и подстанций с учетом предложений по его корректировке.

Предложения в месячный график ремонтов ЛЭП, основного оборудования электростанций и подстанций подготавливаются НДЦ Монголии и представляются на рассмотрение в Бурятское РДУ до 1-го числа месяца, предшествующего планируемому.

После взаимного согласования месячный график ремонтов ЛЭП, основного оборудования электростанций и подстанций не позднее 30 числа месяца, предшествующего планируемому, направляется Бурятским РДУ в НДЦ Монголии.

3.2.5. При подготовке месячного графика ремонтов ЛЭП, основного оборудования электростанций и подстанций Бурятское РДУ и НДЦ Монголии отдают приоритет объектам диспетчеризации:

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

3.3. Порядок формирования, внесения изменений и актуализации расчетной модели фрагментов ЕЭС России и ЭС центрального региона Монголии. Порядок обмена данными и доведения плановых почасовых графиков сальдо обменов электроэнергией по МГЛЭП между ЕЭС России и ЭС центрального региона Монголии

3.3.1. Порядок формирования, внесения изменений и актуализации расчетной модели фрагментов ЕЭС России и ЭС центрального региона Монголии, работающих параллельно, и порядок обмена данными и доведения плановых почасовых графиков сальдо обменов электроэнергией по МГЛЭП, определяет:

- принципы формирования расчетной модели энергосистемы, включающей фрагменты ЕЭС России и ЭС центрального региона Монголии;
- порядок внесения изменений в расчетную модель;
- порядок актуализации расчетной модели;
- порядок обмена данными;
- порядок доведения планового почасового графика сальдо обменов электроэнергией по МГЛЭП.

3.3.2. Расчетной моделью является совокупность данных о:

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

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

Корректное моделирование достигается путем подробного (без замены эквивалентами) представления в расчетной электрической схеме всех электрических связей номинальным напряжением 220 кВ и выше и транзитных межсистемных ЛЭП.

Исключение могут составлять тупиковые подстанции 220 кВ, находящиеся на территории одной энергосистемы. Их допускается моделировать в схеме нагрузкой на ближайшем узле.

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

3.3.4. В расчетной электрической схеме должны быть заданы следующие параметры генерирующих узлов:

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

3.3.5. Активная и реактивная нагрузка в узлах расчетной электрической схемы задается статической характеристикой мощности, не зависящей от напряжения (мощность постоянна)¹.

3.3.6. В расчетной электрической схеме должны быть представлены следующие параметры линий:

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

3.3.7. В расчетной электрической схеме должны быть представлены следующие параметры трансформаторов:

- активное и реактивное сопротивление в именованных единицах (Ом).
- коэффициенты трансформации.
- длительно допустимый ток (А).

¹ Примечание: не допускается моделирование активных и реактивных нагрузок в узлах расчетной электрической схемы путем задания дополнительных ветвей.

3.3.8. В расчетной электрической схеме должны быть представлены следующие параметры шунтирующих элементов (шунтирующих реакторов и конденсаторных батарей):

- реактивная мощность (Мвар) или проводимость (мкСм).
- диапазон регулирования.

3.3.9. Все параметры расчетной модели подразделяются на две группы:

- условно-постоянные параметры.
- условно-переменные (актуализируемые) параметры.

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

- базовая топология расчетной электрической схемы, т.е. набор элементов, состояние которых («включен» или «отключен») соответствует нормальной схеме замещения энергосистемы, и параметры ее элементов, относящихся к электрической сети (активное сопротивление, реактивное сопротивление, коэффициенты трансформации, нумерация узлов, зон энергосистем и т. д.).
- перечень базовых контролируемых сечений.
- перечень номеров и названий генерирующих узлов.
- перечень номеров и названий нагрузочных узлов.
- иная справочная информация (например, максимальные и минимальные значения активной мощности генераторных узлов, дополнительные системные ограничения и пр.).

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

- величины максимально допустимых перетоков мощности в базовых и актуальных контролируемых сечениях;
- изменение топологии электрической расчетной схемы по сравнению с базовой путем включения/отключения ветвей, не приводящее к изменению идентификационных номеров элементов;
- планируемые величины мощности генерации и нагрузок, а также сальдо обменов электроэнергией по МГЛЭП между ЕЭС России и ЭС центрального региона Монголии;
- минимальные и максимальные значения активной нагрузки по РГЕ;
- планируемые графики перетоков в третьи страны.

3.3.12. Дважды в год (зимой и летом), а также по запросу одной из сторон ОДУ Сибири и НДЦ Монголии создают базовые расчетные модели своих энергосистем для формирования расчетной модели, включающей фрагменты ЕЭС России и ЭС центрального региона Монголии, представляющие собой совокупность следующих объектов и данных:

- базовая расчетная электрическая схема, основанная на базовой топологии и содержащая значения нагрузок в генерирующих и нагрузочных узлах, соответствующие замерам мощности в согласованные дни и часы суток;

- перечень базовых контролируемых сечений.

3.3.13. При создании общей расчетной модели в нее включаются фрагмент расчетной модели ЕЭС России в составе операционной зоны Бурятского РДУ и ЭС центрального региона Монголии.

3.3.14. НДЦ Монголии через Бурятское РДУ передает ОДУ Сибири базовую расчетную схему фрагмента своих энергосистем в формате RastrDos (файл *.rge).

3.3.15. ОДУ Сибири осуществляет синтез расчетной модели в формате используемого им программного обеспечения и проводит расчет потокораспределения. Если в процессе расчета обнаружены ошибки, ОДУ Сибири через Бурятское РДУ взаимодействует с НДЦ Монголии для устранения ошибок.

3.3.16. Изменением расчетной модели считается изменение ее условно-постоянных параметров. Причина внесения изменений в расчетную модель может быть связана с:

- включением нового или демонтажем (консервацией) существующего сетевого и/или генерирующего и/или потребляющего оборудования – для изменения расчетной электрической схемы в части, моделирующей электрическую сеть;
- необходимостью постоянного ограничения пропускной способности новых (не базовых) сечений в связи с изменением структуры электрической сети, характеристик генерирующих объектов и/или режимов работы сети – для введения новых базовых контролируемых сечений;
- изменением паспортных характеристик генерирующих единиц;
- совершенствованием расчетной модели с целью повышения ее детализации путем добавления в расчетную электрическую схему узлов и ветвей, соответствующих неэквивалентированным схемам замещения, в частности, моделированием сетей 110 кВ и вследствие уточнения эквивалентов модели;
- выявлением не представленных в расчетной модели сетевых или системных ограничений;
- уточнением параметров ветвей расчетной модели.

Корректировка условно-постоянной информации в составе расчетной модели осуществляется на основании перечня изменений, направляемого НДЦ Монголии в Бурятское РДУ до 25 числа каждого месяца. Указанные изменения вступают в силу с 1 числа следующего месяца.

3.3.17. Инициатором изменения расчетной модели может быть ОДУ Сибири или НДЦ Монголии. Инициатор письменно информирует другую сторону об изменениях в расчетной модели. Скорректированные фрагменты расчетной модели взаимно обновляются сторонами.

3.3.18. Изменения в расчетную модель вносятся с 1 числа месяца, следующего за временем их согласования ОДУ Сибири и НДЦ Монголии.

3.3.19. Актуализацией расчетной модели считается изменение ее условно-переменных параметров. Актуализация расчетной модели производится в рамках технологии суточного планирования режимов.

3.3.20. В рамках обмена данными при планировании на сутки вперед осуществляется:

- до 16:00 часов по московскому времени за двое суток до планируемых (суток X-2) НДЦ Монголии передает Бурятскому РДУ предварительные почасовые графики объемов поставок электроэнергии по МГЛЭП между ЕЭС России и ЭС центрального региона Монголии. Данные передаются по электронной почте в ПО «СБОР» в формате *.tst (макет 61201). До 16:30 данные передаются НДЦ Монголии через технологический вэб-сайт ИСЭИ. Предварительные почасовые графики объемов поставок электроэнергии по МГЛЭП могут быть уточнены НДЦ Монголии до 9:30 часов по московскому времени суток, предшествующих планируемому (суток X-1). Если по техническим причинам данные не были переданы НДЦ Монголии на технологический вэб-сайт ИСЭИ, ЦДУ для расчетов может использовать типовые графики объемов поставок. Если данные, переданные через технологический вэб-сайт ИСЭИ отличаются от данных, предварительно согласованных между НДЦ Монголии и ОАО «ФСК ЕЭС», ЦДУ принимает для расчета предварительно согласованные данные, полученные от ОАО «ФСК ЕЭС»;
- до 12:00 часов по московскому времени суток (X-1) ЦДУ производит согласование почасового графика объемов поставок электроэнергии по МГЛЭП между ЕЭС России и ЭС центрального региона Монголии и сформированного на основе его с учетом перетока в Тыву суммарного графика объемов поставок по межгосударственному сечению экспорта-импорта Россия – Монголия. ЦДУ размещает на технологическом вэб-сайте ИСЭИ плановый почасовой график сальдо обменов электроэнергией по МГЛЭП между ЕЭС России и ЭС центрального региона Монголии и плановый почасовой график сальдо обменов электроэнергией по межгосударственному сечению экспорта-импорта Россия – Монголия.

4. УПРАВЛЕНИЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИМИ РЕЖИМАМИ ПАРАЛЛЕЛЬНОЙ РАБОТЫ ЕЭС РОССИИ И ЭС ЦЕНТРАЛЬНОГО РЕГИОНА МОНГОЛИИ

4.1. Регулирование частоты и перетоков электрической энергии

4.1.1. Управление электроэнергетическим режимом работы энергосистем России и ЭС центрального региона Монголии осуществляется при соблюдении максимально допустимых перетоков в контролируемых сечениях, длительно допустимых токовых нагрузок и уровней напряжений на ЛЭП и оборудовании, определенных взаимосогласованными инструктивными материалами.

4.1.2. Поддержание частоты осуществляется согласованными действиями диспетчерского персонала ОАО «СО ЕЭС» и НДЦ Монголии.

4.1.3. ЦДУ обеспечивает регулирование частоты:

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

4.1.4. НДЦ Монголии обеспечивает регулирование сальдо перетоков мощности между ЕЭС России и ЭС центрального региона Монголии, как алгебраической суммы перетоков мощности по межгосударственным линиям электропередачи, с коррекцией по частоте, которая составляет 4% (четыре процента) мощности собственного потребления на 1% (один процент) отклонения частоты.

4.1.5. Среднечасовые значения электрической мощности планового почасового графика сальдо обменов электроэнергией по МГЛЭП между ЕЭС России и ЭС центрального региона Монголии 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.

4.2. Порядок согласования изменений планового почасового графика сальдо обменов электроэнергией по МГЛЭП между ЕЭС России и ЭС центрального региона Монголии², определение и регистрация инициатора возникших отклонений

4.2.1. Плановый почасовой график сальдо обменов электроэнергией по МГЛЭП между ЕЭС России и ЭС центрального региона Монголии может оперативно корректироваться диспетчерами Бурятского РДУ (по согласованию с ОДУ Сибири) и НДЦ Монголии с обязательной записью в диспетчерских журналах в следующих случаях:

- оказания аварийной взаимопомощи, при условии наличия договоров, регламентирующих порядок оказания аварийной взаимопомощи;
- изменений баланса электрической энергии (мощности) по причине непланового (аварийного) изменения эксплуатационного состояния оборудования, влияющего на межгосударственные перетоки, в одной из национальных энергосистем (части энергосистемы) – при условии наличия действующих договоров на все виды поставок электрической энергии;
- изменения почасовых объемов поставок электрической энергии по действующим договорам и/или в соответствии с правилами национальных рынков электрической энергии (мощности).

4.2.2. Бурятское РДУ и НДЦ Монголии заблаговременно оповещают друг друга о необходимых корректировках и осуществляют определение и регистрацию инициатив по корректировке планового почасового графика сальдо обменов по МГЛЭП электроэнергией между ЕЭС России и ЭС центрального региона Монголии.

4.2.3. Решение о корректировке планового почасового графика сальдо обменов электроэнергией между ЕЭС России и ЭС центрального региона Монголии по режимным условиям ЕЭС России доводится диспетчеру НДЦ Монголии (после согласования с ним) в виде диспетчерских команд на изменение перетоков мощности по МГЛЭП между ЕЭС России и ЭС центрального региона Монголии с указанием величины, часа суток и продолжительности изменения перетока.

4.2.4. Решение о корректировке планового почасового графика сальдо обменов электроэнергией по МГЛЭП между ЕЭС России и ЭС центрального региона Монголии по запросу диспетчера НДЦ Монголии доводится диспетчером Бурятского РДУ (после согласования с диспетчером ОДУ Сибири) до диспетчера НДЦ Монголии в виде согласований на изменение перетоков мощности по МГЛЭП между ЕЭС России и ЭС центрального региона Монголии с указанием величины и продолжительности изменения перетока.

² Здесь и далее по тексту рассматривается порядок согласования изменений только планового почасового графика сальдо обменов электроэнергией по МГЛЭП между ЕЭС России и ЭС центрального региона Монголии и не рассматривается порядок согласования изменений почасового графика сальдо обменов электроэнергией по межгосударственным сечениям экспорта-импорта Россия – Монголия.

4.2.5. Каждая корректировка почасового графика сальдо обменов электроэнергией по МГЛЭП между ЕЭС России и ЭС центрального региона Монголии регистрируется диспетчером Бурятского РДУ и квалифицируется по одному из видов инициатив: инициатива России (далее «ИВ») или инициатива Монголии (далее – «ИС»):

4.2.5.1. Отдача команды с регистрацией атрибута «ИВ» связана с невозможностью выполнить плановый почасовой график сальдо обменов электроэнергией по МГЛЭП между ЕЭС России и ЭС центрального региона Монголии из-за фактически складывающихся режимных условий в ЕЭС России. Команда с атрибутом «ИВ», опротестованная как неисполнимая со стороны НДЦ Монголии, не регистрируется в электронном журнале, и плановый почасовой график сальдо обменов электроэнергией по МГЛЭП между ЕЭС России и ЭС центрального региона Монголии остается неизменным. Если фактическое время отдачи команды отличается от заявленного, то в электронном журнале регистрируется фактическое время только в случае отсутствия возражений со стороны диспетчера НДЦ Монголии.

4.2.5.2. Регистрация команды с атрибутом «ИС» возможна только при наличии запроса диспетчера НДЦ Монголии на корректировку графика сальдо обменов электроэнергией по МГЛЭП между ЕЭС России и ЭС центрального региона Монголии и согласовании его с диспетчером Бурятского РДУ. При наличии запроса НДЦ Монголии, но отсутствии согласования со стороны диспетчера Бурятского РДУ, команда на изменение сальдо обменов с регистрацией «ИС» диспетчером Бурятского РДУ не регистрируется и не отдается. Если фактическое время изменения графика сальдо обменов электроэнергией отличается от согласованного ранее, то фактическое время регистрируется только при запросе о переносе времени со стороны диспетчера НДЦ Монголии и согласовании переноса со стороны диспетчера Бурятского РДУ.

4.2.6. В случае согласования диспетчерской заявки на изменение эксплуатационного состояния объекта диспетчеризации, при исполнении которой изменяется фактический график сальдо обменов электроэнергией по МГЛЭП между ЕЭС России и ЭС центрального региона Монголии в какие-либо часы суток, такое изменение должно быть произведено путем корректировки планового почасового графика сальдо обменов по МГЛЭП между ЕЭС России и ЭС центрального региона Монголии. Если при этом, в согласованной заявке в явном виде не указана величина, инициатива или период изменения сальдо ЕЭС России – ЭС центрального региона Монголии, то в таком случае диспетчер Бурятского РДУ должен установить параметры необходимые для отдачи и регистрации соответствующей команды путем оперативных переговоров с диспетчером НДЦ Монголии.

4.2.7. Регистрация изменения планового почасового графика сальдо обменов электроэнергией по МГЛЭП между ЕЭС России и ЭС центрального региона Монголии должна оформляться двумя типами команд:

- командами на изменение планового графика;
- командой возврата на плановый график.

Если имеет место изменение планового графика сальдо обменов электроэнергией, оформленное соответствующей командой с указанием соответствующей инициативы, то команда на возврат на плановый график должна быть зарегистрирована с указанием той же инициативы. Описание команд, регистрируемых диспетчером Бурятского РДУ при корректировке планового почасового графика сальдо обменов электроэнергией по МГЛЭП между ЕЭС России и ЭС центрального региона Монголии представлено в приложении 4 к настоящему Положению.

Команды на изменение планового почасового графика и команды возврата на плановый график регистрируются диспетчером Бурятского РДУ (после согласования с диспетчером ОДУ Сибири).

4.2.8. Команды/согласования диспетчера о корректировке планового почасового графика сальдо обменов электроэнергией по МГЛЭП между ЕЭС России и ЭС центрального региона Монголии передаются по диспетчерским каналам связи непосредственно диспетчеру заинтересованной стороны.

4.3. Порядок ведения оперативных переговоров

4.3.1. Оперативные переговоры разрешается вести диспетчерскому персоналу Бурятского РДУ и НДЦ Монголии, допущенному к ведению оперативных переговоров распоряжением соответствующего ДЦ.

4.3.2. Оперативные переговоры должны быть четкими и лаконичными. Оперативный язык должен исключать возможность неправильного или двойного понимания команд, разрешений, сообщений.

4.3.3. Оперативные переговоры по прямым диспетчерским каналам связи должны начинаться с сообщения фамилий ведущих оперативные переговоры. При проведении оперативных переговоров допускается только официальное обращение: по фамилии или по имени и отчеству.

4.3.4. Оперативные переговоры должны вестись технически грамотно. Объект диспетчеризации должен называться полностью согласно установленным диспетчерским наименованиям.

4.3.5. Оперативные переговоры автоматически фиксируются звукозаписывающим устройством и хранятся 3 года в ОАО «СО ЕЭС» и 1 год в НДЦ Монголии.

4.3.6. Оперативными переговорами считаются переговоры диспетчерского персонала, в которых:

- передается (принимается) информация о технологическом режиме работы и эксплуатационном состоянии объектов диспетчеризации (сообщение);
- отдаются (принимаются) команды и разрешения для изменения технологического режима работы и эксплуатационного состояния объектов диспетчеризации.

4.3.7. Каждая диспетчерская команда регистрируется диспетчерским центром с указанием следующих сведений:

- время, когда отдается команда;
- фамилия, инициалы и должность лица, давшего команду;
- фамилия, инициалы и должность лица, которому адресована команда;
- содержание команды;
- требуемое время исполнения команды, если команда отдается на изменение планового почасового графика сальдо обменов электроэнергией по МГЛЭП между ЕЭС России и ЭС центрального региона Монголии;
- наличие подтверждения получения команды.

4.3.8. Команда отдается чётко, конкретно, в повелительной форме, а разрешение в утвердительной форме. Выслушав команду (разрешение) диспетчер должен дословно повторить текст команды (разрешения) и получить подтверждение, что команда (разрешение) понята правильно. Правильность понимания отданной команды подтверждается диспетчером, отдавшим команду, словами «Правильно. Выполняйте».

4.3.9. При неясности полученной команды (разрешения) диспетчер, принимающий команду (разрешение), обязан переспросить ее. Диспетчеру запрещается исполнять непонятную для него команду.

4.3.10. Диспетчер, в ведении которого находится объект диспетчеризации, дает разрешение диспетчеру, в диспетчерском управлении которого находится объект диспетчеризации, на производство операций по изменению эксплуатационного состояния или технологического режима работы объекта диспетчеризации следующего содержания:

- фамилия лица, дающего разрешение;
- текущее время;
- наименование объекта электроэнергетики;
- диспетчерское наименование объекта диспетчеризации;
- содержание разрешения;
- дополнительные указания.

4.3.11. После принятия смены диспетчеры обмениваются между собой сообщениями об отклонениях от нормального режима и схемы сети, о наличии, объеме, месте размещения и возможности представления резерва мощности.

5. УПРАВЛЕНИЕ ОБОРУДОВАНИЕМ ОБЪЕКТОВ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ

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

5.1.1. Оборудование объектов электроэнергетики, принятых в эксплуатацию, может находиться в одном из следующих эксплуатационных состояний:

- работа;
- резерв;
- ремонт;
- консервация.

5.1.2. Изменение технологического режима работы или эксплуатационного состояния объектов диспетчеризации, а также проведение испытаний, независимо от наличия утвержденного плана ремонтов (годового, месячного), осуществляется путем оформления и подачи диспетчерской заявки.

5.1.3. Диспетчерские заявки подаются в соответствии с распределением объектов диспетчеризации по способу диспетчерского управления и ведения. Схемы прохождения диспетчерской заявки на изменение технологического режима работы или эксплуатационного состояния объектов диспетчеризации

ОАО «СО ЕЭС» и НДЦ Монголии (схема № 1) представлены в приложении 2 к настоящему Положению.

5.1.4. Диспетчерские заявки подаются в Бурятское РДУ в электронном виде в специализированный программный комплекс «Заявки» путем удаленного доступа к нему либо посредством собственного программного комплекса НДЦ Монголии, совместимого с ПК «Заявки». Допускается передача диспетчерских заявок по электронной почте или, в исключительных случаях, технологом ПК «Заявки» (диспетчером Бурятского РДУ) по факсу, с подтверждением получения заявки по телефону. Фамилиями ответственных лиц за передачу/прием заявок и адресами электронной почты (номерами факсов) Бурятское РДУ и НДЦ Монголии обмениваются в рабочем порядке.

5.1.5. Передача ответов на поданные диспетчерские заявки осуществляется посредством собственного программного комплекса или по электронной почте или факсу возвращением исходной формы поданной заявки с заполнением ячейки «Результаты рассмотрения» согласно решения по заявке, принятым главным диспетчером Бурятского РДУ или НДЦ Монголии, а также всех комментариев и указаний, которые сделаны в соответствующих полях в ходе рассмотрения заявки, с указанием инициатора изменений.

5.1.6. Вывод в ремонт каждого объекта диспетчеризации вне зависимости от совмещения работ на нескольких объектах диспетчеризации оформляется отдельной заявкой.

5.1.7. Ремонты, включенные в месячные графики ремонтов или графики технического обслуживания оформляются плановыми заявками:

- **ПЛ (плановые заявки)** – заявки на плановые работы, выполняемые в соответствии с утвержденными графиками ремонта и технического обслуживания объектов диспетчеризации.

5.1.8. Неплановые ремонты (не предусмотренные графиками ремонтов) оформляются срочными заявками. При этом, в соответствии с характером производимых работ, способом и сроками подачи, срочные заявки разделяются на неплановые, неотложные и аварийные:

- **НПЛ (неплановые заявки)** – заявки на проведение неплановых ремонтных работ, которые невозможно было предвидеть заранее (отсутствующие в утвержденных годовом и месячном графиках ремонтов) и необходимость которых возникла в процессе эксплуатации объектов диспетчеризации;
- **НО (неотложные заявки)** - заявки на неплановые ремонтные работы, 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.
- **АВ (аварийные заявки)** – заявки на неплановые ремонтные работы, выполняемые на объектах диспетчеризации, отключившихся действием устройств релейной защиты и автоматики или отключенные дежурным персоналом энергообъекта в соответствии с требованиями производственных инструкций, а также на устройствах, выведенных из работы автоматически или вручную дежурным персоналом из-за неисправности для предотвращения ложной работы.

5.1.9. Для заполнения макета заявки принимаются следующие условные обозначения:

Первичные, т. е. вновь оформленные заявки	ПЕРВ
Продление, т.е. продлевающие действие ранее поданных и разрешённых заявок, с указанием причины продления и нового срока окончания работ	ПРОД
Капитальный ремонт	КР
Средний ремонт	СР
Текущий ремонт	ТР
Неотложный ремонт	НР
Аварийный ремонт	АР
Холодный резерв	ХР
Консервация	КС

Включение в работу	ВКЛ
Заявленный режим работы (для объекта электроэнергетики (объекта диспетчеризации), находящегося в работе, или режима работы электрической сети)	ЗРР
Испытание	ИСП
Охранное напряжение	ОхН
Резерв	РЕЗ
Вынужденный простой	ВПр
Демонтаж	ДЕМ
Реконструкция	РЕК
Безопасное выполнение работ	БВР

5.1.10. В Таблице 3 приведен регламент взаимной подачи, проработки, рассмотрения и согласования плановых заявок Бурятским РДУ и НДЦ Монголии.

Таблица 3

День недели	Прием заявок на	Время приема	Время передачи ответов
Понедельник	Пятницу	8 ³⁰ - 15 ⁰⁰	на среду 16 ³⁰ - 17 ³⁰
Вторник	Субботу, воскресенье, понедельник	8 ³⁰ - 15 ⁰⁰	на четверг 16 ³⁰ - 17 ³⁰
Среда	Вторник	8 ³⁰ - 15 ⁰⁰	на пятницу 16 ³⁰ - 17 ³⁰
Четверг	Среду	8 ³⁰ - 15 ⁰⁰	суббота, воскресенье, понедельник 16 ³⁰ - 17 ³⁰
Пятница	Четверг	8 ⁰⁰ - 15 ⁰⁰	на вторник 15 ³⁰ - 16 ⁰⁰

Сроки подачи заявок на праздничные дни и первый после праздника рабочий день устанавливаются по согласованию между Бурятским РДУ и НДЦ Монголии заблаговременно.

5.1.11. Срочные заявки для проведения неотложных и аварийных ремонтов разрешается подавать в любое время суток непосредственно диспетчеру Бурятского РДУ и НДЦ Монголии, в диспетчерском управлении или ведении которого находится отключаемое оборудование.

5.1.12. Бурятское РДУ и НДЦ Монголии рассматривают срочные заявки на неотложный ремонт незамедлительно после их получения с точки зрения подготовки режима для их реализации. Заявка может быть согласована либо в просимый срок, либо в другой срок с учётом необходимости создания условий реализации заявки (прохождение максимума нагрузок, мобилизация резерва, включение оборудования из резерва, ремонта и т.п.).

5.1.13. Поданная срочная заявка на проведение аварийного ремонта 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 срочная заявка на проведение аварийного ремонта учитывается при рассмотрении плановых и других срочных заявок на весь срок аварийного ремонта. При невозможности обеспечения требований нормативных документов, положений и производственных инструкций вследствие 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.

5.1.14. При рассмотрении срочной заявки на проведение аварийного (неотложного) ремонта необходимо исключать из перечня ремонтно-восстановительных работ все работы, которые не связаны с аварийным (неотложным) ремонтом и увеличивают срок работ сверх необходимого для аварийного (неотложного) ремонта.

5.1.15. 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. Заявка на продление ремонта должна оформляться:

- как неплановая, если она подана в соответствии с регламентом подачи и проработки заявок;
- как неотложная, если заявка подана с нарушением регламента подачи и проработки заявок;
- как аварийная, если продление ремонта по инициативе эксплуатирующей организации приводит к ограничениям или отключениям потребителей, перерасходу гидроресурсов и других видов топлива из-за вынужденного отклонения генерации от диспетчерского графика.

5.1.16. Заявки на проведение испытаний, включение нового объекта диспетчеризации должны подаваться в сроки подачи плановых заявок и должны содержать указание на применение программы испытаний. Программа испытаний должна быть утверждена главным диспетчером ДЦ, подавшего заявку или техническим руководителем эксплуатирующей организации, в управлении

оперативного персонала которой находится данное оборудование. Программа испытаний должна подаваться в ДЦ не менее чем за 7 дней до начала испытаний.

5.1.17. При включении в работу нового оборудования СДТУ, при изменении схем организации связи с переключением каналов, обеспечивающих оперативно-диспетчерскую и технологическую связь персонала диспетчерских центров между собой и энергообъектами, функционирование систем сбора и передачи информации для АРЧМ, АСДУ, должны выполняться мероприятия, исключающие перерывы в работе действующих каналов связи. Не допускается одновременный вывод из работы основных и резервных каналов диспетчерской телефонной связи, каналов телемеханики, ОИК и АРЧМ.

5.1.18. Работы на ЛЭП и ее оборудовании (в том числе работы на грозозащитных тросах), проводимые под напряжением, должны выполняться по заявкам, подаваемым в соответствии с регламентом. При необходимости в заявке указываются меры для безопасного производства работ.

5.1.19. Заявка на производство работ на ЛЭП, находящейся под наведенным напряжением, должна содержать режим заземления, обеспечивающий безопасное проведение работ и указание на применение соответствующей программы переключений.

5.1.20. Заявка может содержать указание на необходимость включения в работу объекта диспетчеризации на определённый срок в пределах разрешённого срока заявки.

5.1.21. Заявкой определяется срок аварийной готовности – время, в пределах которого отключенный в ремонт (резерв) объект диспетчеризации должен быть подготовлен к включению в работу по команде/разрешению диспетчера диспетчерского центра, в чьем диспетчерском управлении /ведении он находится.

5.1.22. Период выполнения операций, связанных с выводом в ремонт и включением в работу объекта диспетчеризации, включается в срок ремонта данного объекта диспетчеризации. Если по какой-либо причине объект диспетчеризации не был отключен в указанные в заявке сроки, дата и время его включения остаются прежними. Продление срока ремонта объекта диспетчеризации осуществляется на основании соответствующей заявки.

5.1.23. Заявка на ограничение допустимого перетока по контролируемому/регулируемому диспетчером Бурятского РДУ/НДЦ Монголии сечению, вызванное ремонтом объекта диспетчеризации, не находящегося в диспетчерском ведении диспетчера Бурятского РДУ/НДЦ Монголии, подается в Бурятского РДУ/НДЦ Монголии как заявка на заявленный режим работы (ЗРР). Заявка должна содержать величину снижения допустимого перетока в контролируемом/регулируемом сечении, причину, вызвавшую ограничение, срок аварийной готовности.

5.1.24. Изменение технологического работы или эксплуатационного состояния оборудования связи между диспетчерскими центрами ЕЭС России и ЭС центрального региона Монголии и оборудования телемеханики, необходимых

для организации замеров и трансляции их в объемах, приведенных в приложении 3, оформляется диспетчерской заявкой.

5.1.25. Заявки на объекты диспетчеризации, находящиеся в диспетчерском управлении или ведении Бурятского РДУ/НДЦ Монголии согласовываются главным диспетчером Бурятского РДУ/НДЦ Монголии или лицом его замещающим.

5.1.26. Заявка может быть разрешена в просимый или измененный срок, принята к сведению (только для аварийных заявок, а также неотложных заявок, реализация которых приводит к необходимости отключения потребителей, вынужденным режимам работы, перерасходу гидроресурсов и резервных видов топлива, срыву плановых ремонтов) или отказана с указанием конкретных причин.

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

5.1.28. При проработке плановых заявок технологическими службами ДЦ должны учитываться:

- соответствие заявки утвержденному месячному графику ремонтов ЛЭП, основного оборудования станций и подстанций, годовым графикам технического обслуживания устройств РЗА;
- 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 ЭС центрального региона Монголии;
- находящиеся в работе устройства РЗА;
- режимные условия действующих и разрешенных заявок;
- наличие типовых и разовых программ переключений и ссылка на них;
- реальность сроков аварийной готовности;
- надежность параллельной работы ЕЭС России и ЭС центрального региона Монголии при всей совокупности выполняемых в это же время работ по заявкам;
- дополнительные условия разрешения заявок: включение в работу объекта диспетчеризации, выполнение дополнительных режимных мероприятий и т.п.

5.1.29. При невозможности согласования проведения работ в запрашиваемые заявкой сроки, рассматривается, и по возможности предлагается ближайший возможный срок её реализации. Отличный от указанного в заявке срок согласовывается с ДЦ, в диспетчерском управлении или ведении которых находится рассматриваемый объект диспетчеризации. При отсутствии

возможности реализации заявки, она не согласовывается с указанием причины не согласования.

5.1.30. Проработка срочных заявок на неотложный ремонт производится технологическими службами ДЦ в кратчайший срок. При проработке заявок дополнительно определяется:

- неотложность отключения;
- возможность, условия и длительность работы объекта диспетчеризации, на который оформляется срочная заявка на неотложный ремонт.

5.1.31. Ответы и согласования на срочные заявки на неотложный ремонт сообщаются в любое время суток непосредственно диспетчерскому персоналу, в диспетчерском управлении или ведении которого находится отключаемый объект диспетчеризации.

5.1.32. Ответ на заявку должен содержать:

- согласованные сроки;
- полное содержание заявки, включая указания, замечания, дополнения, внесенные при проработке заявки всеми ДЦ;
- в случае не согласования заявки – причину не согласования, ориентировочный срок, когда возможно проведение работ (для плановых заявок);
- фамилию лица, согласовавшего, не согласовавшего, принявшего к сведению заявку.

Независимо от наличия согласованной заявки, изменение эксплуатационного состояния или технологического режима работы объекта диспетчеризации, находящегося в диспетчерском управлении диспетчера Бурятского РДУ/НДЦ Монголии производится по команде диспетчера в соответствии с программой переключений.

5.1.33. Независимо от наличия согласованной заявки, изменение эксплуатационного состояния или технологического режима работы объекта диспетчеризации, находящегося в диспетчерском ведении диспетчера Бурятского РДУ/НДЦ Монголии, производится после их согласования, полученного непосредственно перед началом переключений.

5.1.34. На всё время заявки, а также перед отключением объекта диспетчеризации величины перетоков в контролируемых сечениях не должны превышать величины указанной в заявке.

5.1.35. Не допускается замена объекта производства работ, характер и условия работ, указанных в заявке.

5.1.36. По решению диспетчеров Бурятского РДУ/НДЦ Монголии в случае незапланированного изменения схемы сети (незапланированный вывод из работы объекта диспетчеризации), невозможности выполнения указаний в заявке, ухудшении метеоусловий или по другой причине, вывод из работы (включение в работу) объекта диспетчеризации по согласованной заявке может быть задержан или отменен. В этом случае диспетчеры Бурятского РДУ и НДЦ Монголии обязаны уведомить о своем решении друг друга.

5.1.37. Заявки на аварийный и неотложный ремонт объекта диспетчеризации, находящегося в диспетчерском управлении или ведении диспетчера Бурятского РДУ/НДЦ Монголии могут быть согласованы ими в пределах своей смены самостоятельно. Согласование на более длительный срок должно быть дано главным диспетчером Бурятского РДУ/НДЦ Монголии (или лицом его замещающим).

5.1.38. Заявка на вывод в ремонт открывается:

- для ЛЭП – временем разрыва транзита по ЛЭП;
- для электротехнического оборудования – временем снятия напряжения с объекта диспетчеризации;
- для устройств РЗА – временем подтверждения дежурным персоналом энергообъекта о выполнении всех технических мероприятий по выводу объекта диспетчеризации в ремонт в соответствии с характером проводимых работ.

5.1.39. Заявки на ремонт оборудования ЛЭП (в том числе грозозащитных тросов), проводимый без снятия напряжения и вывода ЛЭП в ремонт, открываются временем сообщения уполномоченного лица, имеющего право выдачи разрешения на подготовку рабочих мест и на допуск, диспетчеру, в диспетчерском управлении которого находится ЛЭП, о допуске бригады к работе.

Временем закрытия заявки считается время сообщения уполномоченного лица, имеющего право на выдачу разрешения на подготовку рабочих мест и на допуск, диспетчеру, в диспетчерском управлении которого находится ЛЭП, об окончании работ и удалении бригады и механизмов с рабочего места.

5.1.40. При выводе объекта диспетчеризации в ремонт из резерва, началом ремонта считается время, указанное диспетчером в разрешении на вывод в ремонт.

5.1.41. Заявка на ремонт объектов диспетчеризации закрывается:

- для ЛЭП – временем включения ЛЭП в транзит (под нагрузку);
- электротехнического оборудования – временем включения объекта диспетчеризации под напряжение;
- устройств РЗА – временем подтверждения дежурным персоналом энергообъекта о выполнении всех технических мероприятий, обеспечивающих готовность к выполнению объектом диспетчеризации своих функций.

5.2. Порядок производства переключений на межгосударственных ЛЭП

5.2.1. Все переключения на МГЛЭП, кроме переключений в условиях нарушения нормального режима, должны производиться согласно заранее поданным и разрешенным заявкам с обязательным использованием типовых

(разовых) программ переключений.

5.2.2. Переключения по выводу (включению) МГЛЭП, а также операции с отдельными выключателями и разъединителями должны производиться с подготовкой режима во избежание нарушения нормального режима параллельной работы ЕЭС России и ЭС центрального региона Монголии и работы устройств противоаварийной автоматики при возможном повреждении коммутационных аппаратов во время производства переключений.

5.2.3. Все переключения, производимые диспетчером Бурятского РДУ и НДЦ Монголии, по выводу в ремонт (резерв) и включению в работу МГЛЭП, находящихся в его диспетчерском управлении, относятся к сложным переключениям и проводятся по программам переключений (типовым, разовым), разработанным ДЦ, в диспетчерском управлении которого находится МГЛЭП и согласованным ДЦ в операционной зоне которых находится объект электроэнергетики оперативный персонал которого производит переключения.

5.2.4. В состав каждой типовой программы переключений должны быть включены следующие разделы:

5.2.4.1. Цель выполнения переключений (вывод МГЛЭП в ремонт или включение в работу).

5.2.4.2. Условия выполнения переключений:

- схема сети (указывается наличие или отсутствие наведенного напряжения);
- схемы объектов переключений (указываются включенные и отключенные коммутационные аппараты на объектах с обязательным указанием их диспетчерских наименований).

5.2.4.3. Мероприятия по подготовке к выполнению переключений:

- организационные: доклад оперативного и диспетчерского персонала, участвующего в производстве переключений, о готовности к производству переключений; согласование вывода/включения МГЛЭП в ремонт/работу с оперативным и диспетчерским персоналом, в ведении которого они находятся;
- технические: распоряжение на подготовку режима с указанием наименования сечений и ЛЭП, входящих в них, величины максимально допустимого перетока, прочие распоряжения на выполнение режимных указаний (генерация электростанций, дефицит районов и др).

5.2.4.4. Порядок и последовательность выполнения операций (объект переключений, операции с коммутационными аппаратами, устройствами РЗА с указанием их диспетчерского наименования. В случае возможности одновременного выполнения операций на разных объектах переключений указываются пункты программы, которые допускается выполнять одновременно).

5.2.4.5. Контроль соответствия фактического режима в созданной схеме инструктивным указаниям (наименования сечений, входящих в них МГЛЭП, величина максимально допустимого перетока, прочие режимные условия).

5.2.4.6. Мероприятия по обеспечению безопасности проведения работ (указывается конкретный порядок организации безопасного проведения работ на каждой линии и перечень мероприятий, включающий в себя подтверждение лицу, выдающему разрешение на подготовку рабочих мест и допуск к работе, о выполнении необходимых предварительных операций по отключению, заземлению ВЛ и переключениям во вторичных цепях. Кроме того, лицу, выдающему разрешение на подготовку рабочих мест и допуск к работе, сообщается время и дата окончания работ, срок аварийной готовности включения в работу МГЛЭП).

5.2.4.7. Фиксация времени отдачи (выполнения) команд: (указывается время отдачи (выполнения) команды).

5.2.4.8. Персонал, участвующий в выполнении переключений: указывается наименование ДЦ (объекта), фамилия, инициалы диспетчера (оперативного персонала объекта), его должность.

5.2.4.9. Схема организации ремонтных работ включает в себя порядок взаимодействия диспетчерского и дежурного персонала при передаче сообщения о произведенных мероприятиях, разрешения на подготовку рабочего места и на допуск к работам, команды на производство переключений (пример оформления схемы организации ремонтных работ представлен в приложении 5 к настоящему Положению).

5.2.5. На всё время заявки, а также перед отключением МГЛЭП величины перетоков в контролируемых сечениях должны соответствовать указаниям к заявке.

5.2.6. В целях предупреждения поломки фарфоровой изоляции коммутационных аппаратов не рекомендуется производить плановые переключения при пониженных температурах окружающей среды. При необходимости выполнения переключений следует уточнять на местах, при какой температуре окружающего воздуха разрешается вести переключения. Не рекомендуется производить плановые переключения при резких колебаниях температуры окружающего воздуха (более 15°C) с переходом через 0°C.

5.2.7. Все операции с разъединителями проводятся при введенных в работу быстродействующих релейных защитах и УРОВ.

5.2.8. Диспетчер, в диспетчерском управлении которого находится МГЛЭП, должен подтвердить возможность производства переключений в указанный в заявке срок и согласовать с диспетчером, в операционной зоне которого находится объект электроэнергетики, оперативный персонал которого ведет переключения, время начала производства переключений:

- по выводу в ремонт (включению в работу) МГЛЭП - не менее чем за два часа до указанного в заявке времени;
- по выводу в ремонт (включению в работу) оборудования, связанному с отключением (включением) МГЛЭП - не менее чем за два часа до указанного в заявке времени;

- по выводу в ремонт (включению в работу) оборудования, не связанному с отключением (включением) МГЛЭП - не менее чем за час до указанного в заявке времени.

5.2.9. После производства переключений по выводу из работы МГЛЭП, диспетчер в диспетчерском управлении которого она находится подтверждает диспетчеру, участвующему в переключениях, выполнение необходимых предварительных мероприятий по отключению, заземлению переключению во вторичных цепях линии, устанавливает время до которого разрешена работа и срок аварийной готовности, указанные в разрешённой заявке.

5.2.10. Включение МГЛЭП в работу производится после получения подтверждения от эксплуатирующей МГЛЭП организации о полном окончании работ всеми бригадами, допущенными на МГЛЭП и подтверждения от оперативного персонала подстанций (электростанций) об окончании работ на участке МГЛЭП в пределах подстанции (электростанции) и о готовности участка МГЛЭП в пределах подстанции (электростанции) к постановке под напряжение.

5.2.11. Операции с МГЛЭП производятся по команде диспетчера, в диспетчерском управлении которого находится МГЛЭП, после получения разрешения диспетчера(ов) ДЦ, в диспетчерском ведении которого(ых) находится МГЛЭП.

6. ПОРЯДОК ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ И ЛИКВИДАЦИИ НАРУШЕНИЙ НОРМАЛЬНОГО РЕЖИМА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЧАСТИ ЭНЕРГОСИСТЕМ

6.1. Порядок предотвращения и ликвидации нарушений нормального режима электрической части энергосистем России и ЭС центрального региона Монголии установлен «Инструкцией по режимам работы и ликвидации аварий на электропередаче 220 кВ Селендума - Дархан и ее оборудовании».

6.2. Место повреждения и зону обхода ЛЭП определяет диспетчер в диспетчерском управлении которого находится ЛЭП.

6.3. Устанавливается следующий порядок расчета места повреждения и зоны обхода при отключении ЛЭП:

- получить от диспетчера зарубежной энергосистемы данные всех фиксирующих приборов объекта электроэнергетики зарубежной энергосистемы, к которому присоединяется ЛЭП;
- с учетом полученных данных, выполнить расчет и определить место повреждения и зону обхода ЛЭП;
- сообщить диспетчеру зарубежной энергосистемы расчетное место повреждения, зону обхода и данные всех фиксирующих приборов объекта электроэнергетики своей операционной зоны.

6.4. Организация обхода ЛЭП (выдача команды на обход) после получения расчетных данных производится соответствующим диспетчерским центром незамедлительно. Обход ЛЭП производится эксплуатирующими организациями в срок, установленный местными документами.

6.5. После получения результата обхода диспетчеры в обязательном порядке обмениваются следующей информацией:

- время отдачи команды на осмотр;
- ориентировочное время начала осмотра;
- фактическое время начала осмотра;
- результаты обхода, с указанием характера обнаруженного повреждения, места повреждения и ориентировочное время восстановительных работ.

6.6. Вся информация записывается диспетчером в журнале.

ПРИЛОЖЕНИЕ 1

**Перечень распределения объектов диспетчеризации ОАО «СО ЕЭС» и НДЦ
Монголии по способу управления (ведения)**

1. ЛЭП и их устройства РЗА

В данном разделе под понятием «устройства РЗА» понимаются устройства РЗА, УРОВ, соответствующих ЛЭП.

№ п.п.	Диспетчерское наименование ЛЭП (сокращенное диспетчерское наименование ЛЭП)	Управление	Ведение	
			ЛЭП	Устройства РЗА
1	2	3	4	5
1.1. ЛЭП 220 кВ				
1.1.1.	ВЛ 220 кВ Селендума – Дархан (СД-257)	Бурятское РДУ	НДЦ Монголии	НДЦ Монголии
1.1.2.	ВЛ 220 кВ Селендума – Дархан (СД-258)	Бурятское РДУ	НДЦ Монголии	НДЦ Монголии
1.1.3.	Разрыв электропередачи (две цепи) 220 кВ Гусиноозерская ГРЭС – Селендума (ГС-255, ГС-256)	Бурятское РДУ	НДЦ Монголии ЦДУ ОДУ Сибири	-
1.1.4.	Разрыв электропередачи (две цепи) 220 кВ Селендума – Дархан (СД-257, СД-258)	Бурятское РДУ	НДЦ Монголии ЦДУ ОДУ Сибири	-

2. Оборудование объектов электроэнергетики, устройства РЗА

№ п.п.	Диспетчерское наименование объекта диспетчеризации	Управление	Ведение	
			Оборудование	Устройство РЗА
1	2	3	4	5
2.1. ПС 220 кВ Селендума				
2.1.1.	1 сш 220 кВ, 2 сш 220 кВ, ОСШ-220 кВ	ПС Селендума	Бурятское РДУ НДЦ Монголии	Бурятское РДУ
2.1.2.	СВ 220, ОВ 220	ПС Селендума	Бурятское РДУ НДЦ Монголии	Бурятское РДУ
2.1.3.	В-257, В-258	ПС Селендума	Бурятское РДУ НДЦ Монголии	
Прочее				
2.1.4.	Приборы учета ВЛ 220 кВ Селендума – Дархан (СД-257, СД-258)	ПС Селендума	Бурятское РДУ НДЦ Монголии	
2.2. ПС 220 кВ Дархан				
2.2.1.	Приборы учета ВЛ 220 кВ Селендума – Дархан (СД-257, СД-258)	ПС Дархан	Бурятское РДУ (инф. ведение) НДЦ Монголии	
2.2.2.	Приборы учета ВЛ 220 кВ Селендума – Дархан (СД-257, СД-258)	ПС Дархан	Бурятское РДУ (инф. ведение) НДЦ Монголии	

3. Противоаварийная и режимная автоматика

№ п.п.	Диспетчерское наименование объекта диспетчеризации	Управление	Ведение
1	2	3	4
3.1.1.	АОПН ВЛ 220 кВ Селендума – Дархан (СД-257, СД-258) ПС Селендума	Бурятское РДУ	НДЦ Монголии
3.1.2.	АЛАР ВЛ 220 кВ Селендума – Дархан (СД-257, СД-258) ПС Селендума	Бурятское РДУ	НДЦ Монголии
3.1.3.	Делительная автоматика от перегрузки электропередачи (СД-257, СД-258) Бурятия – Монголия ПС Селендума	Бурятское РДУ	НДЦ Монголии ЦДУ ОДУ Сибири
3.1.4.	Делительная автоматика по частоте и перетоку (ВЛ-257, ВЛ-258) ПС Дархан	НДЦ Монголии	Бурятское РДУ

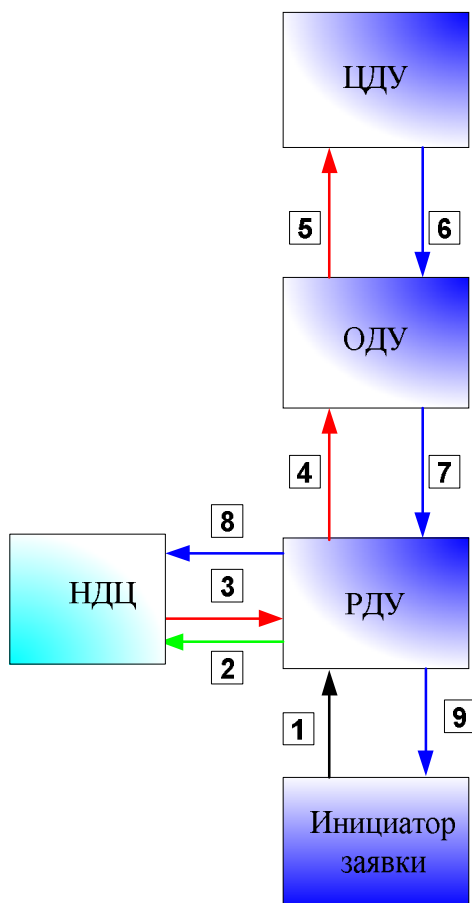
4. СДТУ

№ п.п.	Наименование объекта диспетчеризации	Управление	Ведение
1	2	3	4
4.1.	Основные и резервные каналы связи диспетчерского взаимодействия на направлении Бурятское РДУ – НДЦ Монголии	Дежурный персонал по связи эксплуатирующих организаций, участвующих в организации и предоставлении данных каналов	Бурятское РДУ НДЦ Монголии
4.2.	УТМ ПС Селендума	ФСК	Бурятское РДУ
4.3.	УТМ ПС Дархан		НДЦ Монголии

ПРИЛОЖЕНИЕ 2

Схема № 1

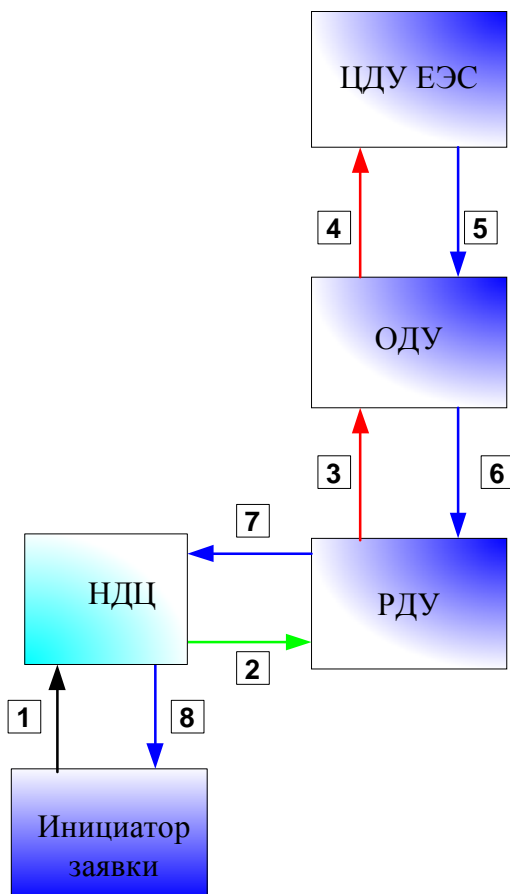
Схема прохождения диспетчерской заявки на изменение технологического режима работы или эксплуатационного состояния объекта диспетчеризации ЦДУ и НДЦ Монголии, расположенного на территории Российской Федерации



- ← - подача исходной диспетчерской заявки;
- ← - передача диспетчерской заявки для согласования;
- ← - передача согласованной/не согласованной диспетчерской заявки;
- ← - передача разрешенной/отказанной диспетчерской заявки;

4 - номер очередности операции, которая может быть выполнена только после завершения всех операций с меньшим номером;

Схема прохождения диспетчерской заявки на изменение технологического режима работы или эксплуатационного состояния объекта диспетчеризации ЦДУ ЕЭС и НДЦ Монголии, расположенного на территории Монголии



← - подача исходной диспетчерской заявки;

← - передача диспетчерской заявки для согласования;

← - передача согласованной/не согласованной диспетчерской заявки;

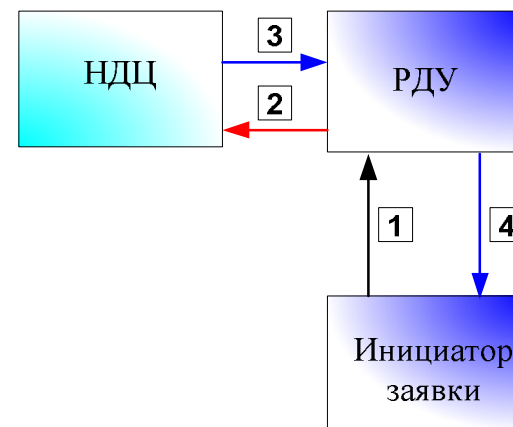
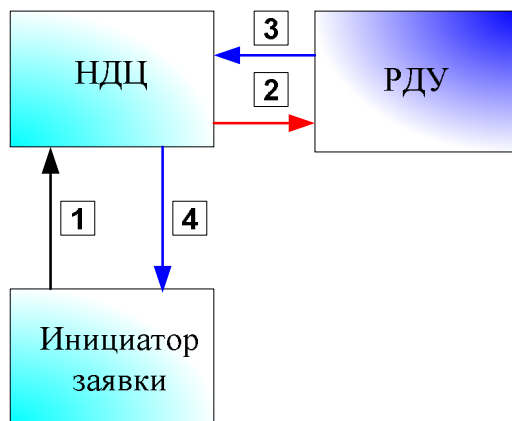
← - передача разрешенной/отказанной диспетчерской заявки;

4 - номер очередности операции, которая может быть выполнена только после завершения всех операций с меньшим номером;

Схема прохождения диспетчерской заявки на изменение технологического режима работы или эксплуатационного состояния объекта диспетчеризации Филиала ОАО «СО ЕЭС» Бурятское РДУ и НДЦ Монголии

Объект диспетчеризации расположен на территории Монголии

Объект диспетчеризации расположен на территории России



← - подача исходной диспетчерской заявки;

← - передача согласованной/не согласованной диспетчерской заявки;

← - передача разрешенной/отказанной диспетчерской заявки;

4 - номер очередности операции, которая может быть выполнена только после завершения всех операций с меньшим номером;

ПРИЛОЖЕНИЕ 3

Направления диспетчерского взаимодействия (передачи диспетчерских команд и разрешений) и перечень телеинформации, передаваемой между диспетчерскими центрами ОАО «СО ЕЭС» и НДЦ Монголии

1. Диспетчерские команды и разрешения на изменение технологического режима работы и эксплуатационного состояния объектов диспетчеризации отдаются диспетчерскими центрами ОАО «СО ЕЭС» и НДЦ Монголии по диспетчерским каналам связи, согласно таблице 1

Таблица 1

№ п.п.	Наименование диспетчерского центра	
	от ОАО «СО ЕЭС»:	от НДЦ Монголии:
1.	Бурятское РДУ	НДЦ Монголии

2. Необходимый перечень параметров телеизмерений и телесигнализации, ретранслируемых между диспетчерскими центрами ОАО «СО ЕЭС» и НДЦ Монголии приведены в таблице 2 настоящего Приложения

Перечень точек измерения и состава телеинформации для обмена между ОАО «СО ЕЭС» и НДЦ Монголии

**Перечень точек измерения и состава передаваемой в ДЦ Бурятского РДУ телеинформации
подстанция Дархан**

№	Диспетчерское наименование элемента схемы энергообъекта (точка измерения ТИ, ТС)	Необходимые ТИ, ТС	Первоочередные ТИ, ТС в рамках существующей ССПИ	Признак передачи в диспетчерский центр	Примечание
1	2	3	4	5	6
1	В-257	P, Q, I, ТС		Бурятское РДУ	
2	В-258	P, Q, I, ТС		Бурятское РДУ	
3	СВ-220	P, Q, I, ТС		Бурятское РДУ	
4	Р-1	Q, ТС		Бурятское РДУ	
5	Р-2	Q, ТС		Бурятское РДУ	
6	1 сш. 220 кВ	U, F		Бурятское РДУ	
7	2 сш. 220 кВ	U, F		Бурятское РДУ	
8	Температура	T		Бурятское РДУ	

**Перечень точек измерения и состава передаваемой в ДЦ Монголии телеинформации
подстанция Селендума**

№	Диспетчерское наименование элемента схемы энергообъекта (точка измерения ТИ, ТС)	Необходимые ТИ, ТС	Первоочередные ТИ, ТС в рамках существующей ССПИ	Признак передачи в диспетчерск ий центр	Примечание
1	2	3	4	5	6
1	В-255	P, Q, I, TC		НДЦ Монголии	
2	В-256	P, Q, I, TC		НДЦ Монголии	
3	В-257	P, Q, I, TC		НДЦ Монголии	
4	В-258	P, Q, I, TC		НДЦ Монголии	
5	ОВ-220	P, Q, I, TC		НДЦ Монголии	
6	СВ-220	P, Q, I, TC		НДЦ Монголии	
7	1 сш. 220 кВ	U, F		НДЦ Монголии	
8	2 сш. 220 кВ	U, F		НДЦ Монголии	
9	Температура	T		НДЦ Монголии	

ПРИЛОЖЕНИЕ 4

Команды, регистрируемые диспетчером ОАО «СО ЕЭС» при корректировке планового почасового графика сальдо обмена электроэнергией по МГЛЭП между ЕЭС России и ЭС центрального региона Монголии.

Формулировка команды	Инициатива	Причина отклонения
1	2	3
Работать по плановому графику сальдо перетоков ¹	ИВ	Работа по плановому графику
	ИС	
Работать по сальдо перетоков «N» ² МВт	ИВ	Внеплановое изменение генерации
		Ограничения по электрической сети
		Ограничения по энергоресурсу
		Отклонение по потреблению
		Изменение импорта/экспорта
		Создание регулировочного диапазона ГЭС
		Регулирование частоты
		Включение/отключение межгосударственных линий

¹ под плановым графиком здесь и далее понимается плановый график сальдо обменов электроэнергией по МГЛЭП между ЕЭС России и ЭС центрального региона Монголии

² «N» задается со знаком

Формулировка команды	Инициатива	Причина отклонения
1	2	3
		электропередачи с согласованием сальдо перетоков
	ИС	Согласованное ОАО «СО ЕЭС» изменение заданного графика сальдо перетоков по запросу НДЦ Монголии Включение/отключение межгосударственных линий электропередачи с согласованием сальдо
Работать с отклонением «N»² МВт от планового графика сальдо перетоков	ИВ	Внеплановое изменение генерации
		Ограничения по электрической сети
		Ограничения по энергоресурсу
		Отклонение по потреблению
		Изменение импорта/экспорта
		Создание регулировочного диапазона ГЭС
		Регулирование частоты
	ИВ	Включение/ отключение межгосударственных линий электропередачи с согласованием сальдо перетоков
	ИС	Согласованное ОАО «СО ЕЭС» изменение заданного графика сальдо перетоков по запросу НДЦ Монголии
		Включение/ отключение межгосударственных линий электропередачи с согласованием сальдо перетоков

² «N» задается со знаком

СХЕМА ОРГАНИЗАЦИИ РЕМОНТНЫХ РАБОТ НА ВЛ-258 СЕЛЕНДУМА-ДАРХАН

