УТВЕРЖДАЮ

Исполнительный директор
КОО «НДЦ»

_____ Г. Балжинням

«09» ноября 2026 г.

УТВЕРЖДАЮ

Первый заместитель
Председателя Правления
АО «СО ЕЭС»

_____ С. А. Павлушко

«__» ноября 2026 г.

ПОЛОЖЕНИЕ
об организации оперативно-диспетчерского управления параллельной работой ЕЭС России и энергосистемы центрального региона Монголии

2026

ОГЛАВЛЕНИЕ

1. ТЕРМИНЫ И СОКРАЩЕНИЯ 3
2. ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ 9
3. ПЛАНИРОВАНИЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЕЖИМОВ ПАРАЛЛЕЛЬНОЙ РАБОТЫ ЕЭС РОССИИ И ЭС ЦР МОНГОЛИИ 11
4. ПОРЯДОК ВЗАИМООТНОШЕНИЙ ПО ВОПРОСАМ ЭКСПЛУАТАЦИИ УСТРОЙСТВ РЗА 12
5. УПРАВЛЕНИЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИМИ РЕЖИМАМИ ПАРАЛЛЕЛЬНОЙ РАБОТЫ ЕЭС РОССИИ И ЭС ЦР МОНГОЛИИ 14
6. ПОРЯДОК ВЕДЕНИЯ ОПЕРАТИВНЫХ ПЕРЕГОВОРОВ 15
7. ПОРЯДОК ОФОРМЛЕНИЯ, ПОДАЧИ, РАССМОТРЕНИЯ И СОГЛАСОВАНИЯ ДИСПЕТЧЕРСКИХ ЗАЯВОК 17
8. ПОРЯДОК ПРОИЗВОДСТВА ПЕРЕКЛЮЧЕНИЙ НА МГЛЭП 17
9. ПОРЯДОК ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ И ЛИКВИДАЦИИ НАРУШЕНИЙ НОРМАЛЬНОГО РЕЖИМА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЧАСТИ ЕЭС РОССИИ И ЭС ЦР МОНГОЛИИ 17
10. ПРОЧИЕ ПОЛОЖЕНИЯ 17
11. ПЕРЕЧЕНЬ ПРИЛОЖЕНИЙ 18
Приложение № 1 19
Приложение № 2 24
Приложение № 3 27
Приложение № 4 29
Приложение № 5 34
Приложение № 6 35
Приложение № 7 48

1. ТЕРМИНЫ И СОКРАЩЕНИЯ

Диспетчерский персонал (диспетчер) – работники субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике (диспетчеры), уполномоченные при осуществлении оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике от имени субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике отдавать обязательные для исполнения диспетчерские команды и разрешения или осуществлять изменение технологического режима работы и эксплуатационного состояния объектов диспетчеризации, непосредственно воздействуя на них с использованием средств дистанционного управления, при управлении электроэнергетическим режимом энергосистемы.

Диспетчерская заявка (заявка) – документ, в котором оформляется ответственное намерение эксплуатирующей организации изменить технологический режим работы или эксплуатационное состояние объекта диспетчеризации.

Диспетчерская команда (команда) – указание совершить (воздержаться от совершения) конкретное действие (действия), связанное с управлением технологическими режимами работы и эксплуатационным состоянием объектов электроэнергетики или энергопринимающих установок потребителей электрической энергии, оборудования и устройств, выдаваемое диспетчерским персоналом по каналам связи диспетчерскому персоналу нижестоящего или смежного диспетчерского центра или оперативному персоналу субъекта электроэнергетики, потребителя электрической энергии.

Диспетчерское разрешение (разрешение) – разрешение совершить (воздержаться от совершения) конкретное действие (действия), связанное с изменением технологического режима работы и эксплуатационного состояния объектов электроэнергетики или энергопринимающих установок потребителей электрической энергии, оборудования и устройства, выдаваемое диспетчерским персоналом по каналам связи диспетчерскому персоналу другого диспетчерского центра либо оперативному персоналу субъекта электроэнергетики, потребителя электрической энергии.

Диспетчерское управление – организация управления электроэнергетическим режимом энергосистемы, при которой технологический режим работы или эксплуатационное состояние объектов электроэнергетики, энергопринимающих установок потребителей электрической энергии, оборудования и устройств изменяются только по диспетчерской команде диспетчера соответствующего диспетчерского центра или путем непосредственного воздействия на технологический режим работы или эксплуатационное состояние объектов диспетчеризации с использованием средств дистанционного управления из диспетчерского центра.

Диспетчерское ведение – организация управления электроэнергетическим режимом энергосистемы, при которой технологический режим работы или эксплуатационное состояние объектов электроэнергетики, энергопринимающих установок потребителей электрической энергии, оборудования и устройств изменяются только по согласованию с

соответствующим диспетчерским центром (с разрешения диспетчера соответствующего диспетчерского центра).

Диспетчерский центр (ДЦ) – совокупность структурных единиц и подразделений организации – субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, обеспечивающая в пределах закрепленной за ней операционной зоны выполнения задач и функций оперативно диспетчерского управления в электроэнергетике.

Диспетчерское наименование – точное название объекта электроэнергетики (электростанции, подстанции, переключательного пункта, линии электропередачи), основного и вспомогательного оборудования объекта электроэнергетики, устройств релейной защиты и автоматики, средств диспетчерского и технологического управления, оборудования автоматизированных систем диспетчерского управления, которое однозначно определяет оборудование или устройство в пределах одного объекта электроэнергетики и объект электроэнергетики в пределах операционной зоны диспетчерского центра.

Информационное ведение – организация информирования одним диспетчерским центром другого диспетчерского центра о разрешенных (отказанных) диспетчерских заявках на изменение технологического режима работы или эксплуатационного состояния объектов диспетчеризации и его уведомления при изменении эксплуатационного состояния соответствующих объектов диспетчеризации, не требующих согласования таких изменений с диспетчерским центром, получающим указанную информацию.

Контролируемое сечение – совокупность линий электропередачи и других элементов электрической сети, определяемых диспетчерским центром субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, переток активной мощности по которым контролируются и/или регулируются в целях обеспечения устойчивости энергосистемы и допустимых режимов работы линий электропередачи и оборудования.

Состав контролируемого сечения Селендума – Дархан определяется Инструкцией по режимам работы и ликвидации аварий на электропередаче 220 кВ Селендума – Дархан и ее оборудовании.

Контрольный пункт (по напряжению) – шина распределительного устройства объекта электроэнергетики, параметры и диапазоны изменения напряжения для которого задаются и на котором напряжение регулируется и/или контролируется диспетчерским центром субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике или центром управления сетями сетевой организации.

Нормальный режим энергосистемы – электроэнергетический режим энергосистемы, при котором значения технических параметров режима энергосистемы находятся в пределах длительно допустимых значений, имеются резервы мощности и запасы топлива на электростанциях, обеспечивается электроснабжение энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии.

Объекты диспетчеризации – линии электропередачи, оборудование электрических станций и электрических сетей, устройства релейной защиты и автоматики, средства диспетчерского и технологического управления, оперативно-информационные комплексы, иное оборудование объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок потребителей электрической энергии, технологический режим работы и эксплуатационное состояние которых влияют или могут влиять на электроэнергетический режим энергосистемы в операционной зоне диспетчерского центра, а также параметры технологического режима работы оборудования в операционной зоне диспетчерского центра, включенные соответствующим диспетчерским центром в перечень таких объектов с распределением их по способу управления.

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 установки потребителей электрической энергии, управление взаимосвязанными технологическими режимами работы которых осуществляет соответствующий диспетчерский центр.

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

Разрешение на производство переключений – разрешение на совершение операций по производству переключений, выдаваемое диспетчерским персоналом диспетчерскому или оперативному персоналу на линии электропередачи, оборудование и устройства, находящиеся в его диспетчерском ведении.

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

Состав сечения экспорта-импорта Россия (Бурятия) – Монголия определяется Положением по планированию режимов параллельной работы ЕЭС России и энергосистемы Монголии.

Технологический режим работы – процесс, протекающий в линиях электропередачи, оборудовании, устройствах объекта электроэнергетики или энергопринимающей установки потребителя электрической энергии, и состояние этого объекта или установки, включая параметры настройки комплексов и устройств релейной защиты и автоматики.

Устройство релейной защиты и автоматики (РЗА) – техническое устройство (аппарат, терминал, блок, шкаф, панель) и его цепи, реализующие

заданные функции РЗА и обслуживаемые (оперативно и технически) как единое целое.

Противоаварийная автоматика – совокупность устройств, обеспечивающих измерение и обработку параметров электроэнергетического режима, передачу информации и команд управления и реализацию управляющих воздействий в соответствии с заданными алгоритмами и параметрами настройки для выявления, предотвращения развития и ликвидации аварийного электроэнергетического режима.

Эксплуатационное состояние линий электропередачи (оборудования) – состояние линии электропередачи (оборудования): в работе (в том числе нахождение под напряжением), в резерве, ремонте, вынужденном простое или в консервации.

Примечание:

Линии электропередачи и оборудование считаются находящимися:

– в работе, если коммутационные аппараты в их цепи включены и образована (может быть автоматически образована) замкнутая электрическая цепь между источником питания и приемником электроэнергии;

– под напряжением, если они подключены коммутационными аппаратами к одному источнику напряжения (силовой трансформатор на холостом ходу, отключенный от сети, но продолжающий вращаться невозбужденный генератор с отключенным автоматом гашения поля, ЛЭП, включенная со стороны питающего ее объекта электроэнергетики и т.д.);

– в резерве, если с них снято напряжение отключением коммутационных аппаратов и возможно включение их в работу с помощью этих коммутационных аппаратов;

– в вынужденном простое, если невозможно (нецелесообразно) включение их в работу, в связи с неготовностью технологически связанного оборудования (ЛЭП при выведенном в ремонт линейном выключателе, генератор при выведенном в ремонт блочном трансформаторе и т.д.);

– в ремонте, если они отключены коммутационными аппаратами, снятыми предохранителями или расшинованы и заземлены.

Эксплуатационное состояние устройства релейной защиты и автоматики – состояние устройства релейной защиты и автоматики: в работе, оперативно выведено (не для производства работ, технического обслуживания), выведено для производства работ, технического обслуживания.

Примечание:

Устройство РЗА считается:

– введенным в работу, если все входные и выходные цепи (в том числе контакты выходных реле этого устройства, с помощью переключающих устройств подключены к цепям управления включающих и (или) отключающих электромагнитов управления коммутационных аппаратов и (или) к вторичным цепям, посредством которых осуществляется взаимодействие с другими устройствами РЗА;

– оперативно выведенным, если все выходные цепи отключены переключающими устройствами;

– выведенным для технического обслуживания, если все входные и выходные цепи, необходимые по условиям производства работ, отключены с помощью переключающих устройств или отсоединены на клеммах.

Электроэнергетическая система (энергосистема) – совокупность электрических станций, электрических сетей и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, связанных общностью режима в непрерывном процессе производства, передачи, распределения и потребления электрической энергии в условиях централизованного оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике.

Электроэнергетический режим энергосистемы – совокупность технических параметров, характеризующих единый процесс производства, преобразования, передачи и потребления электрической энергии (мощности) в энергосистеме и состояние объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок потребителей электрической энергии (включая схемы электрических соединений объектов электроэнергетики).

В Положении применяются следующие обозначения и сокращения:

ЕЭС России	– Единая энергетическая система России;
ЭС ЦР Монголии	– Энергосистема центрального региона Монголии;
КОО «НДЦ» (НДЦ Монголии)	– Компания с ограниченной ответственностью «Национальный диспетчерский центр» (Монголия);
НЭПС	– Акционерная компания «Национальная электропередающая сеть» (Монголия);
АО «СО ЕЭС», (Системный оператор), (СО)	– Акционерное общество «Системный оператор Единой энергетической системы» (Системный оператор) – специализированная организация, единолично осуществляющая централизованное оперативно-диспетчерское управление в Единой энергетической системе России;
ЦДУ	– Центральное диспетчерское управление (главный диспетчерский центр АО «СО ЕЭС»);
ОДУ Сибири	– Филиал АО «СО ЕЭС» «Объединенное диспетчерское управление энергосистемы Сибири»;
ОЭС Сибири	– Объединенная энергетическая система Сибири;
Бурятское РДУ	– Филиал АО «СО ЕЭС» «Региональное диспетчерское управление энергосистемы Республики Бурятия»;
АЛАР	– автоматика ликвидации асинхронного режима;
АСДУ	– автоматизированная система диспетчерского управления;
ВЛ	– воздушная линия электропередачи;
ЛЭП	– линия электропередачи;

МГЛЭП	– межгосударственная линия электропередачи;
ПА	– противоаварийная автоматика;
РАС	– регистратор аварийных событий;
РЗА	– релейная защита, сетевая автоматика, противоаварийная автоматика, режимная автоматика, регистраторы аварийных событий и процессов;
СДТУ	– средства диспетчерского и технологического управления;
ЭС	– электроэнергетическая система.

2. ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ

2.1. Понятие и принципы параллельной работы ЕЭС России и ЭС ЦР Монголии определены Соглашением о техническом обеспечении параллельной работы Единой энергетической системы России и электроэнергетической системы центрального региона Монголии от 26.02.2008.

2.2. Настоящее Положение об организации оперативно-диспетчерского управления параллельной работой ЕЭС России и энергосистемы центрального региона Монголии (далее – Положение) устанавливает порядок взаимодействия диспетчерских центров АО «СО ЕЭС» и КОО «НДЦ» (далее при совместном упоминании – ДЦ) при организации оперативно-диспетчерского управления параллельной работой ЕЭС России и ЭС ЦР Монголии и определяет:

– порядок организации взаимодействия ДЦ;

– порядок планирования электроэнергетических режимов параллельной работы ЕЭС России и ЭС ЦР Монголии;

– порядок управления электроэнергетическими режимами параллельной работы ЕЭС России и ЭС ЦР Монголии;

– порядок ведения оперативных переговоров диспетчерским персоналом ДЦ;

– порядок планирования ремонтов ЛЭП, оборудования, технического обслуживания устройств релейной защиты и автоматики, состояние которых оказывает влияние на режимы параллельной работы энергосистем;

– правила и порядок действий ДЦ при оформлении, подаче, рассмотрении и согласовании диспетчерских заявок на изменение эксплуатационного состояния и технологического режима работы объектов диспетчеризации;

– порядок предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима электрической части ЕЭС России и ЭС ЦР Монголии;

– порядок производства переключений по изменению эксплуатационного состояния (выводу в ремонт и вводу в работу) МГЛЭП;

– перечень объектов диспетчеризации и распределение их по способу диспетчерского управления/ведения.

2.3. Управление режимами параллельной работы ЕЭС России и ЭС ЦР Монголии осуществляется:

<u>в ЕЭС России:</u>

– ЦДУ;

– ОДУ Сибири;

– Бурятское РДУ.

<u>в ЭС ЦР Монголии:</u>

– КОО «НДЦ».

2.4. Задачами оперативно-диспетчерского управления параллельной работой ЕЭС России и ЭС ЦР Монголии являются:

– регулирование частоты электрического тока;

– регулирование межгосударственных сальдо перетоков мощности (электроэнергии) для выполнения согласованного планового почасового

графика сальдо перетоков электрической энергии (мощности) по сечению экспорта-импорта Россия (Бурятия) – Монголия;

– обеспечение в допустимых пределах перетоков активной мощности в контролируемом сечении Селендума – Дархан;

– управление технологическими режимами работы и эксплуатационным состоянием объектов диспетчеризации;

– планирование электроэнергетических режимов параллельной работы ЕЭС России и ЭС ЦР Монголии;

– размещение и поддержание нормативного аварийного резерва мощности;

– регулирование уровней напряжения в заданных контрольных пунктах;

– планирование и подготовка ремонтных работ;

– предотвращение развития и ликвидация нарушений нормального режима электрической части ЕЭС России и ЭС ЦР Монголии.

2.5. Взаимодействие Бурятского РДУ и КОО «НДЦ» по вопросам управления электроэнергетическими режимами, производству переключений, ликвидации нарушений нормального режима, определяется документами, разрабатываемыми и утверждаемыми Бурятским РДУ и КОО «НДЦ».

2.6. Бурятское РДУ и КОО «НДЦ» совместно определяют функции и принципы выполнения устройств РЗА ВЛ 220 кВ Селендума – Дархан I цепь и ВЛ 220 кВ Селендума – Дархан II цепь.

2.7. Перечень объектов диспетчеризации АО «СО ЕЭС» и КОО «НДЦ» с распределением их по способу управления приведен в приложении № 1 к настоящему Положению.

2.7.1. Объекты диспетчеризации распределяются по способу управления по следующим категориям:

– диспетчерское управление;

– диспетчерское ведение;

– информационное ведение.

2.7.2. Объект диспетчеризации может находиться в диспетчерском управлении только одного диспетчерского центра и в диспетчерском (информационном) ведении одного или нескольких диспетчерских центров.

В диспетчерском ведении ДЦ должны находиться объекты диспетчеризации, не отнесенные в его диспетчерское управление, технологический режим работы и эксплуатационное состояние которых влияют на режимы параллельной работы ЕЭС России и ЭС ЦР Монголии.

2.7.3. В информационном ведении диспетчера ДЦ должны находиться объекты диспетчеризации, не отнесенные в его диспетчерское управление или диспетчерское ведение, технологический режим работы и эксплуатационное состояние которых учитывается при планировании и ведении режима работы его энергосистемы.

2.7.4. Операции по изменению эксплуатационного состояния или технологического режима работы объекта диспетчеризации должны производиться по команде диспетчерского персонала ДЦ, в диспетчерском управлении которого находится данный объект и с разрешения диспетчерского

персонала ДЦ, в диспетчерском ведении которых находится данный объект диспетчеризации, и после сообщения о начале производства операций диспетчерскому персоналу, в информационном ведении которых находится объект диспетчеризации.

2.8. Организация межсистемного обмена информацией между ДЦ с учетом организации цифровых каналов связи определяется действующим Соглашением об организации информационного обмена между АО «СО ЕЭС» и КОО «НДЦ».

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

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

2.10. ДЦ ежегодно до 31 декабря обмениваются:

– списками руководства ДЦ, диспетчерского персонала с правом ведения оперативных переговоров и производства переключений, лиц из числа административно-технического и диспетчерского персонала, имеющих право подачи и согласования диспетчерских заявок. Все списки должны представляться с указанием ФИО (полностью), должности и номеров телефонов, адресов электронной почты персонала отдельно по каждому ДЦ. ДЦ обязаны своевременно уведомлять друг друга о внесенных в списки корректировках;

– нормальными схемами электрических соединений объектов электроэнергетики на предстоящий год, на которых расположены объекты диспетчеризации ДЦ в соответствии с приложением № 1 к настоящему Положению;

– параметрами электросетевого оборудования в соответствии с приложением № 2 к настоящему Положению (таблица 1-4);

– параметрами генерирующего оборудования электростанций (включая ветровые и солнечные), работающих параллельно с ЕЭС России, в соответствии с приложением № 2 к настоящему Положению (таблица 5-10);

– нормальными схемами электрических соединений объектов электроэнергетики, расположенных в операционных зонах Бурятского РДУ и КОО «НДЦ» (схемами энергосистем для нормального режима).

Бурятское РДУ и КОО «НДЦ» обеспечивают обмен информацией о вводе нового или реконструкции существующего электросетевого оборудования в соответствии с перечнем объектов диспетчеризации. Необходимо направлять данные по оборудованию в соответствии с приложением № 2 настоящего документа, но не позднее, чем за 1 месяц до ввода в эксплуатацию нового или реконструированного электросетевого оборудования.

3. ПЛАНИРОВАНИЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЕЖИМОВ ПАРАЛЛЕЛЬНОЙ РАБОТЫ ЕЭС РОССИИ И ЭС ЦР МОНГОЛИИ

3.1. Планирование электроэнергетических режимов параллельной работы ЕЭС России и ЭС ЦР Монголии осуществляется в соответствии с действующим Положением по планированию режимов параллельной работы ЕЭС России и

энергосистемы Монголии, утверждённым КОО «НДЦ», АО «СО ЕЭС» и ПАО «Россети».

3.2. Порядок формирования и согласования графиков ремонтов ЛЭП, электросетевого и генерирующего оборудования и технического обслуживания устройств РЗА, находящихся в диспетчерском управлении или ведении ДЦ, определяется Регламентом формирования графиков ремонтов объектов диспетчеризации (приложение № 3 к настоящему Положению).

3.3. Полученный в результате суточного планирования плановый почасовой график сальдо перетоков электрической энергии (мощности) по сечению экспорта-импорта Россия (Бурятия) – Монголия определяет режим параллельной работы ЕЭС России и ЭС ЦР Монголии на предстоящие сутки, и не может быть изменен в одностороннем порядке.

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

4. ПОРЯДОК ВЗАИМООТНОШЕНИЙ ПО ВОПРОСАМ ЭКСПЛУАТАЦИИ УСТРОЙСТВ РЗА

4.1. Бурятское РДУ и КОО «НДЦ» выполняют расчёт, выбор параметров настройки (уставок) и алгоритмов функционирования резервных защит сетевой и противоаварийной автоматики ВЛ 220 кВ Селендума – Дархан I цепь и ВЛ 220 кВ Селендума – Дархан II цепь со стороны ПС 220 кВ Селендума и ПС 220 кВ Дархан соответственно. Расчет и выбор параметров настройки основных защит ВЛ 220 кВ Селендума – Дархан I цепь и ВЛ 220 кВ Селендума – Дархан II цепь с обеих сторон выполняет Бурятское РДУ.

4.2. Распределение функций по выполнению расчетов и выбору параметров настройки (уставок) и алгоритмов функционирования устройств РЗА между Бурятским РДУ и КОО «НДЦ», приведенное в п. 4.1, оформляется в виде Перечня. Также в Перечне приводится информация и указываются устройства РЗА, параметры настройки (уставки) и алгоритмы функционирования которых требуют согласования между Бурятским РДУ и КОО «НДЦ». Перечень утверждается Бурятским РДУ и КОО «НДЦ».

4.3. Реализация параметров настройки (уставок) и алгоритмов функционирования в устройствах РЗА осуществляется по заданию ДЦ (Бурятского РДУ или КОО «НДЦ»), осуществляющего расчет и выбор параметров настройки (уставок), алгоритмов функционирования устройств РЗА.

4.4. При изменении величины токов короткого замыкания на сборных шинах напряжением 110 кВ и выше и в узлах эквивалентирования, а также по запросу, но не чаще одного раза в год, Бурятское РДУ и КОО «НДЦ» должны сообщать друг другу значения результатов расчета токов и напряжений короткого замыкания при трехфазном и однофазном коротких замыканиях.

4.5. Бурятское РДУ и КОО «НДЦ» должны обмениваться между собой информацией, необходимой для выполнения расчетов и выбора параметров настройки (уставок) устройств РЗА:

– эквивалентные параметры схемы замещения энергосистемы Стороны, примыкающей к ЛЭП, при этом точки эквивалентирования определяются

Стороной, запрашивающей эквивалентные параметры;

– токи и напряжения при трехфазном и однофазном коротких замыканиях в узлах эквивалентирования и ветвях схемы замещения, примыкающих к узлам эквивалентирования для сверки значений противоположной Стороной;

– параметры межгосударственных ЛЭП и смежных с ними ЛЭП;

– параметры оборудования подстанций и электростанций, примыкающих к межгосударственным ЛЭП;

– перечень устройств РЗ и АПВ, установленных на межгосударственных ЛЭП и параметры их настройки (уставки);

– перечень устройств РЗ и АПВ, установленных на присоединениях, примыкающих к межгосударственным ЛЭП, а также уставки резервных защит этих присоединений;

– инструкции по обслуживанию устройств РЗА;

– руководство по эксплуатации устройств РЗА;

– рекомендации по выбору уставок устройств РЗА;

– режим заземления нейтралей трансформаторов подстанций и электростанций, примыкающих к межгосударственным ЛЭП;

– перечень вынужденных отступлений от требований селективности устройств РЗА, принятых при выборе параметров настройки (уставок) устройств РЗА;

– перечень ЛЭП и оборудования, не обеспеченных дальним резервированием устройствами релейной защиты;

– принципиальные, функционально-логические (алгоритмы функционирования) и исполнительные схемы устройств РЗА и внешних связей с другими устройствами РЗА, коммутационными аппаратами, трансформаторами тока и напряжения, устройствами канала связи, устройствами передачи аварийных сигналов и команд, данные по параметрированию (конфигурированию) микропроцессорных устройств РЗА;

– схемы организации каналов связи для функционирования устройств РЗА, заказные спецификации на устройства РЗА с указанием версии (типоисполнения) для микропроцессорных устройств РЗА;

– решения по интеграции устанавливаемых комплексов и устройств РЗА в создаваемые (модернизируемые) объектовые автоматизированные системы управления технологическим процессом, системы сбора и передачи информации.

Информация предоставляется не реже 1 раза в 3 года по запросу, а также при любых изменениях схемы и корректировке параметров настройки (уставок) и алгоритмов функционирования РЗА (все планируемые изменения должны быть предварительно согласованы).

4.7. Технический учет и анализ функционирования устройств (комплексов) РЗА должны осуществляться КОО «НДЦ» и Бурятским РДУ.

Для этого КОО «НДЦ» предоставляет в Бурятское РДУ:

а) ежеквартально до 15-го числа месяца, следующего за отчетным кварталом, и ежегодно до 15-го января года, следующего за отчетным,

результаты анализа функционирования устройств (комплексов) РЗА и реализованных в их составе функций РЗА ЛЭП и оборудования 220 кВ и выше, устройств автоматической частотной разгрузки, соответствующих следующим критериям:

– для устройств (комплексов) РЗА ЛЭП, оборудования напряжением 220 кВ, если данные ЛЭП, оборудование отнесены к объектам диспетчеризации Бурятского РДУ и функций РЗА, реализованных в указанных устройствах (комплексах) РЗА;

– для устройств (комплексов) РЗА, для которых расчет, выбор или согласование параметров настройки (уставок) и алгоритмов функционирования осуществляет Бурятское РДУ, и функций РЗА, реализованных в указанных устройствах (комплексах) РЗА;

б) в течение двух календарных дней после аварийного события, для анализа работы и устранения причин их неправильного функционирования следующую информацию:

– файлы регистрации событий и сигналов автономных РАС;

– файлы регистрации событий и сигналов микропроцессорных устройств РЗА с использованием в них функции РАС;

– результаты ОМП, полученные от специализированных устройств ОМП на ЛЭП;

– журналы срабатываний микропроцессорных устройств РЗА.

4.8. По вопросам оформления, актуализации и внесения изменений в исполнительные схемы устройств РЗА Бурятское РДУ и КОО «НДЦ» руководствуются Требованиями к исполнительным схемам устройств РЗА при их оформлении, актуализации, внесении изменений и информационному обмену между Бурятским РДУ и КОО «НДЦ» (приложение №4 к настоящему Положению).

4.9. Техническое обслуживание устройств РЗА производится на основе действующих норм технического обслуживания в операционных зонах Бурятского РДУ и КОО «НДЦ».

4.10. Устройства, расположенные по сторонам защищаемых ЛЭП, которые по принципу действия работают совместно, должны проходить техническое обслуживание в одном и том же объеме и одновременно.

5. УПРАВЛЕНИЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИМИ РЕЖИМАМИ ПАРАЛЛЕЛЬНОЙ РАБОТЫ ЕЭС РОССИИ И ЭС ЦР МОНГОЛИИ

5.1. Управление электроэнергетическим режимом работы ЕЭС России и ЭС ЦР Монголии осуществляется при соблюдении максимально допустимых перетоков в контролируемых сечениях, длительно допустимых токовых нагрузок и уровней напряжений на ЛЭП и оборудовании, определенных взаимосогласованными инструктивными документами (приложение №5 к настоящему Положению).

5.1.1. КОО «НДЦ» обеспечивает регулирование сальдо перетоков мощности между ЕЭС России и ЭС ЦР Монголии, как алгебраической суммы

перетоков мощности по МГЛЭП, с коррекцией по частоте, равной 50 МВт на 1 Гц отклонения частоты.

5.1.2. Среднечасовые значения электрической мощности планового почасового графика сальдо перетоков электрической энергии (мощности) между ЕЭС России и ЭС ЦР Монголии необходимо поддерживать в течение часа.

5.1.3. Принципы согласования и порядок взаимодействия диспетчерского персонала ДЦ при изменении планового почасового графика сальдо перетоков электрической энергии (мощности) по сечению экспорта-импорта Россия (Бурятия) – Монголия определяются действующей Инструкцией о порядке изменений планового графика сальдо перетоков по ГОУ «Сечение м/г Бурятия – Монголия» в процессе управления режимами ОЭС Сибири в реальном времени.

6. ПОРЯДОК ВЕДЕНИЯ ОПЕРАТИВНЫХ ПЕРЕГОВОРОВ

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

– отдаются (принимаются) команды и разрешения, направленные на изменение технологического режима работы и эксплуатационного состояния объектов диспетчеризации, в том числе для предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима;

– передается (принимается) информация о технологическом режиме работы и эксплуатационном состоянии объектов диспетчеризации, параметрах режима работы ЕЭС России и (или) ЭС ЦР Монголии, а также фактическом состоянии оборудования и срабатывании устройств РЗА при нарушениях нормального режима;

– передаются сообщения лицам, уполномоченным выдавать разрешения на подготовку рабочего места и допуск к работам, о мероприятиях, выполненных в соответствии с программой переключений и обеспечивающих безопасность производства работ;

– принимаются сообщения об окончании производства работ, выполнении всех необходимых организационных и технических мероприятий и согласие на включение линий электропередачи, оборудования и устройств в работу;

– передается разрешение на подготовку рабочего места и на допуск к работам на линиях электропередачи, оборудовании и устройствах, принимаются сообщения об окончании работ и готовности к вводу в работу линий электропередачи, оборудования и устройств;

– определяется общий порядок операций и действий для предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима.

6.2. Оперативные переговоры должны начинаться с сообщения фамилий лиц, ведущих оперативные переговоры, с указанием должности и принадлежности к соответствующему ДЦ. При использовании прямых каналов телефонной связи для оперативных переговоров допускается указывать только фамилии лиц, ведущих оперативные переговоры. При ведении оперативных переговоров разрешается только официальное обращение к собеседнику – по фамилии или по имени и отчеству.

6.3. При ведении оперативных переговоров должны использоваться диспетчерские наименования объектов электроэнергетики и объектов диспетчеризации, указанные в приложении №1 к настоящему Положению. Отступление от технической терминологии и диспетчерских наименований в процессе ведения оперативных переговоров категорически запрещается.

6.4. Оперативные переговоры диспетчерского персонала ДЦ должны регистрироваться электронными средствами регистрации переговоров. ДЦ должны обеспечить сохранность указанной информации в течение не менее 3 месяцев со дня ее регистрации.

6.5. Команда должна отдаваться в повелительной форме с обязательным указанием времени отдачи команды. Выслушав команду диспетчерский персонал ДЦ должен дословно повторить текст команды и получить подтверждение, что команда понята правильно. Правильность понимания отданной команды подтверждается диспетчерским персоналом ДЦ, отдавшим команду, словами «Правильно. Выполняйте».

6.6. Команда диспетчерского персонала ДЦ обязательна к исполнению получившим ее диспетчерским персоналом ДЦ. В случае если диспетчерскому персоналу ДЦ, получившему команду, она представляется ошибочной, он должен немедленно доложить об этом лицу, выдавшему команду. При подтверждении команды диспетчерский персонал, получивший команду, должен ее выполнить.

6.7. Диспетчерскому персоналу ДЦ запрещается отдавать и выполнять команды, содержащие нарушения требований национальных правил по охране труда (правил безопасности) при эксплуатации электроустановок, а также команды, исполнение которых создает угрозу жизни людей, угрозу повреждения оборудования объектов электроэнергетики.

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

6.9. После запроса разрешение должно отдаваться в утвердительной форме с обязательным указанием времени отдачи разрешения.

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

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

6.10. Диспетчерский персонал ДЦ имеет право вести оперативные переговоры только с диспетчерским персоналом, включенным в списки персонала, имеющего право ведения оперативных переговоров.

7. ПОРЯДОК ОФОРМЛЕНИЯ, ПОДАЧИ, РАССМОТРЕНИЯ И СОГЛАСОВАНИЯ ДИСПЕТЧЕРСКИХ ЗАЯВОК

7.1. На основании перечня объектов диспетчеризации с распределением их по способу управления (Приложение №1 к настоящему Положению) ДЦ направляет запрос на изменение технологического режима работы или эксплуатационного состояния объектов диспетчеризации, ввод в работу новых (реконструируемых, модернизируемых) объектов диспетчеризации, проведение испытаний, независимо от наличия согласованного графика ремонтов объектов диспетчеризации, путем оформления и подачи диспетчерской заявки в соответствующие ДЦ.

7.2. Требования к оформлению, подаче, рассмотрению и согласованию диспетчерских заявок на изменение технологического режима работы или эксплуатационного состояния объектов диспетчеризации и схемы прохождения диспетчерских заявок между ДЦ указаны в приложении №6 к настоящему Положению.

8. ПОРЯДОК ПРОИЗВОДСТВА ПЕРЕКЛЮЧЕНИЙ НА МГЛЭП

8.1. Все переключения на МГЛЭП, кроме переключений, выполняемых с целью предотвращения развития и ликвидации нарушения нормального режима электрической части ЕЭС России и ЭС ЦР Монголии, должны производиться в соответствии с требованиями Инструкции по производству переключений на межгосударственном транзите 220 кВ Россия – Монголия (ВЛ 220 кВ Селендума – Дархан I цепь (СД-257), ВЛ 220 кВ Селендума – Дархан II цепь (СД-258)).

8.2. Требования к оформлению и содержанию программ (типовых программ) переключений по выводу в ремонт и вводу в работу МГЛЭП представлены в приложении №7 к настоящему Положению.

9. ПОРЯДОК ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ И ЛИКВИДАЦИИ НАРУШЕНИЙ НОРМАЛЬНОГО РЕЖИМА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЧАСТИ ЕЭС РОССИИ И ЭС ЦР МОНГОЛИИ

9.1. Порядок предотвращения и ликвидации нарушений нормального режима электрической части ЕЭС России и ЭС ЦР Монголии определяется Инструкцией по режимам работы и ликвидации аварий на электропередаче 220 кВ Селендума – Дархан и ее оборудовании.

10. ПРОЧИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

10.1. Настоящее Положение вступает в силу с момента его подписания АО «СО ЕЭС» и КОО «НДЦ» (далее – Стороны) и действует в течение срока действия Соглашения о техническом обеспечении параллельной работы Единой энергетической системы России и электроэнергетической системы центрального региона Монголии от 26.02.2008.

10.2. С даты вступления в силу настоящего Положения прекращается действие Положения об организации оперативно-диспетчерского управления параллельной работой энергосистем России и центрального региона Монголии от 21.09.2022.

10.3. Изменения и дополнения в настоящее Положение, в том числе приложения к нему, могут быть внесены по взаимной договоренности Сторон путем подписания соответствующих дополнительных документов, а также путем обмена официальными письмами. Одностороннее внесение изменений в настоящее Положение, включая все приложения к нему, не допускается.

10.4. Все споры и разногласия, возникающие из настоящего Положения или в связи с ним, Стороны разрешают путем проведения переговоров.

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

11. ПЕРЕЧЕНЬ ПРИЛОЖЕНИЙ

Неотъемлемыми частями настоящего Положения являются следующие приложения:

11.1. Приложение № 1. Перечень объектов диспетчеризации АО «СО ЕЭС» и КОО «НДЦ» с распределением их по способу управления.

11.2. Приложение № 2. Параметры электросетевого и генерирующего оборудования.

11.3. Приложение № 3. Регламент формирования графиков ремонтов объектов диспетчеризации.

11.4. Приложение № 4. Требования к исполнительным схемам устройств РЗА при их оформлении, актуализации, внесении изменений и информационному обмену между Бурятским РДУ и КОО «НДЦ».

11.5. Приложение № 5. Перечень документов, регулирующих взаимодействие АО «СО ЕЭС» и КОО «НДЦ».

11.6. Приложение № 6. Требования к оформлению, подаче, рассмотрению и согласованию диспетчерских заявок на изменение технологического режима работы или эксплуатационного состояния объектов диспетчеризации.

11.7. Приложение № 7. Требования к оформлению и содержанию программ (типовых программ) переключений по выводу в ремонт и вводу в работу МГЛЭП.

Приложение № 1
к Положению об организации оперативно-диспетчерского управления параллельной работой ЕЭС России и энергосистемы центрального региона Монголии
от 11.11.2026

Перечень объектов диспетчеризации АО «СО ЕЭС» и НДЦ Монголии с распределением их по способу управления

1. ЛЭП

№ п.п.	Диспетчерское наименование ЛЭП (сокращенное диспетчерское наименование ЛЭП)	Управление	Ведение
ЛЭП 220 кВ			
1.1.	ВЛ 220 кВ Гусиноозёрская ГРЭС – Селендума I цепь (ГС-255)	Бурятское РДУ	ОДУ Сибири НДЦ Монголии Гусиноозерская ГРЭС ПС 220 кВ Селендума
1.2.	ВЛ 220 кВ Гусиноозёрская ГРЭС – Селендума II цепь (ГС-256)	Бурятское РДУ	ОДУ Сибири НДЦ Монголии Гусиноозерская ГРЭС ПС 220 кВ Селендума
1.3.	ВЛ 220 кВ Селендума – Дархан I цепь (СД-257)	Бурятское РДУ	ЦДУ ОДУ Сибири НДЦ Монголии НЭПС ПС 220 кВ Селендума
1.4.	ВЛ 220 кВ Селендума – Дархан II цепь (СД-258)	Бурятское РДУ	ЦДУ ОДУ Сибири НДЦ Монголии НЭПС ПС 220 кВ Селендума
1.5.	ВЛ 220 кВ Дархан – Эрдэнэт (ВЛ-201)	НДЦ Монголии	Бурятское РДУ – информационное ведение НЭПС
1.6.	ВЛ 220 кВ Дархан – Эрдэнэт (ВЛ-202)	НДЦ Монголии	Бурятское РДУ – информационное ведение НЭПС

2. Оборудование объектов электроэнергетики, устройства РЗА

№ п.п.	Диспетчерское наименование объекта диспетчеризации	Управление	Ведение
2.1. **ПС 220 кВ Селендума**			
Электротехническое оборудование			
220 кВ			
2.1.1.	1 сш 220 кВ 2 сш 220 кВ	ПС 220 кВ Селендума	Бурятское РДУ НДЦ Монголии
2.1.2.	СВ-220 ОВ-220	ПС 220 кВ Селендума	Бурятское РДУ НДЦ Монголии

№ п.п.	Диспетчерское наименование объекта диспетчеризации	Управление	Ведение
2.1.3.	В-257 В-258	ПС 220 кВ Селендума	Бурятское РДУ НДЦ Монголии
Противоаварийная автоматика			
2.1.4.	АЛАР ФЦ ВЛ 220 кВ Селендума – Дархан I цепь	ПС 220 кВ Селендума	Бурятское РДУ НДЦ Монголии
2.1.5.	АЛАР ФЦ ВЛ 220 кВ Селендума – Дархан II цепь	ПС 220 кВ Селендума	Бурятское РДУ НДЦ Монголии
2.1.6.	Комплект ПА №1 ПС 220 кВ Селендума (АОПО ВЛ 220 кВ Гусиноозёрская ГРЭС – Селендума I цепь, АОПО ВЛ 220 кВ Гусиноозёрская ГРЭС – Селендума II цепь, АОПО ВЛ 220 кВ Селендума – Дархан I цепь, АОПО ВЛ 220 кВ Селендума – Дархан II цепь) (ТОР 300 ПА 537)	ПС 220 кВ Селендума	Бурятское РДУ НДЦ Монголии
2.1.7.	Комплект ПА №2 ПС 220 кВ Селендума (АОПО ВЛ 220 кВ Гусиноозёрская ГРЭС – Селендума I цепь, АОПО ВЛ 220 кВ Гусиноозёрская ГРЭС – Селендума II цепь, АОПО ВЛ 220 кВ Селендума – Дархан I цепь, АОПО ВЛ 220 кВ Селендума – Дархан II цепь) (ТОР 300 ПА 537)	ПС 220 кВ Селендума	Бурятское РДУ НДЦ Монголии
2.1.8.	Комплект ПА №3 ПС 220 кВ Селендума (АРПМ ВЛ 220 кВ Гусиноозёрская ГРЭС – Селендума I цепь, АРПМ ВЛ 220 кВ Гусиноозёрская ГРЭС – Селендума II цепь, АРПМ ВЛ 220 кВ Селендума – Дархан I цепь и ВЛ 220 кВ Селендума – Дархан II цепь, АРПМ ВЛ 220 кВ Селендума – Дархан I цепь, АРПМ ВЛ 220 кВ Селендума – Дархан II цепь) (ТОР 300 ПА 530)	ПС 220 кВ Селендума	Бурятское РДУ НДЦ Монголии
2.1.9.	Комплект ПА №4 ПС 220 кВ Селендума (АРПМ ВЛ 220 кВ Гусиноозёрская ГРЭС – Селендума I цепь, АРПМ ВЛ 220 кВ Гусиноозёрская ГРЭС – Селендума II цепь, АРПМ ВЛ 220 кВ Селендума – Дархан I цепь и ВЛ 220 кВ Селендума – Дархан II цепь, АРПМ ВЛ 220 кВ Селендума – Дархан I цепь, АРПМ ВЛ 220 кВ Селендума – Дархан II цепь) (ТОР 300 ПА 530)	ПС 220 кВ Селендума	Бурятское РДУ НДЦ Монголии

№ п.п.	Диспетчерское наименование объекта диспетчеризации	Управление	Ведение
Релейная защита и сетевая автоматика			
2.1.10.	ДФЗ ВЛ 220 кВ Селендума – Дархан I цепь (ДФЗ-504 с ПВЗУ-Е)	Бурятское РДУ	НДЦ Монголии ПС 220 кВ Дархан ПС 220 кВ Селендума
2.1.11.	ДЗ ВЛ 220 кВ Селендума – Дархан I цепь (ДЗ-503)	ПС 220 кВ Селендума	Бурятское РДУ НДЦ Монголии
2.1.12.	Резервные защиты ВЛ 220 кВ Селендума – Дархан I цепь (ТЗНП, МФО – нетиповая панель)	ПС 220 кВ Селендума	Бурятское РДУ НДЦ Монголии
2.1.12.	АПВ В-257 (РПВ-58)	ПС 220 кВ Селендума	Бурятское РДУ НДЦ Монголии
2.1.13.	ДФЗ ВЛ 220 кВ Селендума – Дархан II цепь (ДФЗ-504 с ПВЗУ-Е)	Бурятское РДУ	НДЦ Монголии ПС 220 кВ Дархан ПС 220 кВ Селендума
2.1.14.	ДЗ ВЛ 220 кВ Селендума – Дархан II цепь (ДЗ-503)	ПС 220 кВ Селендума	Бурятское РДУ НДЦ Монголии
2.1.15.	Резервные защиты ВЛ 220 кВ Селендума – Дархан II цепь (ТЗНП, МФО – нетиповая панель)	ПС 220 кВ Селендума	Бурятское РДУ НДЦ Монголии
2.1.16.	АПВ В-258 (РПВ-58)	ПС 220 кВ Селендума	Бурятское РДУ НДЦ Монголии
2.1.17.	ДЗШ 1 сш 220 кВ	ПС 220 кВ Селендума	Бурятское РДУ НДЦ Монголии
2.1.18.	ДЗШ 2 сш 220 кВ	ПС 220 кВ Селендума	Бурятское РДУ НДЦ Монголии
2.1.19.	УРОВ сш 220 кВ	ПС 220 кВ Селендума	Бурятское РДУ НДЦ Монголии
2.1.20.	ДЗ ОВ-220 (ДЗ-503)	ПС 220 кВ Селендума	Бурятское РДУ НДЦ Монголии
2.1.21.	Резервные защиты ОВ-220 (ТЗНП, МФО – нетиповая панель)	ПС 220 кВ Селендума	Бурятское РДУ НДЦ Монголии
2.2. **ПС 220 кВ Дархан**			
Электротехническое оборудование			
220 кВ			
2.2.1.	I СШ 220 кВ II СШ 220 кВ ОСШ 220 кВ	ПС 220 кВ Дархан	Бурятское РДУ НДЦ Монголии НЭПС
2.2.2.	СВ-220 ВЭ-201 ВЭ-202 ВЭ-208 ВЭ-257 ВЭ-258 ВЭ-220-АТ-1 ВЭ-220-АТ-2 ОВ-220	ПС 220 кВ Дархан	Бурятское РДУ – информационное ведение НДЦ Монголии НЭПС

№ п.п.	Диспетчерское наименование объекта диспетчеризации	Управление	Ведение
2.2.3.	ТН-1-220 ТН-2-220	ПС 220 кВ Дархан	Бурятское РДУ – информационное ведение НДЦ Монголии НЭПС
Релейная защита и сетевая автоматика			
2.2.4.	ДФЗ ВЛ 220 кВ Селендума – Дархан I цепь (ДФЗ-504 с ПВЗУ-Е)	Бурятское РДУ	НДЦ Монголии ПС 220 кВ Дархан ПС 220 кВ Селендума НЭПС
2.2.5.	Комплект РЗА ВЛ 220 кВ Селендума – Дархан I цепь (ДЗ, ТЗНП, МФТО, ТАПВ, АУВ) (SEL-411L)	ПС 220 кВ Дархан	Бурятское РДУ НДЦ Монголии НЭПС
2.2.6.	ДЗ ВЛ 220 кВ Селендума – Дархан I цепь (ДЗ-503)	ПС 220 кВ Дархан	Бурятское РДУ НДЦ Монголии НЭПС
2.2.7.	Резервные защиты ВЛ 220 кВ Селендума – Дархан I цепь (ТЗНП, МФО – нетиповая панель)	ПС 220 кВ Дархан	Бурятское РДУ НДЦ Монголии НЭПС
2.2.8.	АПВ ВЭ-257 (РПВ-58)	ПС 220 кВ Дархан	Бурятское РДУ НДЦ Монголии НЭПС
2.2.9.	ДФЗ ВЛ 220 кВ Селендума – Дархан II цепь (ДФЗ-504 с ПВЗУ-Е)	Бурятское РДУ	НДЦ Монголии ПС 220 кВ Дархан ПС 220 кВ Селендума НЭПС
2.2.10.	Комплект РЗА ВЛ 220 кВ Селендума – Дархан II цепь (ДЗ, ТЗНП, МФТО, ТАПВ, АУВ) (SEL-411L)	ПС 220 кВ Дархан	Бурятское РДУ НДЦ Монголии НЭПС
2.2.11.	ДЗ ВЛ 220 кВ Селендума – Дархан II цепь (ДЗ-503)	ПС 220 кВ Дархан	Бурятское РДУ НДЦ Монголии НЭПС
2.2.12.	Резервные защиты ВЛ 220 кВ Селендума – Дархан II цепь (ТЗНП, МФО – нетиповая панель)	ПС 220 кВ Дархан	Бурятское РДУ НДЦ Монголии НЭПС
2.2.13.	АПВ ВЭ-258 (РПВ-58)	ПС 220 кВ Дархан	Бурятское РДУ НДЦ Монголии НЭПС
2.2.14.	ДЗ ОВ-220 (ДЗ-503)	ПС 220 кВ Дархан	Бурятское РДУ НДЦ Монголии НЭПС
2.2.15.	Резервные защиты ОВ-220 (ТЗНП, МФО – нетиповая панель)	ПС 220 кВ Дархан	Бурятское РДУ НДЦ Монголии НЭПС
2.2.16.	АПВ ОВ-220 (РПВ-58)	ПС 220 кВ Дархан	Бурятское РДУ НДЦ Монголии НЭПС

№ п.п.	Диспетчерское наименование объекта диспетчеризации	Управление	Ведение
2.2.17.	Резервные защиты СВ-220 (ТЗНП, МФО – нетиповая панель)	ПС 220 кВ Дархан	Бурятское РДУ НДЦ Монголии НЭПС
2.2.18	АПВ СВ-220 (РПВ-58)	ПС 220 кВ Дархан	Бурятское РДУ НДЦ Монголии НЭПС
2.2.19.	ДЗШ СШ 220 кВ	ПС 220 кВ Дархан	Бурятское РДУ НДЦ Монголии НЭПС
2.2.20.	УРОВ СШ 220 кВ	ПС 220 кВ Дархан	Бурятское РДУ НДЦ Монголии НЭПС
2.3.**Улан-Баторская ТЭЦ-4**			
Энергетическое оборудование			
2.3.1.	ТГ-1 ТГ-2 ТГ-3 ТГ-4 ТГ-5 ТГ-6 ТГ-7	Улан-Баторская ТЭЦ-4	НДЦ Монголии Бурятское РДУ – информационное ведение
3. Прочее			
3.1.	Режим работы ЕЭС России – энергосистема центрального региона Монголии		ЦДУ ОДУ Сибири Бурятское РДУ НДЦ Монголии
4. СДТУ направления			
4.1.	СДТУ направления Бурятское РДУ – НДЦ Монголии		НДЦ Монголии Бурятское РДУ

Приложение № 2
к Положению об организации
оперативно-диспетчерского управления
параллельной работой ЕЭС России
и энергосистемы центрального региона Монголии
от 11.11.2026

Параметры электросетевого и генерирующего оборудования

Таблица 1. Параметры ЛЭП

Диспетчерское наименование ЛЭП	Участок/отпайка	Длина по цепям, км	Марка провода	r0, Ом/км	x0, Ом/км	g0, мкСм/км	b0, мкСм/км	R, Ом	X, Ом	G, мкСм	B, мкСм

Таблица 2. Параметры трансформаторов

Подстанция	№	Марка	Uном, обмоток, кВ			Iном, обмоток, А			Uk,%			Uk,%			ΔPк, кВт			ΔPк, кВт			ΔPx кВт	Ix %	Rт, Ом*			Xт, Ом*			Gт, мкСм*	Bт, мкСм*
			ВН	СН	НН	ВН	СН	НН	ВН - СН	ВН - НН	СН - НН	В	С	Н	ВН - СН	ВН - НН	СН - НН	В	С	Н			ВН	СН	НН	ВН	СН	НН		

*- параметры должны быть приведены к стороне ВН

Таблица 3. Допустимые токовые нагрузки ЛЭП

№ п/п	Линия электропередачи	Марка и сечение провода		Допустимый ток оборудования (длительно допустимый / аварийно допустимый, время допустимой перегрузки, мин.), А				Длительно - допустимый ток ВЛ при °С, А Аварийно допустимый ток ВЛ при °С, А													Ограничивающий элемент: при длительно допустимом токе; при аварийно допустимом токе
								температура окружающего воздуха, °С													
		ВЛ, спуск	Ошиновка	Выключатель	Разъединитель	ВЧЗ	ТТ	- 25 и ниже	-20	-15	-10	-5	0	5	10	15	20	25	30	35	40	

Таблица 4. Диапазон регулирования по реактивной мощности (БСК, ШР, УШР)

№	Энергообъект	Диспетчерское наименование	Тип	Место коммутации, $U_{ном}$, кВ	Число ступеней при дискретном регулировании	Реактивная мощность ступени, МВАр	Потери активной мощности, кВт	Диапазон регулирования Qmin, мвар	Диапазон регулирования Qmax, мвар

Таблица 5. Регулировочный диапазон генерирующего оборудования по реактивной мощности

№	Наименование электростанции	Диспетчерское наименование генератора	Установленная мощность, МВт		Диапазон регулирования реактивной мощности*										
					0%	10%	20%	30%	40%	50%	60%	70%	80%	90%	100%
1				$P_{ном\ генератора}$, МВт											
				Q_{min}, МВАр											
				Q_{max}, МВАр											

*-% диапазона регулирования реактивной мощности должен быть определен относительно установленной мощности генератора

Таблица 6. Параметры генерирующего оборудования

Электростация	Номер генератора	Номинальная мощность, МВт		Номинальная полная мощность, МВА	R статора, о.е.	Синхронное реактивное сопротивление по продольной оси, Xd, о.е.	Переходное реактивное сопротивление по продольной оси, Xd', о.е.	Сверхпереходное реактивное сопротивление по продольной оси, Xd", о.е.	Синхронное реактивное сопротивление по поперечной оси, Xq, о.е.	Сверхпереходное реактивное сопротивление по поперечной оси, Xq", о.е.	Сопротивление рассеяния статора, Xs, о.е.	Постоянная времени обмотки возбуждения при разомкнутой обмотке якоря по продольной оси, T'd0, с.	Постоянная времени демпферной обмотки при разомкнутых обмотках якоря и возбуждения по продольной оси, T"d0, с.	Постоянная времени демпферной обмотки при разомкнутых обмотках якоря и возбуждения по поперечной оси, T"q0, с.
		Генератора	Турбины											

Таблица 7. Параметры генерирующего оборудования

Электростанция	Номер генератора	Турбина				Генератор						Агрегат
		n, оборотов/мин	$GD^2_{турб}$, т*м^2	Статизм, %	Зона нечувствительности, Гц	n, оборотов/мин	$P_{мин}$, МВт	$P_{мах}$, МВт	$GD^2_{генер}$, т*м^2	cos (φ), о.е.	Коэффициент механического демпфирования, Kd, о.е.	$GD^2_{агрегата}$, т*м^2**

** - суммарный маховый момент элементов, расположенных на одном валу с генератором, не включая маховый момент турбины.

Таблица 8. Параметры генерирующего оборудования

Электростанция	Номер генератора	Марка возбудителя	Тип системы возбуждения (самовозбуждения, система независимого возбуждения)	Общая постоянная времени возбудителя (кроме бесщеточных систем), TVOZB, сек	Максимальный потолок напряжения возбуждения, EMAX, о.е.	Минимальный потолок напряжения возбуждения, EMIN, о.е.

Таблица 9. Параметры генерирующего оборудования

Электростанция	Номер генератора	Тип АРВ	Коэффициент усиления по току статора, KI, ед. возб. ном./ единиц напряжения статора	Коэффициент усиления по напряжению, K0U ед. возб. ном./ единиц напряжения статора	Коэффициент усиления по производной напряжения, K1U ед. возб. ном./ единиц напряжения статора	Коэффициент усиления по производной тока ротора, K1IF ед. возб. ном./ единиц напряжения статора	Коэффициент усиления по частоте, K0F ед. возб. ном./ единиц напряжения статора	Коэффициент усиления по производной частоты, K1F ед. возб. ном./ единиц напряжения статора

Таблица 10. Параметры генерирующего оборудования

Электростанция	Номер генератора	Постоянная времени усиления по току статора, сек	Постоянная времени усиления по напряжению, сек	Постоянная времени усиления по производной напряжения, сек	Постоянная времени усиления по производной тока ротора, сек	Постоянная времени усиления по частоте, сек	Постоянная времени усиления по производной частоты, сек	Постоянная времени интегратора ПИД-канала, Tint, сек	Постоянная времени общего канала (для АРВ-СДП1 - коэффициент усиления выходного каскада), Tint, сек	Постоянная времени блока частоты, Тбч, сек.	Постоянная времени системы АРВ + фильтр, Токр, сек.

Приложение № 3
к Положению об организации
оперативно-диспетчерского управления
параллельной работой ЕЭС России
и энергосистемы центрального региона Монголии
от 11.11.2026

Регламент формирования графиков ремонтов объектов диспетчеризации

1. Планирование почасовых графиков сальдо перетоков электрической энергии (мощности) по сечению экспорта–импорта Россия (Бурятия) – Монголия осуществляется с учетом совместно разработанных и взаимно согласованных графиков ремонтов ЛЭП, электросетевого оборудования и технического обслуживания устройств РЗА, находящихся в диспетчерском управлении или ведении ДЦ (далее – графики ремонтов объектов диспетчеризации).

2. Для подготовки сводного годового графика ремонтов объектов диспетчеризации Бурятское РДУ и КОО «НДЦ» до 11 июля года, предшествующего планируемому, направляют в адрес друг друга предложения по изменению эксплуатационного состояния ЛЭП и электросетевого оборудования, находящихся в диспетчерском управлении или ведении Бурятского РДУ с указанием диспетчерских наименований объектов электроэнергетики, диспетчерских наименований объектов диспетчеризации, требующих отключения, даты начала и окончания ремонта (технического обслуживания) с дискретностью один час, видов ремонта, объемов выполняемых работ (причины отключения). После взаимного согласования с учетом прогнозов балансов электроэнергии и мощности, совместимости отключений объектов диспетчеризации с точки зрения обеспечения надежности параллельной работы ЕЭС России и ЭС ЦР Монголии годовой график ремонтов объектов диспетчеризации ЛЭП и электросетевого оборудования до 15 сентября года, предшествующего планируемому, направляется Бурятским РДУ в КОО «НДЦ».

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

4. Корректировки сводного годового графика ремонтов объектов диспетчеризации не производятся. Возникающие отклонения от согласованного годового графика ремонтов объектов диспетчеризации по взаимному согласованию Бурятского РДУ и КОО «НДЦ» учитываются при формировании месячных графиков ремонтов объектов диспетчеризации.

5. Годовые графики технического обслуживания устройств РЗА формируются с учетом планируемых годовых графиков ремонтов ЛЭП и электросетевого оборудования.

Для подготовки годового графика технического обслуживания устройств РЗА Бурятское РДУ до 30 июня года, предшествующего планируемому, принимает на рассмотрение представленные КОО «НДЦ» предложения по

техническому обслуживанию устройств РЗА, находящихся в диспетчерском управлении или ведении Бурятского РДУ.

После взаимного согласования, утвержденный сводный годовой график технического обслуживания устройств РЗА до 27 августа года, предшествующего планируемому, направляется Бурятским РДУ в КОО «НДЦ».

6. Сводные месячные графики ремонтов объектов диспетчеризации составляются на основе утвержденного сводного годового графика ремонтов с учетом предложений по его корректировке.

Предложения в сводный месячный график ремонтов объектов диспетчеризации, в сводный месячный график технического обслуживания устройств РЗА, относящихся к объектам диспетчеризации согласно приложению № 1 к Положению, формируются КОО «НДЦ» и представляются на рассмотрение в Бурятское РДУ не позднее 1-го числа месяца, предшествующего планируемому.

Указанные предложения должны содержать информацию, предусмотренную пунктом 2 настоящего регламента, а также информацию о предварительных сроках аварийной готовности ЛЭП, оборудования и устройств, отнесенных к объектам диспетчеризации.

7. После совместного рассмотрения и взаимного согласования утвержденный месячный график ремонтов объектов диспетчеризации не позднее 24 числа месяца, предшествующего планируемому, направляется Бурятским РДУ в КОО «НДЦ».

8. После совместного рассмотрения и взаимного согласования утвержденный месячный график технического обслуживания устройств РЗА объектов диспетчеризации не позднее 23 числа месяца, предшествующего планируемому, направляется Бурятским РДУ в КОО «НДЦ».

9. При формировании сводного месячного графика ремонтов объектов диспетчеризации Бурятского РДУ и КОО «НДЦ» в него в приоритетном порядке включаются объекты диспетчеризации:

– включенные в сводный годовой график ремонтов объектов диспетчеризации;

– требующие длительного ремонта, осуществление которого не может быть разделено на самостоятельные этапы, позволяющие после окончания каждого из этапов вывести объект диспетчеризации из ремонта.

Приложение № 4
к Положению об организации
оперативно-диспетчерского управления
параллельной работой ЕЭС России
и энергосистемы центрального региона
Монголии
от 11.11.2026

Требования к исполнительным схемам устройств РЗА при их оформлении, актуализации, внесении изменений и информационному обмену между Бурятским РДУ и КОО «НДЦ»

1. Понятия и определения

1.1. Вторичное оборудование: вторичные цепи устройств РЗА и вспомогательная аппаратура (реле, устройства и блоки питания, переключающие устройства), автоматические выключатели в цепях питания оперативным током и в цепях напряжения, микропроцессорные и электронные расцепители автоматических выключателей напряжением до 0,4 кВ, вторичные обмотки измерительных трансформаторов тока и напряжения, элементы приводов коммутационных аппаратов, высокочастотных каналов и схем отбора напряжения.

1.2. Исполнительные схемы устройства РЗА: выверенные и полностью соответствующие настройке алгоритма функционирования и фактически выполненному монтажу схемы устройства РЗА, выполненные на основании проектных принципиальных (полных) схем и схем монтажных (соединений), содержащие информацию обо всех внесённых изменениях с указанием ссылок на соответствующие документы, на основании которых внесены данные изменения.

1.3. Принципиальные схемы устройств РЗА: документ, определяющий полный состав элементов (функций, схем программируемой логики) и взаимосвязи между ними, дающий полное представление о принципах работы устройства РЗА, подключении к цепям тока и напряжения, взаимодействии с другими устройствами.

2. Требования к оформлению исполнительных схем устройств РЗА

2.1. Исполнительные схемы должны быть выполнены в бумажном и электронном виде.

2.2. На исполнительных схемах должны быть отображены все вторичные цепи и вспомогательная аппаратура устройства РЗА, а также реле (терминалы), контакты реле (терминалов), переключающие устройства РЗА, обозначения и нумерация всех элементов схемы, в том числе логических цепей (соединений). Состояние контактов реле (терминалов) должно соответствовать их состоянию при снятом оперативном токе и отключенному положению коммутационных аппаратов и заземляющих ножей в первичной схеме. На исполнительных схемах должны быть отображены все отсоединенные цепи на рядах зажимов и зажимы,

на которых не включены контактные мостики, а также отсоединенные цепи или перемычки на выводах устройств РЗА и вторичного оборудования.

Для отображения связей микропроцессорных устройств РЗА между собой и с внешними устройствами, выполненных с использованием цифровых протоколов связи, в составе исполнительных схем должны быть функциональные схемы, на которых в графическом виде должны быть представлены все коммуникации между устройствами РЗА, между устройствами РЗА и коммутационными аппаратами, преобразователями аналоговых и дискретных сигналов.

2.3. Каждая исполнительная схема должна иметь гриф (штамп) «Схема исполнительная», Ф.И.О., подпись и должность персонала, имеющего допуск к самостоятельной работе на соответствующих устройствах РЗА и (или) вторичном оборудовании и выполнившего наладку, приемку или техническое обслуживание устройства РЗА и (или) вторичного оборудования с указанием даты технического обслуживания, приемки. В случае, если наладка выполнялась сторонней организацией, то каждая исполнительная схема должна также иметь подпись ответственного лица наладочной организации, выполнившей наладку этого устройства РЗА с указанием наименования организации, Ф.И.О., должности и даты, а также персонала владельца объекта электроэнергетики (с указанием Ф.И.О. и должности) выполнившего приёмку устройства РЗА.

3. Требования к актуализации и оформлению изменений в исполнительных схемах устройств РЗА, находящихся в эксплуатации

3.1. При работах по техническому обслуживанию устройств РЗА и вторичного оборудования, находящихся в эксплуатации, исполнительные схемы этих устройств РЗА и вторичного оборудования должны выверяться и актуализироваться. Выверка и актуализация исполнительных схем должна выполняться при следующих видах технического обслуживания:

– при первом профилактическом контроле (К1);

– при профилактическом восстановлении (В);

– при выполнении любых изменений в монтаже и подключении вторичных цепей и вспомогательной аппаратуры (внеочередная проверка – ВП).

3.2. Под выверкой исполнительных схем понимается проверка фактически выполненного монтажа и соединений между рядами зажимов, блоками, входными и выходными цепями, реле, переключающими устройствами и другими элементами на панелях и в шкафах, ящиках, а также всех цепей связи между проверяемым устройством и другими устройствами РЗА и коммутационными аппаратами с одновременной проверкой правильности маркировки проводов и жил кабелей и наименования переключающих устройств.

3.3. После выверки и актуализации исполнительных схем устройства РЗА на свободном месте схемы в четырехугольнике указывается вид технического обслуживания (К1, В, ВП), при котором выполнялась выверка и актуализация, дата, подпись работника, выполнившего выверку и актуализацию, с указанием должности и Ф.И.О.

3.4. Изменения в исполнительных схемах устройства РЗА необходимо учитывать следующим образом:

– изменения вносятся нестираемыми чернилами (краской) в бумажной версии схемы;

– изменения вносятся в версии исполнительной схемы в электронном виде, название файла электронного вида этой схемы после актуализации должно содержать номер изменения (например, «название схемы». Изм.1);

– рядом с внесённым изменением в бумажной и электронной версиях схемы должен быть указан порядковый номер этого изменения, обведенный окружностью;

– на свободном месте схемы указывать этот порядковый номер, обведенный кругом, дату, причины внесения этого(-их) изменения(-ий), подпись работника, выполнившего изменения, с указанием должности и Ф.И.О.

4. Требования к организации информационного обмена между КОО «НДЦ» и Бурятским РДУ при согласовании требуемых изменений в исполнительных схемах и проектных принципиальных схемах рабочей документации

4.1. Исполнительные схемы КОО «НДЦ» предоставляются в Бурятское РДУ посредством направления исходящей корреспонденции независимо от вида носителя на имя главного диспетчера Бурятского РДУ, выполняющего расчёт, выбор или согласование параметров настройки (уставок) и алгоритмов функционирования устройства РЗА. Исходящая корреспонденция должна включать сопроводительное письмо, содержащее информацию о причинах внесения изменений в исполнительные схемы в случае внесения таких изменений (в том числе по заданию Бурятского РДУ, в соответствии с информационными письмами производителя устройства РЗА, мероприятий актов-расследований технологических нарушений и т.п.), описание изменений и исполнительные схемы в электронном виде (в том числе в виде фотокопии) в формате, не подлежащем редактированию (*.pdf, *.jpeg). Качество изображения исполнительных схем в электронном виде должно позволять однозначно различать (идентифицировать) все элементы схем. Не допускается направление исполнительных схем на адреса электронной почты работников Бурятского РДУ.

4.2. КОО «НДЦ» при получении задания Бурятского РДУ по настройке устройства РЗА, находящегося в эксплуатации, с требованием о корректировке исполнительных схем (в случае необходимости внесения в них изменений) с приложением к этому заданию схемы (фрагмента схемы), на которой отображены требуемые изменения, или без приложения схемы (фрагмента схемы) с изменениями, необходимо:

4.2.1. Выполнить анализ возможности технической реализации задания Бурятского РДУ и требуемых изменений исполнительных схем устройств РЗА.

4.2.2. При наличии возможности технической реализации требуемых изменений исполнительных схем устройства РЗА выполнить согласование с Бурятским РДУ планируемых изменений исполнительных схем до начала выполнения Задания Бурятского РДУ.

4.2.3. При отсутствии технической возможности выполнить требуемые изменения исполнительных схем направить в Бурятское РДУ соответствующее официальное уведомление с указанием причин и обосновывающих материалов. По результатам взаимодействия, при необходимости, Бурятское РДУ выдаёт новое Задание по настройке устройства РЗА, содержащее указание об аннулировании ранее выданного Задания по настройке устройства РЗА.

4.3. КОО «НДЦ» при получении задания Бурятского РДУ по настройке вновь вводимого (модернизируемого) устройства РЗА, с требованием о корректировке принципиальных схем рабочей документации (в случае необходимости внесения в них изменений) с приложением к этому заданию схемы (фрагмента схемы), на которой отображены требуемые изменения, или без приложения схемы (фрагмента схемы) с изменениями, необходимо:

4.3.1. Выполнить анализ возможности технической реализации задания Бурятского РДУ и требуемых изменений принципиальных схем рабочей документации.

4.3.2. При наличии возможности технической реализации требуемых изменений принципиальных схем рабочей документации организовать внесение изменений в принципиальные схемы рабочей документации и выполнить согласование с Бурятским РДУ планируемых изменений принципиальных схем рабочей документации.

КОО «НДЦ» обязана согласовать с Бурятским РДУ принципиальные (полные) и функционально-логические схемы, скорректированные в соответствии с требованиями диспетчерского центра, содержащимися в задании диспетчерского центра по настройке устройства РЗА, до начала выполнения наладочных работ в отношении устройства РЗА. Бурятское РДУ обязано согласовать указанные схемы или представить замечания не позднее десяти рабочих дней с даты получения принципиальных (полных) и функционально-логических схем от КОО «НДЦ».

4.3.3. При отсутствии технической возможности выполнить требуемые изменения принципиальных схем рабочей документации направить в Бурятское РДУ соответствующее официальное уведомление с указанием причин и обосновывающих материалов. По результатам взаимодействия, при необходимости, Бурятское РДУ выдает новое Задание по настройке устройства РЗА, содержащее указание об аннулировании ранее выданного Задания по настройке устройства РЗА.

4.4. При необходимости внесения по инициативе КОО «НДЦ» изменений в исполнительные схемы находящихся в эксплуатации устройств РЗА, в случае, если эти изменения требуют выдачи нового задания на настройку или меняют алгоритм функционирования устройства РЗА, приведенный в исполнительных схемах, ранее направленных в ДЦ, КОО «НДЦ» направляет в Бурятское РДУ официальное письмо с указанием причин и обосновывающих материалов с приложением планируемых изменений в исполнительные схемы.

4.5. Бурятское РДУ при получении официального письма КОО «НДЦ» выполняет анализ планируемых изменений в исполнительные схемы.

4.6. По результатам анализа Бурятское РДУ:

4.6.1. В случае необходимости выдает КОО «НДЦ» новое Задание по настройке устройства РЗА и согласовывает планируемые изменения в исполнительные схемы.

4.6.2. В случае отсутствия необходимости выдачи нового задания по настройке устройства РЗА посредством направления официального письма уведомляет об этом КОО «НДЦ».

4.7. В случае внесения изменений КОО «НДЦ» в исполнительные схемы находящихся в эксплуатации устройств РЗА, расчёт, выбор или согласование параметров настройки (уставок) и алгоритмов функционирования которых осуществляет Бурятское РДУ, не связанных с выдачей задания на настройку или изменением алгоритмов функционирования устройств РЗА, КОО «НДЦ» в течение 10 рабочих дней с момента реализации этих изменений должна направить в Бурятское РДУ исполнительные схемы.

4.8. Бурятское РДУ вправе запросить исполнительные схемы устройств РЗА, расчёт, выбор и согласование параметров настройки (уставок) и алгоритмов функционирования которых осуществляет Бурятское РДУ у КОО «НДЦ» посредством направления официального письма. КОО «НДЦ» при получении письма с запросом исполнительных схем должна предоставить схемы в течение 10 рабочих дней с момента получения официального письма от Бурятского РДУ или в другой взаимосогласованный срок.

Приложение № 5
к Положению об организации
оперативно-диспетчерского управления
параллельной работой ЕЭС России
и энергосистемы центрального региона Монголии
от 11.11.2026

Перечень документов, регулирующих взаимодействие АО «СО ЕЭС» и КОО «НДЦ»

1. Соглашение о техническом обеспечении параллельной работы Единой энергетической системы России и электроэнергетической системы центрального региона Монголии (актуальная редакция).
2. Соглашение об организации информационного обмена между АО «СО ЕЭС» и КОО «НДЦ» Монголии (актуальная редакция).
3. Положение по планированию режимов параллельной работы ЕЭС России и энергосистемы Монголии (актуальная редакция).
4. Инструкция по режимам работы и ликвидации аварий на электропередаче 220 кВ Селендума – Дархан и её оборудовании (актуальная редакция).
5. Инструкция по производству переключений на межгосударственном транзите 220 кВ Россия – Монголия (ВЛ 220 кВ Селендума – Дархан I цепь (СД-257), ВЛ 220 кВ Селендума – Дархан II цепь (СД-258)) (актуальная редакция).
6. Инструкция о порядке изменений планового графика сальдо перетоков по ГОУ «Сечение м/г Бурятия - Монголия» в процессе управления режимами ОЭС Сибири в реальном времени (актуальная редакция).
7. Перечень распределения функций по выполнению расчетов и выбору параметров настройки (уставок) и алгоритмов функционирования устройств РЗА между Бурятским РДУ и КОО «НДЦ» (актуальная редакция).
8. Инструкция по обслуживанию устройств релейной защиты и сетевой автоматики ВЛ 220 кВ Селендума – Дархан I цепь (СД-257), ВЛ 220 кВ Селендума – Дархан II цепь (СД-258), находящихся в диспетчерском управлении Филиала АО «СО ЕЭС» Бурятское РДУ (актуальная редакция).

Приложение № 6
к Положению об организации
оперативно-диспетчерского управления
параллельной работой ЕЭС России
и энергосистемы центрального региона Монголии
от 11.11.2026

Требования к оформлению, подаче, рассмотрению и согласованию диспетчерских заявок на изменение технологического режима работы или эксплуатационного состояния объектов диспетчеризации

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

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

3. Присоединение к работам на выведенном из работы объекте диспетчеризации оформляется диспетчерской заявкой в соответствии с регламентом, указанным в пункте 8 настоящего приложения. Срок окончания работ по такой диспетчерской заявке не должен превышать срок окончания работ по основной диспетчерской заявке. Срок аварийной готовности не должен быть больше срока, указанного в основной диспетчерской заявке.

4. 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 (ПЛ)** – диспетчерские заявки на изменение эксплуатационного состояния или технологического режима работы объекта диспетчеризации, выполняемые в соответствии с утвержденными сводными месячными графиками ремонтов объектов диспетчеризации в установленные ими сроки;

– **внеплановые (НПЛ) –** диспетчерские заявки на изменение эксплуатационного состояния или технологического режима работы объекта диспетчеризации, не предусмотренное сводными месячными графиками ремонтов объектов диспетчеризации, подаваемые в иных случаях при возникновении в процессе эксплуатации объекта диспетчеризации причин, которые невозможно было предвидеть на этапе формирования сводных месячных графиков ремонта объектов диспетчеризации;

– **неотложные (НО) –** диспетчерские заявки на изменение эксплуатационного состояния или технологического режима работы объекта диспетчеризации, подаваемые в случае необходимости срочного отключения объекта диспетчеризации для выполнения работ по предотвращению

повреждения объектов диспетчеризации и аварийных отключений вследствие выхода параметров их работы за пределы, допустимые по условиям безопасной эксплуатации;

– **аварийные (АВ) –** диспетчерские заявки на изменение эксплуатационного состояния или технологического режима работы объекта диспетчеризации, подаваемые в случае отключения ЛЭП, оборудования в результате действия устройств РЗА или отключения ЛЭП, оборудования дежурным работником при неисправности или ложных (излишних) срабатываниях указанных устройств.

5. Диспетчерские заявки делятся на следующие виды:

– первичные – вновь оформленные диспетчерские заявки;

– диспетчерские заявки на продление – продлевающие действие ранее разрешенных диспетчерских заявок.

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

Срок начала работ по диспетчерской заявке на продление должен соответствовать сроку окончания работ по продлеваемой диспетчерской заявке.

6. В диспетчерской заявке должна указываться следующая информация:

– наименование организации – инициатора подачи диспетчерской заявки;

– номер диспетчерской заявки «своего» уровня;

– номер диспетчерской заявки «чужой»;

– категория диспетчерской заявки;

– вид диспетчерской заявки;

– комплекс оборудования;

– наименование объекта электроэнергетики, на котором производятся работы;

– диспетчерское наименование объекта диспетчеризации;

– вид проводимых работ;

– срок аварийной готовности;

– условия производства работ;

– программа переключений;

– содержание работ;

– режимные указания;

– релейные указания;

– оперативные указания;

– выводятся из работы

– остаются в работе;

– потери РЗА;

– просимое время ремонта;

- плановое время ремонта (только для плановых заявок);
- подписи ответственных лиц, подавших диспетчерскую заявку;
- решение о согласовании/отказ в согласовании.

Таблица 1

Рекомендуемая форма диспетчерской заявки для передачи по электронной почте или факсимильной связи

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

7. В заявке определяется срок аварийной готовности – время, в пределах которого отключенный в ремонт объект диспетчеризации должен быть подготовлен к началу операций по включению в работу по команде/разрешению диспетчерского персонала ДЦ, руководящего ликвидацией нарушения нормального режима.

Продолжительность срока аварийной готовности, обозначаемая «ВЗ» (время заявки), равна времени действия диспетчерской заявки, уменьшенному на время необходимое для проведения операций по включению объекта диспетчеризации в работу.

8. В Таблице 2 приведен регламент взаимной подачи и передачи ответов на плановые и внеплановые диспетчерские заявки Бурятским РДУ и НДЦ Монголии.

Таблица 2

День недели	**Прием заявок**	**Время приема[1]**	**Передача ответов**	**Время ответов[1]**
Понедельник	на субботу, воскресенье текущей недели, на понедельник следующей недели	до 12-00	на четверг текущей недели	до 07-00
Вторник	на вторник следующей недели	до 12-00	на пятницу текущей недели	до 07-00
Среда	на среду следующей недели	до 12-00	на субботу, воскресенье текущей недели, понедельник следующей недели	до 07-00
Четверг	на четверг следующей недели	до 12-00	на вторник следующей недели	до 07-00
Пятница	на пятницу следующей недели	до 12-00	на среду следующей недели	до 07-00

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

Сроки передачи ответов на диспетчерские заявки ДЦ АО «СО ЕЭС» на объекты диспетчеризации, отнесенные в диспетчерское ведение ЦДУ и/или ОДУ Сибири, сдвигаются на два дня позже по отношению к срокам, указанным в Таблице 2.

9. Диспетчерская заявка, подаваемая в смежный ДЦ в соответствии с регламентом, должна быть рассмотрена технологическими подразделениями и подписана главным диспетчером (либо другим уполномоченным лицом) ДЦ в течение суток с момента поступления заявки.

10. Диспетчерские заявки подаются в Бурятское РДУ и КОО «НДЦ» в электронном виде в специализированном программном комплексе. В

[1] Указано московское время

исключительных случаях при отсутствии технической возможности передачи данных в программный комплекс или его неисправности допускается передача диспетчерских заявок по электронной почте или факсимильной связи, позволяющей достоверно установить, что документ исходит от заявителя, с подтверждением получения диспетчерской заявки по телефону. Рекомендуемая форма диспетчерской заявки приведена в таблице 1.

11. Передача ответов на поданные диспетчерские заявки осуществляется посредством специализированного программного комплекса или по электронной почте или факсимильной связи возвращением исходной формы поданной диспетчерской заявки с заполнением ячейки «Результаты рассмотрения» согласно решениям по заявке, принятым главным диспетчером Бурятского РДУ или КОО «НДЦ», а также всех комментариев и указаний, которые были сделаны в соответствующих полях в ходе рассмотрения диспетчерской заявки, с указанием ДЦ – инициатора изменений.

12. Схемы прохождения диспетчерских заявок на изменение технологического режима работы или эксплуатационного состояния объектов диспетчеризации приведены на схемах №1, №2, №3, №4.

13. В случае нарушения ДЦ регламента подачи плановых и внеплановых диспетчерских заявок соответствующий ДЦ может отказать в согласовании диспетчерской заявки с указанием причины отказа или рассмотреть ее на другой срок в соответствии с регламентом.

14. Аварийная диспетчерская заявка оформляется эксплуатирующей организацией в возможно короткий срок, но не более 12 часов с момента изменения технологического режима работы или эксплуатационного состояния объекта диспетчеризации, и должна содержать причины отключения и ориентировочный срок ремонта.

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

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

– выходу параметров электроэнергетического режима за пределы допустимых значений;

– нарушению устойчивости на связях ЕЭС России и ЭС ЦР Монголии;

– угрозе жизни людей или повреждению ЛЭП, оборудования;

– возникновению недостатка электрической энергии (электрической мощности) в ЕЭС России (ее части) или ЭС ЦР Монголии;

– возможности возникновения недостатка пропускной способности электрической сети.

16. Решение соответствующего ДЦ об отказе в согласовании диспетчерской заявки должно содержать причины отказа в согласовании, а также перечень условий, при выполнении которых изменение эксплуатационного состояния или технологического режима работы или проведения испытаний объекта диспетчеризации может быть разрешено, и предполагаемый срок проведения работ.

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

18. Неотложные диспетчерские заявки рассматриваются соответствующими ДЦ незамедлительно после их получения для определения возможности их реализации с точки зрения подготовки электроэнергетического режима с учетом условий ранее разрешенных и действующих диспетчерских заявок. Неотложная диспетчерская заявка может быть согласована в просимый срок или в другой срок с учетом необходимости создания условий реализации диспетчерской заявки (прохождение максимума нагрузок, мобилизация резерва, включение оборудования из резерва, ремонта и т.п.).

19. Аварийные и неотложные диспетчерские заявки разрешается подавать в любое время суток непосредственно диспетчерскому персоналу соответствующего ДЦ. Диспетчерский персонал рассматривает эти заявки, при необходимости, с привлечением персонала технологических служб и руководства ДЦ с последующей отметкой в ответе на заявку «по телефону». Ответы и согласования на аварийные и неотложные диспетчерские заявки передаются в кратчайшие сроки в любое время суток непосредственно диспетчерскому персоналу соответствующего ДЦ.

20. Аварийная диспетчерская заявка принимается к сведению и подлежит немедленному рассмотрению для учёта сложившейся схемы электрической сети и режима электрической сети, а также корректировки условий реализации ранее разрешённых или действующих диспетчерских заявок. При этом аварийная диспетчерская заявка учитывается при рассмотрении плановых, внеплановых и неотложных диспетчерских заявок на весь срок аварийного ремонта. При невозможности обеспечения требований нормативных документов, положений и производственных инструкций вследствие аварийного ремонта может быть отдана команда на завершение ремонтных работ по открытым плановым и внеплановым диспетчерским заявкам в срок аварийной готовности и включение объекта диспетчеризации в работу.

21. Каждый ДЦ 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 параметров электроэнергетического режима в ремонтной схеме;

– потерях функций РЗА с указанием наименования соответствующих устройств;

– дублировании, в случае дублирования всех или части функций РЗ, СА, ПА и РА, и отсутствии потерь, в случае отсутствия потерь функций РЗ, СА, 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.

22. При рассмотрении плановых диспетчерских заявок ДЦ должны учитываться:

– соответствие диспетчерской заявки согласованному сводному месячному графику ремонтов объектов диспетчеризации;

– наличие полного комплекта диспетчерских заявок в соответствии с характером производимых работ;

– соответствие запрошенных сроков фактическому объему работ;

– находящиеся в работе устройства РЗА;

– режимные условия действующих и разрешенных диспетчерских заявок;

– наличие программ (типовых программ) переключений и ссылка на них;

– соответствие сроков аварийной готовности характеру производимых работ;

– надежность параллельной работы ЕЭС России и ЭС ЦР Монголии при всей совокупности выполняемых в это же время работ по диспетчерским заявкам;

– реализуемость плановых почасовых графиков сальдо перетоков электрической энергии (мощности);

– дополнительные условия согласования диспетчерских заявок: ввод в работу объекта диспетчеризации, выполнение дополнительных режимных мероприятий и т.п.

23. В случае планируемого отклонения перетоков мощности от плановых почасовых графиков сальдо перетоков электрической энергии (мощности) по сечению экспорта-импорта Россия (Бурятия) – Монголия вызванного изменением эксплуатационного состояния или технологического режима работы ЛЭП, оборудования или устройств, не являющихся объектами диспетчеризации ДЦ, а также генерирующего оборудования, должна быть подана диспетчерская заявка на «Режим работы ЕЭС России – энергосистема центрального региона Монголии», оформленная с учетом требований п. 29.

24. При корректировке планового графика сальдо перетоков мощности по ГОУ «сечение м/г Бурятия – Монголия» по инициативе КОО «НДЦ», после согласования изменения в соответствии с «Инструкцией о порядке изменения планового графика сальдо перетоков по ГОУ «сечение м/г Бурятия – Монголия» в процессе управления режимами ОЭС Сибири в реальном времени» должна

быть также оформлена заявка на «Режим работы ЕЭС России – энергосистема центрального региона Монголии».

25. Не допускается замена объекта диспетчеризации, на котором производятся работы, характера и условий работ, указанных в диспетчерской заявке.

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

27. Независимо от наличия разрешенной заявки, изменение эксплуатационного состояния или технологического режима работы объекта диспетчеризации, находящегося в диспетчерском управлении диспетчерского персонала ДЦ, производится по его команде в соответствии с программой переключений.

28. Независимо от наличия разрешенной диспетчерской заявки, изменение эксплуатационного состояния или технологического режима работы объекта диспетчеризации, находящегося в диспетчерском ведении диспетчерского персонала ДЦ, производится с его разрешения, полученного непосредственно перед началом переключений для реализации разрешенной диспетчерской заявки.

29. В случае если изменение эксплуатационного состояния или технологического режима работы ЛЭП или оборудования требует создания определенного сальдо перетоков (корректировка планового почасового графика сальдо перетоков электрической энергии (мощности) по сечению экспорта-импорта Россия (Бурятия) – Монголия), в диспетчерской заявке на это изменение в поле «Оперативные указания» должен быть:

– указан почасовой график сальдо перетоков мощности для создаваемой электрической схемы;

– указан почасовой график сальдо перетоков мощности для случая, когда диспетчерская заявка не может быть реализована или фактические сроки ее реализации не соответствуют разрешенным срокам.

В случае, если аварийное отключение МГЛЭП стало причиной полного прекращения поставок электроэнергии в сечении экспорта-импорта Россия (Бурятия) – Монголия, в диспетчерской заявке на изменение эксплуатационного состояния данной МГЛЭП в поле «Оперативные указания» должно быть указано: «С прекращением поставок электроэнергии».

В случае, если в диспетчерской заявке на изменение эксплуатационного состояния или технологического режима работы МГЛЭП в поле «Оперативные указания» соответствующим ДЦ не указан новый почасовой график сальдо перетоков мощности, данная диспетчерская заявка рассматривается без изменения планового сальдо перетоков мощности.

30. Диспетчерский персонал ДЦ вправе с учетом схемно-режимной ситуации выдавать команды на прекращение работ и подготовку объекта диспетчеризации к началу операций по включению в работу из ремонта (резерва) в срок разрешенной аварийной готовности.

31. Закрытые диспетчерские заявки должны храниться в ДЦ (в электронном виде или на бумажном носителе) не менее 3-х лет с момента закрытия диспетчерской заявки.

32. Подготовка к вводу в работу, ввод в работу новых (реконструированных, модернизированных) устройств РЗА должны выполняться с оформлением заявок на следующие виды работ:

– «проверка рабочим током и напряжением» («испытания» – на устройства ПА и РА для комплексных испытаний;

– «включение в работу».

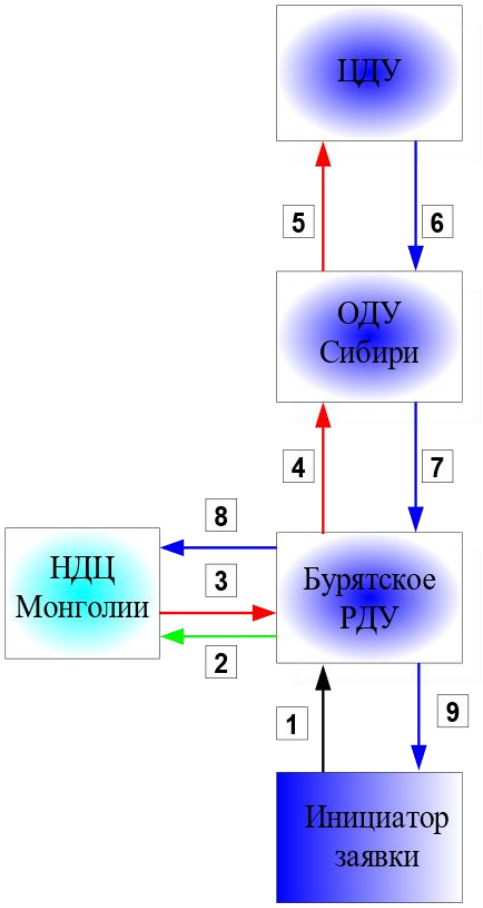
Требования пункта 32 настоящего Приложения №6 к Положению распространяются, в том числе, на подготовку и ввод в работу устройств РЗА, впервые включаемых с реконструированными ЛЭП или реконструированным (модернизированным) электротехническим и энергетическим оборудованием.

Разрешение диспетчерской заявки и включение в работу новых (модернизированных) устройств РЗА осуществляется только при наличии документов, подтверждающих выполнение настройки устройств РЗА (уведомлений о выполнении заданий диспетчерского центра по настройке устройств РЗА, файлов параметрирования микропроцессорных устройств РЗА). В случае если настройка устройств РЗА необходима для обеспечения возможности ввода в работу в составе энергосистемы новых (модернизированных) линий электропередачи, оборудования объектов электроэнергетики, уведомление о выполнении задания диспетчерского центра по настройке устройства РЗА должно быть представлено до подачи диспетчерской заявки на первичное включение в работу в составе энергосистемы таких линий электропередачи, оборудования.

При выполнении работ по заявке на «проверку рабочим током и напряжением» («испытания» – на устройства ПА и РА для комплексных испытаний в рамках комплексной программы, разработанной (согласованной) Бурятским РДУ, заявки на «ВКЛ» могут открываться и закрываться как после завершения работ по комплексной программе, так и в рамках выполнения работ по комплексной программе. В таких случаях, информация о мероприятиях, выполненных эксплуатирующей организацией, письменным уведомлением в Бурятское РДУ не направляется, а включается в раздел «Условия производства работ» комплексной программы.

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

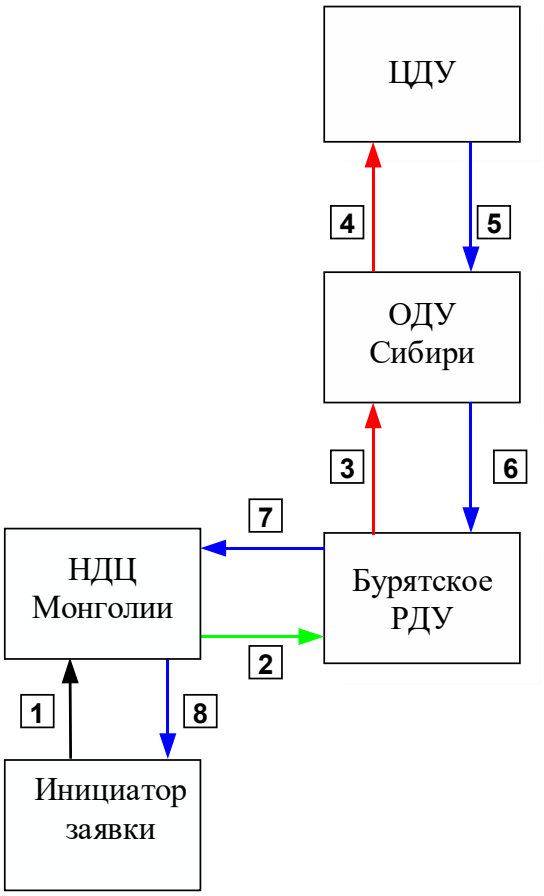


- подача исходной диспетчерской заявки;
- передача диспетчерской заявки для согласования;
- передача согласованной/не согласованной диспетчерской заявки;
- передача разрешенной/отказанной диспетчерской заявки;

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

Схема № 2

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



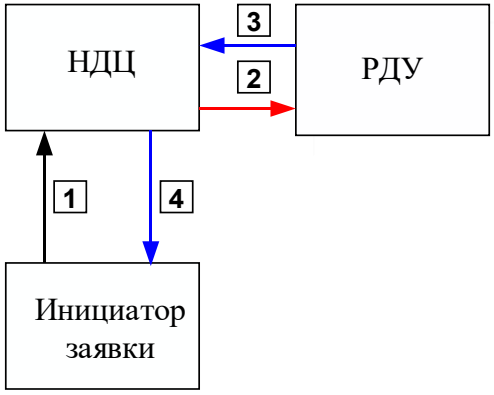
- подача исходной диспетчерской заявки;
- передача диспетчерской заявки для согласования;
- передача согласованной/не согласованной диспетчерской заявки;
- передача разрешенной/отказанной диспетчерской заявки;

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

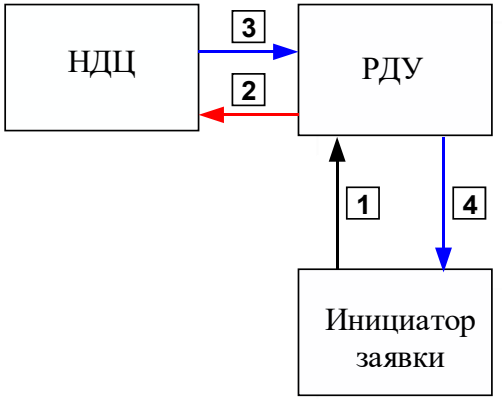
Схема № 3

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

Объект диспетчеризации расположен на территории Монголии



Объект диспетчеризации расположен на территории России

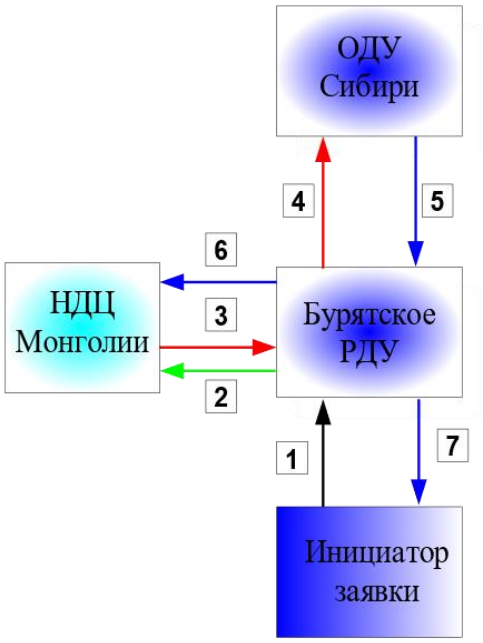


- подача исходной диспетчерской заявки;
- передача согласованной/не согласованной диспетчерской заявки;
- передача разрешенной/отказанной диспетчерской заявки;

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

Схема № 4

Схема прохождения диспетчерской заявки на изменение технологического режима работы или эксплуатационного состояния объекта диспетчеризации ОДУ Сибири 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;

Приложение № 7
к Положению об организации
оперативно-диспетчерского управления
параллельной работой ЕЭС России
и энергосистемы центрального региона Монголии
от 11.11.2026

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

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

2. Указанная в программах (типовых программах) переключений последовательность операций должна обеспечивать безопасность оперативного персонала, участвующего в производстве переключений, исключать возможность возникновения феррорезонанса в распределительных устройствах, недопустимых уровней напряжения в процессе переключений и не допускать возникновения или развития нарушений нормального режима электрической части ЕЭС России и ЭС ЦР Монголии.

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

4. Типовые программы переключений должны находиться в актуальном состоянии и своевременно корректироваться при:

– изменениях в нормальных схемах электрических соединений объектов электроэнергетики;

– вводе в эксплуатацию нового оборудования;

– замене (демонтаже) электротехнического оборудования;

– реконструкции распределительных устройств;

– модернизации действующих или выводе из эксплуатации действующих устройств РЗА;

– изменении порядка организации безопасного производства работ,

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

5. Ввод в действие утвержденных типовых программ переключений осуществляется документом соответствующего ДЦ с указанием даты ввода в действие.

6. В программах (типовых программах) переключений для обозначения ЛЭП, оборудования, коммутационных аппаратов, заземляющих разъединителей (ножей) и устройств РЗА должны использоваться диспетчерские наименования.

7. Текстовая часть программ должна содержать:

7.1.1. *Номер программы.*

ТПП должны иметь порядковый номер, уникальный в пределах одного ДЦ, и дату утверждения.

ПП должны иметь сквозную нумерацию в пределах одного ДЦ, обновляемую по окончании календарного года, и дату утверждения или подписания.

7.1.2. *Цель переключений:* вывод из работы (в ремонт, вывод в резерв) (ввод в работу) МГЛЭП.

7.1.3. *Объекты переключений*: указываются диспетчерские наименования объектов электроэнергетики, на которых производятся переключения.

7.1.4. *Условия применения программы*:

7.1.4.1. Указываются ЛЭП, оборудование и устройства РЗА, которые должны находиться в работе на момент начала переключений по программе (при необходимости).

7.1.4.2. Указывается описание схем электрических соединений объектов переключений: с указанием фактического положения коммутационных аппаратов, ЗН, трансформаторов напряжения по стороне низкого напряжения, для которых возможно применение этой программы и влияющих на порядок переключений.

Указывается эксплуатационное состояние устройств РЗА и/или отдельных функций устройств РЗА влияющих на порядок переключений в электроустановках, или ссылка на инструкцию по обслуживанию устройств РЗА, в которой определено эксплуатационное состояние устройств РЗА и реализованных в них функций.

7.1.4.3. Наличие наведенного напряжения.

7.1.4.4. Выполнение переключений с использованием АРМ (терминалов).

7.1.4.5. Возможность возникновения феррорезонанса: указания о выполнении переключений, исключающих возможность возникновения феррорезонанса.

7.1.5. *Мероприятия по подготовке к выполнению переключений*:

7.1.5.1. *Организационные:*

– подтверждение эксплуатирующих организаций готовности к производству ремонтных работ (окончания ремонтных работ / работы не производились), установке (снятию) на ЛЭП переносного заземления на месте работ при выводе в ремонт ЛЭП под наведенным напряжением без включения ЗН в сторону ЛЭП во всех распределительных устройствах, к которым она подключена;

– подтверждение эксплуатирующей организации и (или) оперативного персонала объектов переключений о готовности к производству ремонтных работ (об окончании ремонтных работ / работы не производились) на участке ЛЭП в пределах подстанции (электростанции) до линейных разъединителей (обходных разъединителей, разъединителей ремонтной перемычки и т.п.);

– подтверждение готовности оперативного персонала объектов переключений, участвующего в производстве переключений, к производству переключений;

– разрешения на вывод из работы (ввод в работу) ЛЭП от диспетчерского персонала, в диспетчерском ведении которого находится ЛЭП.

7.1.5.2. *Режимные мероприятия* на время операций по выводу в ремонт и вводу в работу МГЛЭП включают в себя*:*

– подготовку электроэнергетического режима путем непосредственного перечисления наименований контролируемых сечений, величин максимально допустимых перетоков активной мощности по ним;

– обеспечение длительно допустимой токовой нагрузки по ЛЭП и электросетевому оборудованию;

– обеспечение допустимых уровней напряжений перед включением (отключением) ЛЭП;

– прочие действия по выполнению режимных указаний (генерация электростанции, дефицит энергорайона и т.п.) на время операций по выводу в ремонт (вводу в работу) МГЛЭП.

Допускается в режимных мероприятиях приводить ссылку на режимные указания к диспетчерской заявке, а в случае ее отсутствия – ссылку на Инструкцию по режимам работы и ликвидации аварий на электропередаче 220 кВ Селендума – Дархан и её оборудовании (актуальная редакция).

7.1.5.3. *Последовательность выполнения операций:*

7.1.5.3.1. Указываются диспетчерские наименование объектов переключений, на которых производятся переключения.

7.1.5.3.2. Указываются операции:

– с коммутационными аппаратами;

– с заземляющими разъединителями (ножами);

– с трансформаторами напряжения МГЛЭП по стороне низкого напряжения (при их наличии);

– с устройствами РЗА;

– с оперативным током выключателей (если данные операции допустимы по местным инструкциям и инструкциям завода-изготовителя);

– по вывешиванию (снятию) запрещающего плаката «Не включать! Работа на линии» на приводах разъединителей, которыми отключена для выполнения работ ЛЭП (линейного разъединителя, обходного разъединителя и т.п.);

– по проверке несработанного состояния ступеней контроля предшествующего режима (отсутствия набранных управляющих воздействий в противоаварийной автоматике);

– по проверке отключенного состояния разъединителей, находящихся в отключенном состоянии на момент начала переключений, и включением которых возможна подача напряжения на ЛЭП (разъединителей обходных систем шин и т.д.), при переключениях по выводу в ремонт ЛЭП;

– по проверке отсутствия напряжения на токоведущих частях, подлежащих заземлению, перед включением ЗН;

– по проверке отключенного состояния ЗН перед включением разъединителей (при наличии нескольких ЗН в одном электрическом узле и включенном положении одного из них.

7.1.5.3.3. Указываются сообщения на объекты переключений:

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

– об отключении с противоположных сторон заземляющих разъединителей МГЛЭП, перед включением линейных разъединителей (при вводе МГЛЭП в работу).

7.1.5.3.4. Указываются подтверждения от оперативного персонала объектов переключений о принятии мер, препятствующих подаче напряжения на МГЛЭП вследствие ошибочного или самопроизвольного включения коммутационных аппаратов.

7.1.5.4. *Контроль соответствия фактического электроэнергетического режима в созданной схеме инструктивным указаниям*:

– перечисление наименований контролируемых сечений и величин максимально допустимых перетоков активной мощности по ним;

– длительно допустимая токовая нагрузка по ЛЭП и электросетевому оборудованию (при необходимости);

– прочие режимные мероприятия (генерация электростанции, дефицит энергорайона, величины напряжений и т.п.).

Допускается приводить ссылку на режимные указания к диспетчерской заявке, а в случае ее отсутствия – ссылку на Инструкцию по режимам работы и ликвидации аварий на электропередаче 220 кВ Селендума – Дархан и её оборудовании (актуальная редакция).

7.1.5.5. *Организационные мероприятия:*

– сообщение диспетчерскому персоналу, в диспетчерском ведении которого находится МГЛЭП об окончании операций по выводу в ремонт (вводу в работу) МГЛЭП, а также времени окончания работ на МГЛЭП.

7.1.5.6. *Мероприятия по обеспечению безопасности работ:*

– подтверждение о выполнении необходимых предварительных операций по отключению, заземлению и переключениям во вторичных цепях, о принятии мер, препятствующих подаче напряжения на ЛЭП вследствие ошибочного или самопроизвольного включения коммутационных аппаратов, о вывешивании на приводах линейных (обходных, ремонтной перемычки) разъединителей запрещающих плакатов «Не включать! Работа на линии!»;

– выдача указаний об организации подготовки рабочих мест и допуска к работам на МГЛЭП и/или участке МГЛЭП в пределах подстанции до линейных разъединителей после выполнения иных технических мероприятий с указанием времени окончания работ и срока аварийной готовности включения МГЛЭП в работу.

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

7.1.5.8. *Список персонала, участвующего в производстве переключений:* наименование ДЦ, объект переключений, фамилия и инициалы, должность персонала, принимающего участие в производстве переключений.