

ВЫПИСКА
из Протокола 31-го заседания Электроэнергетического Совета СНГ
(29 мая 2007 года, г. Ереван)

10.3. О проекте Инструкции по ликвидации аварий, повлекших нарушение в работе энергосистем сопредельных государств

(Мишук Е.С., Чубайс А.Б.)

Заслушав и обсудив информацию Исполнительного комитета по данному вопросу, Электроэнергетический Совет Содружества Независимых Государств

решил*:

1. Изменить название "Инструкции по ликвидации аварий, повлекших нарушение в работе энергосистем сопредельных государств" на название "Типовая инструкция по предотвращению развития и ликвидации нарушений параметров допустимых режимов параллельной работы энергосистем синхронной зоны стран СНГ и Балтии".

2. Утвердить Типовую инструкцию по предотвращению развития и ликвидации нарушений параметров допустимых режимов параллельной работы энергосистем синхронной зоны стран СНГ и Балтии (**Приложение**).

3. Рекомендовать членам Электроэнергетического Совета СНГ руководствоваться положениями Типовой инструкции при разработке национальных инструкций и правил.

**Республика Молдова подписала настоящее Решение с оговоркой: "Поддерживаем с оговоркой, что данное Решение не противоречит ранее принятым обязательствам РМ в рамках УСТЕ".*

УТВЕРЖДЕНА

Решением Электроэнергетического Совета СНГ
Протокол N 31 от 29 мая 2007 года

ТИПОВАЯ ИНСТРУКЦИЯ

по предотвращению развития и ликвидации нарушений параметров допустимых режимов параллельной работы энергосистем синхронной зоны стран СНГ и Балтии

Предисловие

Приведен проект Инструкции по предотвращению развития и ликвидации нарушений параметров допустимых режимов параллельной работы энергосистем государств синхронной зоны стран СНГ и Балтии.

Документ включает общие вопросы организации взаимодействия диспетчерского персонала сторон при предотвращении развития и ликвидации нарушений параметров допустимого режима, охватывающих энергосистемы сопредельных государств, а также указания по действиям диспетчерского персонала при возникновении недопустимых изменений контролируемых параметров режима, при аварийных отключениях линий электропередачи и оборудования на приграничных объектах, при возникновении асинхронного режима и аварийного разделения энергосистем.

Документ предназначен для использования при составлении национальных инструкций, Технических соглашений и других совместных документов системными

операторами энергосистем сопредельных государств, входящих в синхронную зону стран СНГ и Балтии.

При составлении документа использованы: стандарт ОАО РАО "ЕЭС России" "Правила предотвращения и ликвидации нарушений нормального режима электрической части энергосистем", "Инструкция по предотвращению развития и ликвидации нарушений нормального режима электрической части Единой энергетической системы России" ОАО "СО-ЦДУ ЕЭС", а также материалы Технических соглашений по параллельной работе энергосистем сопредельных государств СНГ и Балтии и опыт их применения, а также некоторые другие документы.

При редактировании документа учтены замечания и предложения к 1-ой редакции от организаций, осуществляющих управление электроэнергетикой стран СНГ (или их подразделений).

1. Назначение и область применения

1.1. Документ предназначен для использования системными операторами национальных энергосистем при подготовке совместных документов по действиям оперативно-диспетчерского персонала (далее персонала) Сторон при предотвращении развития и ликвидации наиболее характерных нарушений параметров допустимых режимов параллельной работы национальных энергосистем синхронной зоны стран СНГ и Балтии.

1.2. Документ содержит основные требования и рекомендации по оперативным действиям диспетчерского персонала в целях предотвращения развития и ликвидации нарушений параметров допустимых режимов в синхронной зоне, а также порядок взаимодействия диспетчеров национальных энергосистем.

1.3. Оперативные действия по предотвращению развития и ликвидации нарушения параметров допустимого режима включают:

- идентификацию места, характера и масштаба нарушения, схемы и режима работы синхронной зоны и ее частей, и сообщение о нарушении соответствующим компетентным структурам;
- отключение поврежденного оборудования (участка сети) от энергосистемы;
- устранение опасности для обслуживающего персонала и оборудования, не затронутого нарушением;
- предотвращение развития нарушения;
- восстановление в кратчайший срок электроснабжения потребителей и качества электроэнергии (по частоте и напряжению);
- создание надежной послеаварийной схемы в синхронной зоне и отдельных ее частях;
- выяснение возможности включения отключившегося оборудования;
- восстановление режима энергосистем в соответствии с требованиями надежности и устойчивости с учетом условий заключенных договоров.

1.4. Документ определяет только технические вопросы и не рассматривает правила ведения коммерческой деятельности на рынках электроэнергии стран СНГ и Балтии.

1.5. В документе не рассматривается распределение действий между оперативно-диспетчерским персоналом внутри национальных энергосистем, затронутых нарушением параметров допустимого режима.

2. Термины и определения

Баланс мощности энергосистемы: система показателей, характеризующая соответствие между готовой к несению нагрузки мощностью электростанций и нагрузкой потребителей энергосистемы с учетом расходов на собственные нужды, потерь при передаче, распределении и преобразовании, обмена мощностью с другими энергосистемами и нормированных резервов мощности.

Возмущение (режима) энергосистемы: внезапное нарушение установившегося режима энергосистемы, вызванное коротким замыканием, отключениями отдельных элементов электрической сети, генерирующих источников, потребителей и т.п., приводящее к переходному режиму.

Дефицит мощности в энергосистеме: недостаток генерирующей мощности, равный разности между требуемой генерирующей мощностью при нормативных показателях качества электрической энергии и фактической величиной максимальной мощности, готовой к несению нагрузки в данный момент времени с учетом ограничений по пропускной способности сети.

Дежурный работник объекта электроэнергетики (электрической станции, подстанции, энергопринимающей установки потребителей): работник субъекта электроэнергетики, уполномоченный на выдачу и выполнение команд по управлению электроэнергетическим режимом соответствующего объекта электроэнергетики, а также на непосредственное воздействие на органы управления энергоустановок.

Диспетчер - координатор: определенный Соглашением Сторон диспетчер, который организует совместное управление режимом по тому или иному аспекту (регулирование частоты, регулирование напряжения, регулирование нагрузки межгосударственных связей, координация ликвидации нарушений допустимого режима, охватывающих более одной национальной энергосистемы и др.). По разным функциям координаторами могут быть установлены диспетчеры разных национальных энергосистем.

Диспетчер-координатор должен обеспечиваться необходимой информацией от диспетчеров других национальных энергосистем, на основании которой он планирует действия и, в условиях, оговоренных Соглашениями, реализует эти действия, при необходимости обращаясь к диспетчерам других национальных энергосистем для выполнения действий на объектах, находящихся в их диспетчерском управлении.

Необходимость выделения диспетчера-координатора и его функции определяются в Соглашениях участвующих Сторон.

Диспетчерская команда: указание совершить (воздержаться от совершения) конкретное действие (действия) по управлению технологическими режимами и эксплуатационным состоянием объектов электроэнергетики или энергопринимающих установок потребителей электрической энергии с управляемой нагрузкой, выдаваемое диспетчером вышестоящего диспетчерского центра по каналам связи диспетчеру нижестоящего диспетчерского центра или дежурному работнику.

Диспетчерский центр: структурное подразделение организации-субъекта оперативно-диспетчерского управления, осуществляющее управление режимом энергосистемы в пределах закрепленной за ним операционной зоны.

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

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

Диспетчерское согласование: разрешение, выдаваемое диспетчером вышестоящего диспетчерского центра по каналам связи диспетчеру нижестоящего диспетчерского центра или дежурному объекта электроэнергетики.

Загрузка оборудования (линий электропередачи): полнота использования производительности оборудования (пропускной способности линий электропередачи).

Изолированная энергосистема: энергосистема, электрически отделенная от синхронной зоны (изолированное состояние, например, может возникнуть вследствие отключения элементов передающей сети).

Контролируемое сечение (связь): сечение (связь), по которому установлено значение допустимого перетока мощности.

В данном документе рассматриваются только такие контролируемые сечения (связи), которые являются межгосударственными или режим которых влияет на режим работы межгосударственного сечения (связи).

Контрольные пункты сети: выделенные в каждой операционной зоне подстанции и электростанции, на шинах которых напряжение должно поддерживаться в соответствии с утвержденными графиками в функции времени или в зависимости от параметров режима и состава включенного оборудования. В группу Контрольных пунктов должны включаться подстанции и электростанции с наибольшим влиянием на устойчивость нагрузки, параллельной работы электростанций, частей синхронной зоны, а также на потери электроэнергии в операционной зоне.

Надежность электроснабжения: способность энергосистемы, в составе которой работают энергопринимающие установки потребителей, обеспечить им поставку электрической энергии (мощности) в соответствии с заявленными величинами и договорными обязательствами при соблюдении установленных норм качества электроэнергии.

Нарушение параметров допустимых режимов (в контексте - нарушение): состояние энергосистемы, объекта, в котором не выполняются условия допустимого режима.

Национальная энергосистема: энергосистема в государственных границах.

Национальная зона диспетчерского управления: зона диспетчерского управления в государственных границах.

Национальный диспетчерский центр: ДЦ, операционная зона которого охватывает национальную энергосистему.

Нормальная загрузка оборудования: загрузка оборудования, не превышающая допускаемых по условиям нормального режима максимальных значений параметров, определенных паспортными данными и инструкциями.

Обеспечение функционирования энергосистемы: сочетание всех технических и организационных действий, направленных на то, чтобы энергосистема могла выполнять функцию по электроснабжению с учетом необходимой адаптации к изменяющимся условиям.

Объекты электроэнергетики: имущественные объекты, непосредственно используемые в процессе производства, передачи электрической энергии, оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике и сбыта электрической энергии, в том числе

объекты электросетевого хозяйства.

Оперативно-диспетчерское управление энергосистемой: централизованное управление режимом энергосистемы, осуществляемое Системным оператором или иными субъектами оперативно диспетчерского управления.

Оперативный резерв генерирующей мощности (на загрузку и разгрузку): часть полного резерва генерирующей активной мощности, предназначенная для компенсации небаланса между генерированием и потреблением мощности, вызванного отказами элементов (оборудования) энергосистемы и/или непредвиденным увеличением или снижением нагрузки потребителей.

В его состав входят:

- включенный резерв, ввод которого требует менее 20 минут и который обеспечен первичными энергоресурсами более 3 часов;
- первичный резерв с автоматическим вводом до 30 секунд;
- вторичный резерв с автоматическим или ручным вводом до 15 минут (на загрузку и на разгрузку);
- третичный резерв, который вводится персоналом для восстановления вторичного (и первичного) резерва и коррекции графика.

Оперативный персонал энергообъекта: персонал энергообъекта, непосредственно воздействующий на органы управления энергоустановок и осуществляющий обслуживание электроустановок в смену.

Операционная зона (Зона диспетчерского управления) (диспетчерского центра): территория, в границах которой расположены объекты электроэнергетики и энергопринимающие установки потребителей, управление взаимосвязанными технологическими режимами которых осуществляет соответствующий диспетчерский центр.

Отказ: самопроизвольные запуск или прекращение функционирования технического устройства, а также выход параметров функционирования за допустимые границы.

Параллельная работа: совместно работающие электростанции, электрические сети и приемники электрической энергии, объединенные общим технологическим процессом производства, передачи и потребления электроэнергии.

Перегрузка оборудования: загрузка оборудования выше допустимых по условиям эксплуатации и критериям нормального режима значений.

Перетоки мощности (по связям, сечениям электрической сети):

Аварийно допустимый переток мощности в сечении сети: наибольший допустимый в послеаварийном или вынужденном режимах переток.

Вынужденный переток мощности в сечении сети: загрузка сечения выше максимально допустимого, но не превышающая аварийно допустимого перетока в вынужденном режиме.

Максимально допустимый переток мощности в сечении сети: наибольший допустимый переток в сечении, удовлетворяющий всем требованиям по надежности к нормальным режимам.

Потребители электрической энергии с управляемой нагрузкой: категория потребителей электрической энергии, которые в силу режимов работы (потребления электрической энергии) влияют на качество электрической энергии, надежность работы национальной энергосистемы и оказывают в связи с этим на возмездной договорной основе услуги по обеспечению вывода национальной энергосистемы из аварийных ситуаций.

Указанные потребители могут оказывать и иные согласованные с ними услуги на условиях договора.

Пропускная способность электрической сети: максимальная величина мощности, которой можно непрерывно обмениваться между двумя частями энергосистемы при обеспечении их надежной работы.

Противоаварийная автоматика: автоматические устройства, предназначенные для ограничения развития и прекращения аварийных режимов при возмущениях в энергосистеме и выполняющие функции предотвращения нарушения устойчивости, ликвидации асинхронного режима, ограничения снижения и повышения частоты и напряжения, ограничения перегрузки оборудования.

Противоаварийное управление в энергосистеме: автоматическое и оперативное управление, направленное на предотвращение и ликвидацию нарушений допустимого режима в энергосистеме.

Расчетные (нормативные) условия: схемно-режимные состояния объекта (энергосистемы), а также функциональные, климатические и иные воздействия и возмущения (в частности, аварийный небаланс мощности), которые учитываются (приняты в расчет) при установлении мер по обеспечению надежности при проектировании и эксплуатации в соответствии с нормативными документами и/или договорными отношениями.

Расчетные (нормативные) условия функционирования энергосистемы: условия, принимаемые при планировании развития и функционирования энергосистем в соответствии с действующими нормами, по отношению к которым должны быть обеспечены требуемые параметры и показатели функционирования, включая параметры и показатели безопасности энергосистем, качества электроэнергии и надежности электроснабжения потребителей.

Регулирование напряжения включает:

- **первичное регулирование напряжения**, которое осуществляется автоматическими регуляторами возбуждения (генераторов, синхронных компенсаторов, синхронных двигателей) и устройствами управления режимами статических компенсаторов реактивной мощности, предназначено для ограничения отклонения напряжения;

- **вторичное регулирование напряжения**, которое координирует действие устройств первичного регулирования в пределах данного района для того, чтобы поддерживать в допустимых пределах напряжение в "контрольных пунктах" сети, восстанавливая напряжение до нормального уровня и диапазоны первичного регулирования напряжения на объектах;

- **третичное регулирование напряжения**, которое предназначено для восстановления возможностей вторичного регулирования и оптимизации уровней напряжения в "контрольных пунктах" системы.

Регулирование частоты и мощности включает:

- **первичное регулирование частоты** - процесс децентрализованного изменения мощности генерирующих агрегатов под воздействием регуляторов скорости вращения турбин, вызванный изменением частоты и направленный на ограничение этого изменения (на ТЭС, АЭС изменение мощности турбины поддерживается изменением мощности котлоагрегата, реактора).

- **вторичное регулирование частоты и мощности** - обеспечивает поддержание частоты и сальдо перетоков мощности субъекта управления на заданном уровне, в частности, восстанавливает заданные значения частоты и перетоков мощности после нарушения допустимого режима (и тем самым - резервы первичного регулирования частоты). Вторичное

регулирование осуществляется автоматически или вручную воздействием на мощность выделенных электростанций.

▪ **третичное регулирование активной мощности** - предназначено для восстановления диапазона вторичного регулирования частоты и мощности; осуществляется вручную воздействием на мощность электростанций.

Режим энергосистемы (электроэнергетический режим энергосистемы): единый процесс производства, преобразования, передачи и потребления электрической энергии в энергосистеме и состояние объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок потребителей электрической энергии (включая схемы электрических соединений объектов электроэнергетики).

Аварийный режим энергосистемы: режим энергосистемы с параметрами, выходящими за пределы требований технических регламентов, возникновение и длительное существование которого представляют недопустимую угрозу жизни людей, повреждения оборудования и ведут к ограничению подачи электрической и тепловой энергии в значительном объеме.

Асинхронный режим энергосистемы: переходный режим, характеризующийся работой отдельных частей энергосистемы с разной частотой при сохранении их электрической связи.

Нормальный режим энергосистемы: режим энергосистемы, при котором все потребители снабжаются электрической энергией в соответствии с договорами и диспетчерскими графиками, а значения технических параметров режима энергосистемы и оборудования находятся в пределах длительно допустимых значений, имеются нормативные оперативные резервы мощности и топлива на электростанциях.

Послеаварийный режим энергосистемы: режим, в котором энергосистема находится после локализации аварии до установления нормального или вынужденного режима. Послеаварийный режим характеризуется сниженными требованиями к параметрам режима по сравнению с требованиями к нормальному режиму. Продолжительность нормализации послеаварийного режима ограничена 20 минутами. Превышение указанного времени означает переход к работе в вынужденном режиме.

Вынужденный режим энергосистемы: режим энергосистемы, при котором нагрузка некоторых сечений выше максимально допустимой, но не превышает аварийно допустимой. Вынужденный режим для МГС может быть разрешен и согласован национальными диспетчерскими центрами на время, не более 40 минут (дополнительно к 20 минутам, разрешенным для нормализации послеаварийного режима), или на время, необходимое для ввода ограничений и/или мобилизации резерва, а также при невозможности выполнения требований к нормальным режимам энергосистемы.

Режим синхронных качаний: режим электроэнергетической системы, характеризующийся низкочастотными периодическими изменениями токов, напряжений и мощности при сохранении синхронности параллельной работы генераторов. Длительные слабозатухающие, тем более, нарастающие синхронные качания относятся к недопустимым режимам.

Установившийся режим энергосистемы: режим работы энергосистемы, при котором параметры режима могут приниматься неизменными.

Переходный режим работы энергосистемы: режим, при котором скорости и величины изменения параметров настолько значительны, что они должны учитываться при рассмотрении конкретных практических задач.

Технологический режим работы объекта электроэнергетики или энергопринимающей установки потребителя: процесс, протекающий в технических устройствах объекта электроэнергетики или энергопринимающей установки потребителя электрической энергии, и состояние этого объекта или установки (включая параметры настройки системной и противоаварийной автоматики).

Резервы генерирующей мощности

Резерв генерирующей мощности агрегата электростанции (энергоблока) на увеличение (на загрузку): часть регулировочного диапазона энергоблока от его нагрузки до располагаемой мощности, определяемая в реальном времени.

Резерв генерирующей мощности энергосистемы на увеличение: разность между суммарной рабочей мощностью и суммарной нагрузкой электростанций энергосистемы, определяемая в реальном времени.

Резерв генерирующей мощности агрегата электростанции (энергоблока) на снижение (разгрузка): часть регулировочного диапазона энергоблока от текущей нагрузки до технического минимума, определяемая в реальном времени.

Резерв генерирующей мощности энергосистемы на снижение (на разгрузку): разность между суммарной нагрузкой в исходном режиме и суммой технических минимумов электростанций энергосистемы, определяемая в реальном времени.

Холодный резерв генерирующей мощности энергосистемы: суммарная генерирующая мощность выведенных из работы агрегатов электростанций, обеспеченных топливом и готовых к пуску.

Оперативный резерв генерирующей мощности (на загрузку и разгрузку) энергосистемы: часть полного резерва генерирующей мощности, по времени ввода пригодная для компенсации небаланса между генерированием и потреблением мощности, вызванного отказами элементов (оборудования) энергосистемы и/или непредвиденным увеличением или снижением нагрузки потребителей.

Связь (в электрической сети): последовательность элементов сети, соединяющих две части энергосистемы. Данная последовательность может включать в себя линии электропередачи, трансформаторы, системы (секции) шин, коммутационные аппараты.

Сечение электрической сети: совокупность сетевых элементов, отключение которых привело бы к разделению энергосистемы на две не связанные между собой части.

Синхронная зона: совокупность всех параллельно работающих энергосистем, имеющих общую системную частоту электрического тока.

Системный оператор национальной энергосистемы (далее - системный оператор): специализированная организация, осуществляющая единоличное управление технологическими режимами работы объектов электроэнергетики и уполномоченная на выдачу оперативных диспетчерских команд и распоряжений, обязательных для всех субъектов оперативно-диспетчерского управления, субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии с управляемой нагрузкой национальной энергосистемы.

Субъекты оперативно-диспетчерского управления: лица и организации, уполномоченные осуществлять управление технологическими режимами работы объектов электроэнергетики.

Схема электрических соединений объекта электроэнергетики: характеристика электроэнергетического режима, определяющая состояние соединения оборудования объекта электроэнергетики между собой.

Устойчивость энергосистемы

Статическая устойчивость энергосистемы: способность энергосистемы возвращаться к исходному или близкому к нему установившемуся режиму после малых его возмущений. Под малым возмущением режима энергосистемы понимается такое, при котором изменения параметров несоизмеримо малы по сравнению со значениями этих параметров.

Динамическая устойчивость энергосистемы: способность энергосистемы возвращаться к установившемуся режиму после значительных возмущений режима без перехода в асинхронный режим. Под значительным понимается такое возмущение, при котором изменения параметров режима соизмеримы со значениями этих параметров.

Устройства технологической автоматики (котлоагрегата): совокупность регуляторов технологических параметров режима котлоагрегата (давления пара, температуры, расхода воздуха, воды и др.), а также некоторые другие автоматические устройства котлоагрегата.

Холодный резерв генерирующей мощности энергосистемы: суммарная генерирующая мощность выведенных из работы агрегатов электростанций, обеспеченных топливом и готовых к пуску.

Чрезвычайная ситуация (ЧС): состояние энергосистемы или внешней среды, при котором существует высокая вероятность нарушения или уже нарушены нормальные условия жизни и деятельности людей, вызванное аварией, катастрофой, стихийным или экологическим бедствием, эпидемией, применением возможным противником современных средств поражения и приведшее или могущее привести к людским и материальным потерям.

Электрические сети: совокупность технических устройств, состоящих из высоковольтных линий электропередачи и подстанций, предназначенных для передачи и распределения электрической энергии.

Электроэнергетическая система (энергосистема): совокупность электростанций, электрических и тепловых сетей и энергопринимающих установок потребителей, соединенных между собой и связанных общностью режима (работающих параллельно) в непрерывном процессе производства, преобразования, распределения и потребления электрической энергии и тепла при едином диспетчерском управлении.

В соответствии с определением термин "энергосистема" применяется в тексте как обобщающий и включающий в себя, в частности, понятия: региональная, объединенная, единая, национальная энергосистема.

Энергообъект: объект электроэнергетики, выполняющий законченную технологическую функцию и оснащенный средствами управления соответствующего технологического процесса; ниже под энергообъектом понимается электростанция или подстанция.

Классификации.

Перетоки мощности в сечениях электрической сети:

Наибольший допустимый в нормальном режиме переток мощности в сечении называется максимально допустимым перетоком. Наибольший допустимый переток в послеаварийном режиме называется аварийно допустимым перетоком.

Примечание: В некоторых странах используется вынужденный переток мощности (режим), что означает разрешение установленных отклонений от нормального перетока.

Состояния энергосистемы

Нормальное состояние, Контролируемое аварийное состояние, Чрезвычайное состояние.

Нормальное состояние энергосистемы: состояние энергосистемы, при котором условия ее функционирования соответствуют нормативным, отсутствуют нарушения в работе основных устройств и оборудования, параметры режима удовлетворяют всем требованиям по безопасности, надежности функционирования и качеству электроэнергии.

Контролируемое аварийное состояние энергосистемы: состояние энергосистемы, при котором она находится под воздействием возмущения или после него с отклонениями параметров функционирования от нормальных значений, однако обладает необходимыми запасами энергоресурсов, пропускной способности сети, резервами генерирующих мощностей и является управляемым.

Чрезвычайное состояние энергосистемы: состояние энергосистемы, имеющее высокую вероятность нарушения или уже повлекшее нарушение нормальных условий жизни и деятельности людей.

Допустимым режимом энергосистемы ниже считается режим, в котором обеспечено:

- поддержание частоты в пределах $50 \pm 0,2$ Гц с допустимым кратковременным отклонением до $50 \pm 0,4$ Гц;
- загрузка связей и сечений до величин, не превышающих установленные максимально допустимые перетоки мощности и длительно допустимые токовые нагрузки;
- поддержание напряжения в пределах допустимых уровней;
- наличие необходимого оперативного резерва активной мощности, обеспеченного энергоресурсами, а также необходимого резерва реактивной мощности.

Примечание: Отсутствие или недостаток резерва не считается нарушением допустимого режима, но в этой ситуации необходимо незамедлительно принимать меры для восстановления резервов.

Используемые сокращения

АВР	- автоматический ввод резерва
АЛАР	- автоматическая ликвидация асинхронного режима
АОН	- автоматика отключения нагрузки
АОПН	- автоматическое ограничение повышения напряжения
АОПЧ	- автоматическое ограничение повышения частоты
АОСН	- автоматическое ограничение снижения напряжения
АОСЧ	- автоматическое ограничение снижения частоты
АПВ	- автоматическое повторное включение
АРО	- автоматическая разгрузка оборудования
АРПМ	- автоматическая разгрузка при перегрузке по мощности
АТ	- автотрансформатор
АЧВР	- автоматический частотный ввод резерва

АЧР	- автоматическая частотная разгрузка
АЭС	- атомная электростанция
ВЛ	- воздушная линия (электропередачи)
ГАЭС	- гидроаккумулирующая электростанция
ГЭС	- гидроэлектростанция
ДЦ	- диспетчерский центр
КЗ	- короткое замыкание
ЛЭП	- линия электропередачи
МГС	- межгосударственная связь
НДЦ	- национальный диспетчерский центр
ПА	- противоаварийная автоматика
ПС	- подстанция
РЗА	- релейная защита и автоматика
РПН	- регулирование напряжения под нагрузкой
РУ	- распределительное устройство
САОН	- специальная автоматика отключения нагрузки
СК	- синхронный компенсатор
СН	- собственные нужды
СНГ	- Содружество Независимых Государств
СО	- системный оператор
СШ	- система шин
ТЭС	- тепловая электростанция
ТЭЦ	- тепловая электроцентраль
УРОВ	- устройство резервирования отказа выключателей
ЧАПВ	- частотное АПВ
ЧДА	- частотная делительная автоматика

3. Общие положения

Взаимоотношения органов диспетчерского управления национальных энергосистем определяются соответствующими двусторонними договорами и осуществляются на основе согласованных правил, инструкций и других документов.

3.1. Организационные и технические мероприятия.

3.1.1. Между взаимодействующими национальными энергосистемами должны быть распределены обязанности (функции) по предотвращению развития и ликвидации нарушения параметров допустимых режимов. В частности, могут быть установлены координирующие национальные диспетчерские центры, диспетчеры которых являются координаторами по регулированию частоты, по регулированию напряжения на приграничных и влияющих на режимы сопредельных национальных энергосистем пунктах, по регулированию нагрузки межгосударственных связей – в нормальных и аварийных

режимах, по ликвидации нарушений, охватывающих более одной национальной энергосистемы, в том числе в случае отделения части синхронной зоны.

3.1.2. Настройка релейной защиты и противоаварийной автоматики, влияющей на режимы МГС и прилегающих районов, должна быть взаимно согласована.

В частности, должны быть согласованы уставки системы АОСЧ, включая АЧВР и АЧР в диапазоне возможного изменения частоты в синхронной зоне (50,0 - 48,5 Гц). Для международных районов, которые могут быть отделены оперативно или автоматически от синхронной зоны, между участниками каждого такого района должны быть согласованы уставки АЧР во всем диапазоне действия, а также уставки ЧДА.

Для таких случаев должны быть предусмотрены точки синхронизации и соответствующие устройства.

3.1.3. При планировании режимов национальной энергосистемы предусматриваются необходимые для обеспечения ее надежности резервы генерирующих мощностей, запасы пропускной способности электрической сети, объемы участия потребителей в регулировании режима.

3.1.4. Должны быть подготовлены и зафиксированы местными инструкциями основные технические решения по предотвращению развития нарушения допустимого режима и восстановлению допустимого режима после нарушения для типовых вариантов схемно-режимных условий и возмущений.

Специально должны быть проработаны вопросы обеспечения разворота электростанций в случае их погашения при развитии нарушения, а также соблюдения установленных временных интервалов перерыва питания для потребителей с управляемой нагрузкой, участвующих в противоаварийном управлении.

3.1.5. Необходимо заблаговременное планирование объема и мест размещения резервов активной мощности с учетом нормативных возмущений (аварийные небалансы мощности и аварийное ослабление межсистемных связей), которые могут частично быть размещены в сопредельных энергосистемах на основе соответствующих Соглашений по объемам резервов, их размещению, процедуре мобилизации.

3.2. Действия в условиях нарушения параметров допустимого режима

3.2.1. При возникновении нарушения допустимого режима диспетчеры всех взаимодействующих и затронутых нарушением национальных энергосистем независимо от наличия диспетчера-координатора принимают собственные меры по мобилизации своих ресурсов и включению в работу отключившегося оборудования для введения параметров режима (по частоте, по напряжению, по току ЛЭП и оборудования) в диапазон допустимых значений, обмениваясь при этом необходимой оперативной информацией.

При отсутствии диспетчера-координатора диспетчеры национальных энергосистем, действуя на основе Соглашений между взаимодействующими Сторонами и в соответствии с согласованными инструкциями по установленным критериям или запросам диспетчеров других национальных энергосистем, мобилизуют в установленном объеме и порядке свои аварийные резервы, предназначенные для использования в интересах других национальных энергосистем и синхронной зоны в целом. При этом они согласовывают между собой действия в объеме, необходимом для их эффективного выполнения.

3.2.2. Диспетчер национальной энергосистемы, в которой возникла причина нарушения, также независимо от наличия диспетчера-координатора, мобилизует собственные ресурсы всех видов для ограничения и ликвидации нарушения, вплоть до ограничения и отключения потребителей, сообщает о нарушениях и принимаемых мерах диспетчерам других национальных энергосистем, которые затронуты нарушением или

которым угрожает нарушение, и запрашивает, при необходимости, дополнительные ресурсы управления у диспетчеров других национальных энергосистем в объеме и порядке, предусмотренными в Соглашениях взаимодействующих Сторон для типовых нарушений допустимого режима.

3.2.3. При наличии диспетчера-координатора, диспетчеры взаимодействующих национальных энергосистем, затронутых нарушением, информируют его о возникающих нарушениях и всех принимаемых мерах, а также о располагаемых ресурсах.

Диспетчер-координатор в пределах своих функций, установленных Соглашениями взаимодействующих Сторон, на основе получаемой информации планирует (совместно с диспетчерами других национальных энергосистем) действия, организует и координирует мобилизацию ресурсов взаимодействующих национальных энергосистем, предназначенных для взаимопомощи и обеспечения функционирования синхронной зоны в целом.

3.2.4. При возникновении нарушения параметров допустимого режима первоочередной задачей является идентификация места и характера нарушения, его масштаба, схемы и режимов работы энергосистем в зоне нарушения.

При возникновении любого такого нарушения в национальной энергосистеме или на ее объекте, могущем повлиять на режим работы межгосударственных связей или на частоту в синхронной зоне, оперативно-диспетчерский персонал соответствующей национальной энергосистемы должен немедленно собрать информацию в части оборудования и энергообъектов, находящихся в его оперативной подчиненности, и передать ее в установленном порядке диспетчеру-координатору ликвидации нарушений допустимого режима:

- об аварийных отключениях или явной угрозе отключения элементов передающей сети и генерирующих мощностей;
- о возникновении качаний мощности по ВЛ или на генераторах, о выявлении асинхронного режима;
- о нарушении допустимых параметров режима (частота, напряжение, токовая нагрузка, переток мощности);
- о срабатывании устройств РЗА и противоаварийной автоматики или об их неисправности (отказе);
- о возможности развития нарушения допустимого режима;
- об отключении потребителей (работа АЧР, САОН).

Диспетчеры, в операционной зоне которых находятся приграничные объекты, при обнаружении нарушения режима их работы или работы МГС обязаны сообщить об этом диспетчеру-координатору и передать дополнительную информацию о характере нарушения, описанную выше.

В свою очередь диспетчер-координатор при возникновении нарушения допустимого режима должен принять меры по сбору необходимой информации, описанной выше.

3.2.5. Диспетчеры, независимо от наличия согласованного диспетчера-координатора, должны также взаимно сообщать друг другу необходимую информацию, указанную в пункте 3.2.4, и дополнительную информацию о ситуации в энергосистемах, если это может затрагивать надежность или изменять режимы работы сопредельных национальных энергосистем в соответствии с Соглашением между Сторонами.

3.2.6. Все операции по изменению схемы и режима с целью предотвращения развития и ликвидации нарушения, в т.ч. восстановление допустимых значений параметров режима,

выполняются с контролем отсутствия нарушения других ограничений (в т.ч. других параметров и на других объектах).

3.2.7. Обо всех действиях по выполнению полученных команд или самостоятельных персонал всех уровней должен немедленно сообщать по инстанции, не дожидаясь опроса.

3.3. Организация взаимодействия персонала.

3.3.1. Международное оперативное взаимодействие осуществляется диспетчерами НДЦ, а также может осуществляться в установленных пределах по согласованию Сторон подчиненными им диспетчерами ДЦ нижестоящего уровня, операционные зоны которых примыкают к межгосударственной границе. Взаимодействие между диспетчерами разного уровня национальных энергосистем устанавливается внутренними документами. Взаимодействие между диспетчерами разных национальных энергосистем устанавливается на основании распределения обязанностей и ответственности в Соглашении между Сторонами.

В каждой национальной энергосистеме действуют инструкции по предотвращению развития и ликвидации нарушений допустимых режимов, согласованные Сторонами в той части, которая касается ликвидации нарушений, выходящих за границы данной национальной энергосистемы.

3.3.2. При ликвидации нарушения допустимого режима все команды диспетчера-координатора, руководящего ликвидацией, по вопросам, входящим в его компетенцию, выполняются немедленно.

Если команда диспетчера-координатора представляется ошибочной, диспетчер, принимающий команду, немедленно указывает на это диспетчеру, отдавшему команду. В случае подтверждения диспетчером-координатором своей команды, диспетчер, принимающий команду, обязан ее выполнить, кроме случаев угрозы для жизни людей, сохранности оборудования и питания собственных нужд энергообъектов. О своем отказе выполнить такую команду диспетчер, принимающий команду, обязан доложить диспетчеру, отдавшему команду, и своему административно-техническому руководителю, а также сделать соответствующую запись в оперативном журнале.

3.3.3. Диспетчерские команды должны быть краткими и понятными. Отдающий и принимающий команду должны четко представлять порядок и последовательность производства всех намеченных операций и допустимость их выполнения по состоянию схемы и режиму работы оборудования. Выслушав команду, принимающий ее диспетчер должен дословно подтвердить текст команды и получить подтверждение, что команда понята правильно.

3.3.4. Диспетчерский персонал обеспечивается первоочередной связью по прямым каналам диспетчерской связи, в случае необходимости по его требованию прерываются остальные переговоры.

3.3.5. Приемку и сдачу смены во время ликвидации нарушения допустимого режима рекомендуется не производить.

При нарушении, которое требует длительного времени для его ликвидации, допускается сдача смены по разрешению диспетчера, руководящего ликвидацией нарушения.

3.3.6. Производство переключений и другие операции по управлению режимом на приграничных объектах, а также на других объектах, влияющих на надежность МГС, осуществляются в соответствии с согласованными инструкциями.

Во внутренних инструкциях диспетчерскому персоналу и дежурному персоналу объектов электроэнергетики должны быть указаны операции, которые могут производиться самостоятельно, а также операции, которые самостоятельно выполнять запрещается.

3.3.7. Все оперативные переговоры во время ликвидации нарушения должны записываться звукозаписывающей аппаратурой, записи хранятся не менее 3-х месяцев, либо до завершения окончательного расследования нарушения.

4. Действия при аварийных небалансах активной мощности

4.1. Общие положения.

4.1.1. Частота является общесистемным параметром, нарушение ее допустимых значений затрагивает все национальные энергосистемы синхронной зоны, балансы всех национальных энергосистем влияют на ее значение и поэтому регулирование частоты, в том числе при нарушениях допустимого режима, целесообразно по согласованию Сторон осуществлять при координации действий диспетчеров во всей синхронной зоне.

4.1.2. Допустимые отклонения частоты в синхронной зоне составляют для 20-секундных средних значений:

$\pm 0,05$ Гц - нормально допустимое значение отклонения частоты,

$\pm 0,2$ Гц - допустимое значение отклонения частоты,

$\pm 0,4$ Гц - предельно допустимое значение отклонения частоты;

при этом допустимое время работы энергосистемы с отклонением частоты в диапазоне от 0,2 до 0,4 Гц не должно превышать 15 мин. и суммарно - 72 мин. в сутки.

Работа с частотой вне указанного диапазона допускается в течение короткого времени и должна устраняться действием автоматики или/и (экстренными) действиями диспетчера.

4.1.3. В нормальных и расчетных аварийных условиях частота в энергосистеме поддерживается системой регулирования частоты, состоящей из подсистем первичного, вторичного и третичного регулирования, в аварийных условиях возможно также действие автоматических устройств АОСЧ и АОПЧ.

4.1.4. Все национальные энергосистемы, работающие в составе синхронной зоны, в соответствии с Соглашениями поддерживают необходимые резервы активной мощности и принимают участие в поддержании нормального уровня частоты, выполняя заданный суточный график сальдо перетоков мощности с коррекцией по частоте в пределах, оговоренных в документе, регламентирующем действия по регулированию частоты. Регулирование частоты в синхронной зоне, в том числе при нарушении параметров допустимых режимов, организует диспетчер-координатор, определенный Соглашением Сторон.

4.1.5. Оперативно-диспетчерский персонал участвует во вторичном и третичном регулировании частоты, а также контролирует и резервирует действие автоматических систем.

4.2. Предотвращение и ликвидация недопустимого снижения частоты электрического тока

4.2.1. Если при ведении режима выявлена возможность снижения частоты при прохождении максимума нагрузки, с необходимой заблаговременностью диспетчером-координатором регулирования частоты в синхронной зоне:

- даются команды на подготовку гидроаккумулирующих электростанций для работы в генераторном режиме и на пуск генерирующего оборудования, находящегося в холодном резерве;

- запрещается (отказывается) вывод в ремонт генерирующего оборудования и линий электропередачи, снижающих пропускную способность перегружаемых сечений (независимо от наличия разрешенных заявок);

- выводится из ремонта и приостанавливается вывод в ремонт линий и энергетического оборудования, ограничивающих выдачу мощности из избыточных районов;

- изменяются в установленном порядке графики сальдо перетоков по межгосударственным связям и сечениям.

Указанные меры принимаются диспетчером-координатором в своей национальной энергосистеме, при необходимости он обращается к диспетчерам других национальных энергосистем с предложением принятия аналогичных мер.

4.2.2. При снижении частоты ниже уровня 49,95 Гц, не устранимого действием автоматического вторичного регулирования в течение 5 мин., диспетчер-координатор регулирования частоты в синхронной зоне принимает меры к восстановлению частоты, используя третичные резервы в своей национальной энергосистеме, а при необходимости – резервы в других национальных энергосистемах, не превышая максимально допустимые перетоки мощности по контролируемым межгосударственным и внутригосударственным связям.

4.2.3. При внезапном снижении частоты ниже уровня 49,8 Гц диспетчер-координатор регулирования частоты в синхронной зоне осуществляет идентификацию нарушения, в частности, устанавливает место, причину и величину небаланса мощности и принимает меры к восстановлению частоты, используя в соответствии с договорами о параллельной работе резервы мощности во всех национальных энергосистемах, не превышая максимально допустимые перетоки мощности по контролируемым межгосударственным и внутригосударственным связям.

4.2.4. Диспетчер национальной энергосистемы, в которой произошла потеря генерирующей мощности, должен использовать все имеющиеся собственные резервы мощности, а также по согласованию с диспетчером-координатором использовать, в случае необходимости, установленные Соглашением (о взаимопомощи) резервы мощности других национальных энергосистем, не превышая максимально допустимые перетоки мощности по контролируемым связям.

4.2.5. Если несмотря на принятые меры снижение частоты продолжается, то дополнительно:

- используются разрешенные аварийные перегрузки генерирующих установок и токовые нагрузки линий электропередачи с контролем их продолжительности (при этом превышение максимально допустимых перетоков не допускается);

- повышается электрическая нагрузка на ТЭЦ за счет снижения расхода пара на промышленные и тепловые отборы.

4.2.6. Если проведение мероприятий по предыдущему пункту не обеспечило повышения частоты выше 49,8 Гц, то по команде диспетчера-координатора вводятся ограничения потребления электроэнергии и отключаются энергопринимающие установки потребителей с контролем перетоков мощности по контролируемым связям. Отключение потребителей производится, в первую очередь, в национальной энергосистеме, в которой произошла потеря генерирующей мощности.

4.2.7. Снижение частоты ниже 49 Гц при возможных аварийных дефицитах мощности возможно только в отделившихся частях синхронной зоны. При больших дефицитах мощности, недостаточности АЧР или её отказе вследствие глубокого снижения напряжения в отделившейся части синхронной зоны возможно снижение частоты ниже 47 Гц.

В таких случаях для сохранения работоспособности электростанций в составе системы АОСЧ предусматривается их автоматическое выделение на работу со сбалансированной нагрузкой или в составе сбалансированного района.

При отсутствии или отказе системы автоматического выделения электростанции дежурный персонал электростанции в соответствии с местной инструкцией должен отключить генераторы от сети, обеспечив их готовность к быстрому пуску и набору нагрузки, в т.ч. выполнив мероприятия по сохранению питания собственных нужд электростанции.

4.2.7. После аварии со срабатыванием АЧР и стабилизации режима для автоматического включения отключенных энергопринимающих установок потребителей частота должна быть повышена диспетчером-координатором по регулированию частоты в синхронной зоне до уровня на 0,1-0,2 Гц выше верхней уставки ЧАПВ.

Диспетчер национальной энергосистемы во взаимодействии с диспетчером-координатором при наличии необходимого резерва мощности на электростанциях в этой энергосистеме может дать разрешение на ручное включение части потребителей, ранее отключенных автоматически или оперативно, с контролем перетоков мощности по контролируемым связям.

Включение остальных отключенных действием АЧР потребителей после нормализации частоты производится устройствами ЧАПВ, а в случае их отказа - вручную с контролем частоты и перетоков мощности по контролируемым связям.

4.2.8. При работе синхронной зоны с частотой ниже 49,6 Гц в электрических сетях и на электростанциях задерживается отключение в ремонт или резерв генерирующего оборудования и линий электропередачи, не производятся плановые переключения в РУ, работы в устройствах релейной защиты и противоаварийной автоматики и устройствах технологической автоматики энергоблоков, кроме переключений, необходимых для предотвращения, локализации и ликвидации нарушения.

4.2.9. При значительном и/или длительном небалансе мощности в одной из национальных энергосистем, который не может быть ликвидирован использованием помощи других национальных энергосистем синхронной зоны и приводит к работе с пониженной частотой, эта энергосистема в соответствии с Соглашением может быть отделена от синхронной зоны с переходом на автономную работу. Может быть предусмотрено автоматическое отделение национальной энергосистемы по определенным признакам.

С указанными целями может отделяться некоторая часть синхронной зоны, не совпадающая с одной или несколькими национальными энергосистемами, в соответствии с технологическими характеристиками этой части, как правило, в заранее предусмотренных местах.

4.3. Предотвращение и ликвидация недопустимого повышения частоты электрического тока

4.3.1. При повышении частоты выше 50,1 Гц осуществляется идентификация нарушения, вызвавшего повышение частоты, и состояния синхронной зоны. Персонал энергообъекта и диспетчер национальной энергосистемы, где произошло событие, приведшее к избытку мощности, немедленно передают информацию об этом диспетчеру-координатору и принимают меры по ликвидации возникшего избытка за счет разгрузки электростанций с контролем величины загрузки связей.

Для понижения частоты разгружаются электростанции (ГЭС, ТЭС, ТЭЦ), агрегаты ГАЭС переводятся в двигательный режим.

4.3.2. При сохранении значения частоты выше 50,1 Гц и наличии тенденции её дальнейшего роста диспетчером-координатором даются команды на разгрузку генерирующего оборудования вплоть до технического минимума с контролем частоты и перетоков мощности по контролируемым связям.

4.3.3. При исчерпании регулировочных возможностей на ГЭС и ТЭС диспетчером-координатором даются команды на перевод энергоблоков с турбонасосами на скользящие параметры пара, разгрузку в разрешенных пределах энергоблоков АЭС или (и) отключение котлов на дубль-блоках, а также энергоблоков тепловых электростанций. При этом объем и характер разгрузки должен учитывать ожидаемый рост нагрузки.

4.3.4. В случае повышения частоты до 50,3 Гц и более действует автоматика отключения генераторов на АЭС, ТЭС и ГЭС (устройства АОПЧ).

В случае её отказа, отключение генераторов осуществляет персонал электростанций в соответствии с местными инструкциями.

При этом принимаются меры по сохранению готовности энергоблоков и синхронизации (быстрому пуску) и набору нагрузки. Во всех случаях должно быть обеспечено сохранение питания собственных нужд электростанции.

4.3.5. О выполненных действиях по изменению нагрузок электростанций, о состоянии оборудования электростанций и загрузке межсистемных и внутрисистемных связей диспетчерский персонал национальных энергосистем должен немедленно докладывать диспетчеру-координатору.

5. Действия при отключении линий электропередачи

5.1. Рассматриваются отключения межгосударственных линий электропередачи или отключения таких линий электропередачи, которые влияют на режим работы МГС.

5.2. При аварийном отключении линии электропередачи

5.2.1. Диспетчер, в управлении которого находится отключенная линия:

- сообщает о произошедшем отключении, а также о принимаемых мерах диспетчерам других (сопредельных) национальных энергосистем, на режим которых может повлиять данное отключение, в части повышения (снижения) напряжения на пограничных подстанциях, наброса (сброса) активной мощности на межсистемные транзиты, снижения пропускной способности сечений;

- определяет причины отключений на основе показаний устройств телесигнализации и телеизмерений, анализа работы устройств релейной защиты и противоаварийной автоматики, опроса персонала и сообщений с мест;

- при необходимости организует выполнение операций по перестройке релейной защиты и противоаварийной автоматики;

- принимает меры по устранению причин отключения и включению отключившейся линии в работу.

5.2.2. Диспетчер, в управлении которого находится отключенная линия, и при наличии перегрузок межгосударственной и других контролируемых связей диспетчеры других национальных энергосистем, обмениваясь информацией, обеспечивают согласованными мерами допустимый режим работы этих связей для создавшейся схемы сети, используя, в первую очередь, резервы активной и реактивной мощности в национальной энергосистеме, в которой произошло отключение. При необходимости организуется в согласованном порядке предоставление аварийного резерва мощности в других национальных энергосистемах.

При исчерпании резервов мощности применяется отключение потребителей; прежде всего, эта мера применяется в национальной энергосистеме, в управлении диспетчеров которой находится отключенный элемент, или в случае использования этого элемента для транзита электроэнергии – в национальной энергосистеме, в которую эта электроэнергия передается. Место и порядок ограничения или отключения потребителей должны быть установлены в Соглашениях между Сторонами (см. также раздел 6).

5.2.3. Диспетчеры национальных энергосистем, в которых при рассматриваемом аварийном отключении линии произошло отключение потребителей от действия САОН, принимают меры к обратному включению потребителей, информируя диспетчеров сопредельных национальных энергосистем о своих действиях и контролируя загрузку связей; при невозможности восстановления питания потребителей за нормативное время применяется их включение после отключения других потребителей по графикам аварийных отключений (или ограничений).

Примечание к п.5.2. В сложных случаях при указанных операциях рекомендуется организовывать необходимое взаимодействие через согласованного диспетчера-координатора, который должен располагать в каждый момент времени всей существенной информацией и при консультациях с диспетчерами других затрагиваемых нарушением национальных энергосистем планировать указанные действия и координировать их выполнение.

5.3. Меры по включению отключенной линии электропередачи

5.3.1. При отключении линии электропередачи линейными защитами независимо от работы устройств автоматического повторного включения, отключившуюся линию допускается опробовать напряжением, если к моменту опробования не выявлено ее повреждений или повреждений присоединений линии.

Включение отключенной линии под напряжение, как правило, производится со стороны подстанции с нормальной схемой распределительного устройства, если это не оговорено особо в соответствующих инструкциях. Опробование напряжением линии, отключившейся от короткого замыкания, со стороны АЭС запрещается.

Перед опробованием линии напряжением учитывается, что при отказе выключателя, которым подается напряжение на линию, возможно отключение других элементов сети (СШ, АТ, ВЛ), сопровождающееся развитием нарушения и возможным отключением потребителей.

При включении протяженной линии электропередачи 330 кВ и выше необходимо на этапе одностороннего включения исключить недопустимое (по величине и длительности) повышение напряжения и срабатывание устройства АОПН. С этой целью необходимо учитывать уровни напряжения в сети, наличие подключенных к линии шунтирующих реакторов, схему прилегающей сети и объекта, от которого подается напряжение на линию.

5.3.2. Если отключилась транзитная линия, несинхронное включение которой недопустимо, на этапе одностороннего включения выполняется предварительная проверка отсутствия на ней напряжения с другой стороны. Включение линии на противоположном конце производится с обязательной проверкой или улавливанием синхронизма.

5.3.3. В случае одностороннего отключения линии электропередачи (линия находится под напряжением) необходимо включить линию в транзит по команде диспетчера, в чьем диспетчерском управлении она находится.

5.3.4. При необходимости быстрее включения линии по условиям надежности схемы электроснабжения или избежания (уменьшения объема) ограничений потребителей допускается повторное опробование ее напряжением вручную (особенно при

гололедообразовании или грозе, когда отключение линии часто вызывается неустойчивым КЗ).

5.3.5. На основе анализа действия защит, показаний фиксирующих измерительных устройств должно быть определено расчётное место повреждения и участок отказавшей линии, подлежащий осмотру. Осмотр расчётного места повреждения отказавшей линии должен быть произведён и в случае успешного её включения под нагрузку (в том числе устройствами АПВ). При обнаружении повреждения принимается решение о выводе линии в ремонт.

Допускается повторное опробование отказавшей линии напряжением, если не выявлены причины ее отказа.

5.3.6. Если повторное опробование неуспешно или осмотром обнаружено повреждение линии, создается режим, соответствующий создавшейся ремонтной схеме. При этом должен быть определён порядок включения линии под напряжение с учётом допустимых режимных параметров (перетоков мощности в сечениях, уровней напряжений, нагрузок электростанций), состояния схемы присоединений линии на объектах и прилегающей сети (наличие в ремонте выключателей, систем шин, количество подключаемых шунтирующих реакторов).

5.3.7. При необходимости срочного отключения линий и оборудования, связанного с угрозой жизни людей или повреждения оборудования, и невозможности быстрой подготовки режима допускается отключение их без подготовки режима (с возможным срабатыванием ПА).

5.4. Меры при угрозе отключения линии электропередачи

5.4.1. При получении сообщения от гидрометеорологических служб о возможности образования гололеда, налипания мокрого снега необходимо:

- проверить готовность схемы и устройств плавки гололеда на проводах, грозозащитных тросах;

- установить контроль интенсивности гололедообразования.

При достижении толщины гололеда величины, установленной инструкцией для данного класса линий, должна быть произведена плавка гололёда на проводах и тросах.

Соответствующие схемы и режимы плавки гололеда в районах с интенсивным гололедообразованием должны быть заранее разработаны.

5.4.2. При возникновении на линии электропередачи «пляски» проводов с амплитудой больше 5 м необходимо максимально разгрузить линию с контролем частоты и перетоков мощности по другим контролируемым сечениям и связям.

5.4.3. Если температура воздуха ниже -25 градусов, оперативные переключения рекомендуется не производить.

Примечание. Меры по п.5.3 выполняет диспетчер, в диспетчерском управлении которого находится отключившаяся линия электропередачи. Меры по п. 5.4 выполняет персонал соответствующей национальной энергосистемы

6. Действия при перегрузках контролируемых связей и сечений

6.1. Перегрузка оборудования (трансформаторов, автотрансформаторов), межгосударственных и внутригосударственных связей (сечений) национальных энергосистем может возникнуть при потере генерирующей мощности, росте потребления при отсутствии резерва в дефицитной части национальной энергосистемы, отключении отдельных линий электропередачи (или иного оборудования) и сохранении в работе шунтирующих связей.

6.2. Перетоки мощности по межгосударственным и другим контролируемым связям (сечениям) синхронной зоны во всех режимах не должны превышать максимально допустимых значений, в том числе по условиям токовых нагрузок по нагреву проводов и оборудования.

Продолжительность работы с перетоком мощности, превышающим максимально допустимый и возникшим в результате аварийного возмущения в энергосистеме, не должна превышать 20 минут.

6.3. Для предотвращения возможного превышения максимально допустимых перетоков мощности по контролируемым сечениям в период прохождения максимумов нагрузки диспетчер-координатор после анализа баланса мощности на предстоящий максимум нагрузки должен при необходимости:

- подготовить ГАЭС к работе в генераторном режиме и дать команду на разворот генерирующего оборудования из холодного резерва;
- вывести из ремонта в пределах аварийной готовности и приостановить вывод в ремонт линий и другого оборудования, снижающих пропускную способность перегружаемых сечений, независимо от наличия разрешенной заявки;
- согласовать изменение графиков сальдо-перетоков национальных энергосистем;
- ввести графики ограничения потребителей в национальных энергосистемах.

Если диспетчер-координатор отсутствует, Стороны при согласовании суточного графика одновременно намечают и согласовывают аналогичные приведенным меры по недопущению перегрузки контролируемых связей и сечений, в том числе резервные меры на случай, если такая перегрузка возникнет.

6.4. При возникновении перегрузки межгосударственных или других контролируемых связей, диспетчер национальной энергосистемы, в управлении которого находится перегружающаяся связь, должен принять меры по обеспечению ее разгрузки до величин, не превышающих максимально допустимых значений, при необходимости обращаясь к диспетчерам сопредельных национальных энергосистем с запросом на мобилизацию резервов для этих целей.

При наличии диспетчера-координатора, последний, получив необходимую информацию, организует совместные действия диспетчеров сопредельных национальных энергосистем для ликвидации перегрузки.

При этом взаимодействующие диспетчеры:

при наличии резерва

- немедленно загружают электростанции в приемной части и разгружают их в передающей части синхронной зоны;
- при отсутствии или исчерпании резерва на загрузку в приемной части (резерва на разгрузку в передающей части) синхронной зоны;
- разгружают электростанции в передающей части (нагружают электростанции в приемной части) синхронной зоны с понижением (повышением) частоты в пределах $50 \pm 0,2$ Гц (аварийно - $50 \pm 0,4$ Гц), установленных п. 4.1 настоящей Инструкции. Ликвидация перегрузки сечений, связей является приоритетным действием по отношению к поддержанию уровня частоты;
- используют допустимые аварийные перегрузки генерирующего оборудования;
- включают аварийно отключившиеся линии или оборудование. При этом допускается повторное включение трансформатора (автотрансформатора), отключившегося

резервной защитой (если защиты от внутренних повреждений не действовали) при недопустимой перегрузке оставшегося в работе трансформатора;

- изменяют схему электрической сети (включением из ремонта или резерва трансформатора, автотрансформатора, делением и/или замыканием шунтирующей сети и т.д.).

6.5. Если указанных мероприятий недостаточно для снижения перетока мощности до уровня максимально допустимого или, если время реализации мероприятий может превысить допустимую длительность перегрузки, ограничивают нагрузку потребителей в приемной части, в том числе за счет применения графика временных отключений электрической энергии (мощности) и дистанционных отключений по каналам противоаварийной автоматики. При этом графики временного отключения электроэнергии (мощности) вводятся заблаговременно, до истечения допустимой длительности перегрузки, с учетом времени реализации команды диспетчера на отключение потребителей (время реализации включает в себя: время на передачу команды от диспетчера до дежурного работника энергообъекта, время на реализацию технических мероприятий по отключению).

Отключение потребителей, в первую очередь, производится в национальной энергосистеме, в которой произошло отключение генерирующей мощности, либо отключение элементов электрической сети. При недостаточности объема потребителей, предусмотренных графиком отключения, для снятия перегрузки вводится ограничение потребителей, пропорциональное фактическому значению перетока мощности в принимающих, по отношению к контролируемому сечению (элементу электрической сети), национальных энергосистемах. Указанное распределение ограничения потребителей должно быть заранее согласовано между национальными энергосистемами, расположенными за общими слабыми сечениями.

6.6. Перегрузки сверх аварийно допустимых значений перетоков мощности (токов) по связям, линиям и оборудованию при отсутствии оперативного резерва устраняются незамедлительно за счет использования графика временного отключения электрической энергии (мощности) и дистанционных отключений по каналам противоаварийной автоматики. Диспетчеру-координатору разрешается давать команду диспетчеру национальной энергосистемы на отключение энергопринимающих установок потребителей дистанционно по каналам ПА:

а) если мероприятия предыдущего пункта из-за низкой эффективности не привели к снижению перетока мощности ниже аварийно допустимого значения;

б) при отказе автоматики разгрузки при перегрузке по мощности (АРПМ) в условиях, когда она действует на отключение энергопринимающих установок потребителей (САОН);

в) после срабатывания АРПМ, когда переток активной мощности вновь приближается к уставке срабатывания.

6.7. Указанные выше мероприятия по разгрузке (загрузке) электростанций в передающей (приемной) части, а также по отключению потребителей в приемной части синхронной зоны выполняются с учетом влияния этих мер на разгрузку перегружающихся связи или сечения, которые зависят от соотношения мощностей передающей и приемной частей синхронной зоны.

6.8. Включение потребителей, отключенных устройствами ПА или по команде диспетчера, допускается, если имеется достаточный запас по перетокам активной мощности в контролируемых сечениях. Если эти потребители не могут быть включены из-за недостаточности указанного запаса, то их включение возможно после отключения других потребителей по графику аварийных отключений (ограничений) или после снижения

перетока мощности по контролируемым связям (после создания достаточного резерва пропускной способности).

7. Действия при недопустимых отклонениях напряжения

7.1. Общие положения

7.1.1. Рассматривается режим напряжения приграничных и других энергообъектов, напряжение на шинах которых оказывает влияние на режим работы межгосударственных связей.

7.1.2. Максимально допустимые уровни напряжения (с учетом их длительности, частоты и количества повторений) в узлах электрической сети, определяются нормами для установленного оборудования электрических станций и сетей с учетом допустимых эксплуатационных повышений напряжения промышленной частоты на электрооборудовании (в соответствии с данными заводов-изготовителей и стандартов).

Минимально допустимые напряжения в узлах электрической сети определяются условиями устойчивости параллельной работы генераторов, частей синхронной зоны, устойчивости работы двигателей.

Указанные допустимые уровни (диапазоны регулирования) напряжения для энергообъектов по п. 7.1.1 определяются и фиксируются в согласованных Сторонами инструкциях. При этом в контрольных пунктах по п. 7.1.1 устанавливаются также аварийно допустимые значения напряжения, за пределы которых напряжение не должно выходить.

7.1.3. В нормальных и расчетных аварийных условиях напряжение на шинах энергообъектов поддерживается в допустимых пределах системой регулирования напряжения и реактивной мощности, включающей первичное, вторичное и третичное регулирование; в аварийных режимах, при значительных и быстрых отклонениях напряжения это регулирование сопровождается действием устройств АОСН или АОПН.

Оперативно-диспетчерский персонал участвует во вторичном и третичном регулировании напряжения, а также контролирует и частично резервирует действие автоматических систем.

7.1.4. При планировании режимов работы национальных энергосистем для обеспечения требуемого уровня напряжения в сети должно быть предусмотрено достаточное число генераторов и/или синхронных компенсаторов, батарей конденсаторов и/или реакторов, связанных с сетями классов напряжения 220 кВ и выше, которые могут участвовать в выработке или потреблении реактивной мощности.

На всех электростанциях должно быть предусмотрено регулирование напряжения (реактивной мощности).

Необходимые для обеспечения допустимого режима по напряжению в национальных энергосистемах устройства, используемые для регулирования напряжения в сети и потоков реактивной мощности для энергообъектов и линий электропередачи по п. 7.1.1, должны находиться в диспетчерском управлении или ведении соответствующих диспетчеров.

7.2. Предотвращение и ликвидация недопустимых снижений напряжения

7.2.1. В случае снижения напряжения на шинах энергообъектов (по п.7.1.1) ниже минимального значения, установленного графиком, диспетчер соответствующей национальной энергосистемы совместно с персоналом энергообъектов принимает следующие меры:

- увеличивает загрузку синхронных компенсаторов и генераторов по реактивной мощности;
- отключает шунтирующие реакторы;

- включает батареи статических конденсаторов;
- снижает перетоки активной мощности по линиям электропередачи;
- изменяет коэффициенты трансформации трансформаторов, оснащенных устройствами РПН.

Диспетчеры национальных энергосистем должны оказывать помощь в повышении напряжения следующими мерами:

- использованием резервов реактивной мощности генераторов и синхронных компенсаторов,
- отключением шунтирующих реакторов.

7.2.2. Если после принятых мер по восстановлению напряжения оно остается ниже минимального допустимого значения, диспетчер национальной энергосистемы на основе опроса подчиненного персонала и сообщений с мест, показаний телеизмерений и телесигнализации определяет причины снижения напряжения, оценивает степень загрузки отходящих от узла линий электропередачи и принимает следующие меры:

- увеличивает загрузку генераторов и СК по реактивной мощности вплоть до уровня предельных аварийных нагрузок. (При этом предусматриваются меры, предотвращающие возможное отключение генераторов защитой от перегрузки по току ротора, а напряжение в других контрольных пунктах сети не должно превышать максимально допустимых значений для оборудования);
- производит разгрузку генераторов по активной мощности и увеличивает их загрузку по реактивной мощности в районах с пониженным напряжением - с контролем частоты и перетоков мощности по межгосударственным и внутренним связям;
- включает аварийно отключившиеся линии электропередачи;
- запрашивает помощь в повышении напряжения у диспетчеров национальных энергосистем.

7.2.3. После получения сообщений об использовании перегрузок генераторов (СК) необходимо до истечения допустимых сроков перегрузки принять меры к их разгрузке, не допуская снижения напряжения. Если эти меры не будут своевременно приняты, то перегрузки снимаются автоматикой или дежурным персоналом электростанций (подстанций), генераторы (синхронные компенсаторы) разгружаются до номинальных токов статора и ротора, что может привести к дальнейшему глубокому снижению напряжения, возможному разделению энергосистемы и неконтролируемому отключению энергопринимающих установок потребителей.

7.2.4. При исчерпании вышеуказанных мер при напряжении ниже минимально допустимого значения, диспетчер заблаговременно до истечения допустимых сроков перегрузки генераторов (СК) обязан отключить очередями энергопринимающие установки потребителей (по графикам временного отключения электрической энергии) в том узле, где произошло снижение напряжения, до повышения напряжения выше минимально допустимого значения.

7.2.5. При снижении напряжения, вызванном неотключившимся КЗ в электрической сети, на основании анализа уровней напряжения, перетоков мощностей, действия устройств релейной защиты и автоматики, опроса оперативного персонала и сообщений с мест определяется место КЗ и производится его отключение.

7.2.6. При наличии диспетчера-координатора, последний на основании полученной информации о снижении напряжения на энергообъектах одной из национальных энергосистем и о располагаемых резервах реактивной мощности на загрузку в этой

энергосистеме и сопредельных национальных энергосистемах, организует мобилизацию резервов реактивной мощности мерами по 7.2.1 в районе, влияющем на режим энергообъектов со сниженным напряжением.

7.2.7. При выполнении мероприятий по нормализации уровней напряжения диспетчера национальных энергосистем обязаны постоянно контролировать загрузку линий электропередачи и электротехнического оборудования по току и мощности, не допуская превышения допустимых величин.

7.3. Предотвращение и ликвидация недопустимых повышений напряжения

7.3.1. В случае повышения напряжения на (контролируемых) энергообъектах по п. 7.1.1 сверх допустимых значений, на основе сообщений с мест, показаний устройств телеизмерений и телесигнализации диспетчер национальной энергосистемы выявляет причины повышения напряжения (односторонне отключены или разгружены линии электропередачи, отключены шунтирующие реакторы) и принимает меры к его снижению путем:

- включения шунтирующих реакторов, находящихся в резерве;
- отключения батарей статических конденсаторов;
- снижения загрузки по реактивной мощности генераторов электростанций и СК, работающих в режиме ее выдачи, перевода их в режим потребления (или увеличения потребления) реактивной мощности;
- снижения загрузки по активной мощности генераторов электростанций с контролем частоты и перетоков мощности по межгосударственным и внутригосударственным связям с целью увеличения регулировочного диапазона по реактивной мощности;
- изменения потокораспределения активной мощности;
- изменения коэффициентов трансформации трансформаторов, оснащенных устройствами РПН;
- вывода в резерв линий электропередачи в районе повышенного напряжения (только выключателями), дающих наибольший эффект снижения напряжения, определяемый по стоку реактивной мощности; при этом контролируются напряжение и перетоки мощности по межгосударственным и внутригосударственным связям.

При необходимости диспетчер запрашивает помощь в понижении напряжения у диспетчеров сопредельных национальных энергосистем за счет увеличения потребления реактивной мощности путем понижения напряжения на приграничных подстанциях и электростанциях сопредельных национальных энергосистем, изменения потокораспределения активной мощности и использования других указанных выше мер.

При наличии диспетчера-координатора последний на основании полученной информации и в контакте с диспетчером национальной энергосистемы, на объектах которой повышается напряжение, а также в контакте с диспетчерами сопредельных энергосистем организует мобилизацию резервов на разгрузку по реактивной мощности в районе, влияющем на режим энергообъектов с повышенным напряжением.

7.3.2. При одностороннем отключении линии электропередачи и повышении напряжения сверх допустимого значения эта линия включается в транзит, а при отсутствии такой возможности с нее снимается напряжение по команде диспетчера, в чьем диспетчерском управлении она находится.

7.3.3. При управлении режимами, производстве оперативных переключений на оборудовании, ликвидации нарушений допустимого режима энергосистемы для

энергообъектов допускаются повышения напряжения на ограниченное время, разрешенные нормативными документами данной национальной энергосистемы, которые фиксируются в местных инструкциях.

8. Действия при асинхронных режимах, синхронных качаниях

8.1. Причинами возникновения асинхронного режима в энергосистеме могут быть, в общем случае, ненормативные условия:

- перегрузка межсистемных и транзитных связей мощностью сверх допустимой по условиям статической устойчивости (аварийное отключение генерирующей мощности больше нормативной, непредусмотренное аварийное ослабление связей, интенсивный рост потребляемой мощности, отказ устройств противоаварийной автоматики);
- нарушение динамической устойчивости электростанций при ненормативных возмущениях;
- несинхронное включение связей.

8.2. Основными признаками асинхронного хода являются устойчивые глубокие периодические колебания тока, напряжения и мощности (с изменением направления) по линиям связи и на энергообъектах, а также возникновение разности частот между частями синхронной зоны несмотря на сохранение электрической связи между ними.

8.3. При нарушении устойчивости межсистемных и транзитных линий связи, возникший асинхронный режим ликвидируется автоматически устройствами АЛАР. Устройства АЛАР должны находиться в работе постоянно. Вывод из работы АЛАР допустим только с одной стороны линии.

В случае возникновения длительного асинхронного режима он должен быть ликвидирован по команде диспетчера вручную путем отключения линий электропередачи, связывающих асинхронно работающие части синхронной зоны в местах установки устройств АЛАР.

Предварительно диспетчерам национальных энергосистем на основе анализа изменения параметров режима необходимо определить характер асинхронного режима из наиболее возможных:

- генератор относительно других генераторов данной станции и энергосистемы;
- совокупность станций (генераторов) относительно энергосистемы;
- одной части синхронной зоны относительно другой ее части.

Меры по ликвидации асинхронного режима принимаются с учетом его характера.

8.4. При возникновении незатухающих или слабозатухающих качаний на межгосударственной или другой контролируемой связи (связям) и отсутствии информации об асинхронном режиме, следует выполнить мероприятия по повышению напряжения в приемной части синхронной зоны, а также по уменьшению перетока мощности по этой связи (связям). Снижение перетока производится за счет использования резервов мощности генераторов электростанций на разгрузку в передающей части и на загрузку в приемной части синхронной зоны или, при отсутствии резервов, за счет отключения энергопринимающих установок потребителей в приемной части, если она по мощности несоизмеримо меньше передающей части.

Разгрузка осуществляется диспетчером национальной энергосистемы, в управлении которого находится указанная связь, и который при необходимости обращается с запросом к диспетчерам сопредельных национальных энергосистем за помощью в реализации разгрузки.

9. Восстановление нормального режима после отделения части синхронной зоны

9.1. Разделение синхронной зоны на изолированные части может происходить в результате отключения линий электропередачи, разделения шин на электростанциях и подстанциях, вызванных действием устройств релейной защиты и автоматики, ошибок персонала при проведении оперативных переключений.

9.2. Для восстановления нормального режима синхронной зоны после аварийного отделения ее части сопредельным национальным энергосистемам рекомендуется предусмотреть диспетчера-координатора, организующего процесс восстановления на основании предоставляемой ему информации о состоянии системы и располагаемых ресурсах и в контакте с диспетчерами других национальных энергосистем. При отсутствии диспетчера-координатора диспетчеры взаимодействующих и затронутых нарушением национальных энергосистем осуществляют действия по мобилизации резервов, выравниванию частоты, подаче питания на собственные нужды обесточенных энергообъектов, синхронизации, подключению потребителей и др., согласовывая свои действия в необходимом объеме между всеми затрагиваемыми сторонами на каждом шаге. В сложных случаях отсутствие общей координации может существенно замедлить процесс восстановления нормального режима синхронной зоны.

9.3. При разделении синхронной зоны на несинхронно работающие части персонал энергообъектов обязан обеспечить передачу соответствующим диспетчерам следующей информации:

- о произошедших отключениях на энергообъектах;
- о значении частоты;
- об уровнях напряжения на основных энергообъектах;
- о фактической нагрузке и наличии перегрузок контролируемых сечений.

9.4. На основе идентификации нарушения с определением, на какие несинхронные части разделилась синхронная зона, уровней частоты и напряжения в этих частях, диспетчер-координатор назначает диспетчеров, ответственных за регулирование частоты в каждой из несинхронно работающих частей, принимает и согласовывает с ними план восстановления синхронной работы и начальные действия. При этом используются разработанные типовые планы восстановления.

9.5. Координируя свои действия, диспетчеры разных национальных энергосистем обязаны:

- принять меры к восстановлению частоты и напряжения;
- ликвидировать перегрузки линий электропередачи, оборудования и контролируемых сечений;
- обеспечить надежную работу механизмов собственных нужд электростанций вплоть до их выделения на резервное питание при снижении частоты ниже допустимого для оборудования уровня;
- синхронизировать отделившиеся во время разделения синхронной зоны отдельные генераторы и электростанции.

9.6. Синхронизация крупных частей синхронной зоны, как правило, должна производиться при разности частот не более 0,1 Гц. Для частей и контролируемых сечений, технологически позволяющих проведение синхронизации с большей разностью частот, могут быть установлены в соответствующих инструкциях другие значения максимальной разности частот с учетом допустимости увеличения передаваемой мощности в контролируемом сечении. При этом изменения режимных параметров не должны приводить

к работе устройств противоаварийной автоматики (АРПМ, АРО, АЛАР), установленных как на синхронизируемых, так и на других связях.

9.7. Диспетчер-координатор определяет условия синхронизации каждой из несинхронно работающей частей и организует действия диспетчеров, ответственных за регулирование частоты в этих частях, по созданию условий для синхронизации.

9.8. При использовании всех возможных мероприятий по повышению частоты и невозможности повысить частоту в дефицитной части до необходимого для осуществления синхронизации уровня, дальнейший ее подъем может осуществляться за счет отключения энергопринимающих установок потребителей; при этом задерживается обратное включение потребителей, отключенных действием АЧР и/или АОСН.

9.9. Для минимизации мощности отключаемых энергопринимающих установок в дефицитной части синхронной зоны и ускорения процесса синхронизации допускается:

- производить синхронизацию несинхронно работающих частей при сниженной (не ниже 49,8 Гц) частоте;
- переводить с кратковременным перерывом питания участки электрической сети с несколькими подстанциями, находящиеся в дефицитной по мощности части синхронной зоны, на питание от избыточной части, если это допустимо по режиму ее работы;
- отделять от избыточной части синхронной зоны отдельные генераторы или электростанции и синхронизировать их с дефицитной частью.

9.10. При регулировании частоты должен осуществляться контроль загрузки линий электропередачи, оборудования и контролируемых сечений для недопущения превышения максимально допустимых значений перетоков мощности.

9.11. При отключении от сети шин высшего напряжения электростанции дежурному персоналу необходимо обеспечить работу генераторов на холостом ходу. Крупные энергоблоки электростанций, не допускающие работы на холостом ходу, должны поддерживаться в состоянии готовности к быстрому развороту и включению в сеть с набором нагрузки.

9.12. При полной потере напряжения на основных электростанциях (подстанциях) необходимо, в первую очередь, обеспечить восстановление питания собственных нужд электростанций с крупными энергоблоками, а затем подстанций путем подачи напряжения от сопредельных энергосистем, если это допустимо по режиму их работы, или от электростанций, оставшихся в работе.

9.13. По мере набора нагрузки генераторами электростанций необходимо обеспечивать подачу напряжения на обесточенные участки электрической сети. Напряжение на обесточенные участки электрической сети должно подаваться таким образом, чтобы исключить недопустимое снижение частоты и перегрузку линий электропередачи, оборудования и контролируемых сечений.

9.14. Включение энергопринимающих установок потребителей после восстановления целостности синхронной зоны при наличии резервов мощности и запасов пропускной способности в контролируемых сечениях и токовой загрузки линий электропередачи (оборудования) может быть осуществлено с помощью ЧАПВ. Для этого необходимо кратковременно повысить частоту на 0,1 – 0,2 Гц выше верхней уставки срабатывания ЧАПВ.

9.15. В случае невозможности включения энергопринимающих установок потребителей с помощью ЧАПВ диспетчер национальной энергосистемы обеспечивает их ручное включение с контролем частоты и загрузки линий электропередачи, оборудования и перетоков мощности по межгосударственным и внутригосударственным связям.

10. Особенности ликвидации нарушений допустимых режимов в условиях отказа средств связи и возникновения чрезвычайных ситуаций

10.1. Под отказом средств связи понимается не только нарушение всех видов связи, но и невозможность связаться с оперативно-диспетчерским персоналом длительное время из-за плохой слышимости и перебоев в работе связи.

10.2. При отсутствии связи, наряду с производством операций, указанных в настоящем разделе, принимаются все меры к восстановлению связи. При этом используются любые виды связи (междугородная, сотовая, ведомственная, телетайпная, телефакс и т. д.), а также передача сообщений через другие объекты энергосистемы и, при необходимости, через диспетчера другой национальной энергосистемы.

При восстановлении связи диспетчер национальной энергосистемы докладывает диспетчеру-координатору о самостоятельно предпринятых действиях.

10.3. При отсутствии (отказе) средств связи диспетчеры национальных энергосистем могут осуществлять самостоятельные действия (без согласования диспетчера - координатора):

- по загрузке и разгрузке генерирующего оборудования;
- по ограничению или отключению потребителей;
- по производству оперативных переключений на оборудовании, если такие действия не приводят к развитию нарушений из-за возможных перегрузок межгосударственных связей и срабатывания противоаварийной автоматики.

10.4. Включение в транзит отключившихся транзитных линий электропередачи, несинхронное включение которых может привести к аварии, после получения по ним напряжения производится только с проверкой синхронизма.

При исчезновении нагрузки по транзитной линии электропередачи без отпайки (одностороннее отключение линии с противоположной стороны) отключают выключатель линии, если это предусмотрено технологической инструкцией, и подготавливают режим и схему для приема напряжения по отключившейся линии с последующей синхронизацией выключателем этой линии.

10.5. Если при исчезновении нагрузки по одной или нескольким транзитным линиям без отпайки (из-за их отключения с противоположных сторон), несинхронное включение которых может привести к аварии, произойдет отключение электростанции на несинхронную работу с возможным сохранением нагрузки по другим линиям, то проверяется синхронность электростанции с энергосистемой путем небольшого изменения мощности.

Изменение частоты при изменении нагрузки генераторов указывает на несинхронную работу электростанции.

В этом случае, убедившись в полном отсутствии передачи мощности по транзитным линиям без отпайки, отключают их выключатели.

После выполнения этих операций подготавливается схема синхронизации электростанции.

Если изменение нагрузки на электростанции не приводит к изменению частоты, то в большинстве случаев это свидетельствует о сохранении связи электростанции с системой. В этом случае включение оставшихся без нагрузки транзитных линий производится с проверкой синхронизма на подстанциях с противоположного конца линий.

При исчезновении нагрузки по одной или нескольким транзитным линиям, выключатели которых остались включенными, никаких операций не производится, а только контролируется появление нагрузки.

10.6. Самостоятельные действия дежурного персонала электростанции или диспетчерского персонала национальной энергосистемы допустимы, если известно, что снижение частоты вызвано потерей генерирующей мощности в этой энергосистеме и при мобилизации резервов мощности не возникнет опасной перегрузки межгосударственных и внутригосударственных связей.

10.7. Действия оперативно-диспетчерского персонала объектов электроэнергетики при возникновении или угрозе возникновения ЧС должны быть направлены на обеспечение бесперебойного электроснабжения потребителей, не затронутых ЧС, предотвращения угрозы жизни и здоровью людей и минимизации потерь материальных ресурсов.

10.8. В чрезвычайных ситуациях допускается изменение текущего режима работы или эксплуатационного состояния объекта диспетчеризации без диспетчерской команды или согласования (разрешения) диспетчера национальной энергосистемы, в чьем диспетчерском ведении находится объект диспетчеризации, с последующим незамедлительным его уведомлением о произведенных изменениях и причинах, их вызвавших.
