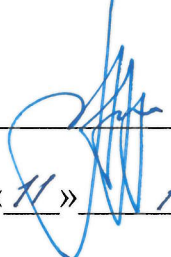


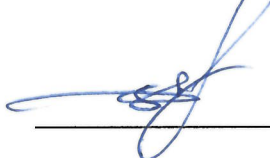
УТВЕРЖДАЮ

от
АО «СО ЕЭС»


_____ М.Н. Говорун
« 11 » 12 2024 г.

УТВЕРЖДАЮ

от
ГПО «Белэнерго»


_____ Д.В. Ковалев
« 25 » 11 2024 г.

**ИНСТРУКЦИЯ
ПО ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ РАЗВИТИЯ И ЛИКВИДАЦИИ
НАРУШЕНИЙ НОРМАЛЬНОГО РЕЖИМА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЧАСТИ
ОЭС БЕЛАРУСИ И ЕЭС РОССИИ**

СОДЕРЖАНИЕ

1. Общая часть	3
1.1. Назначение и область применения.....	3
1.2. Общие положения по предотвращению развития и ликвидации нарушений нормального режима	4
2. Предотвращение развития и ликвидация нарушений нормального режима электрической части ЕЭС России и ОЭС Беларуси.....	6
2.1. Общие положения по предотвращению и ликвидации недопустимых отклонений частоты электрического тока.....	6
2.2. Предотвращение и ликвидация недопустимого снижения частоты электрического тока.....	7
2.3. Предотвращение и ликвидация недопустимого повышения частоты электрического тока.....	9
2.4. Предотвращение и ликвидация недопустимых снижений напряжения.....	9
2.5. Предотвращение и ликвидация недопустимого повышения напряжения.....	11
2.6. Ликвидация режимов синхронных качаний в электрической сети..	13
2.7. Ликвидация асинхронных режимов в электрической сети.....	13
2.8. Восстановление нормального режима после разделения ЕЭС России и ОЭС Беларуси (отделения части синхронной зоны ЕЭС России и ОЭС Беларуси на несинхронную работу)	14
2.9. Предотвращение и ликвидация нарушений нормального режима, связанных с отключением линий электропередачи и/или другого оборудования энергосистем	16
2.10. Ликвидация перегрузки линий электропередачи, оборудования, контролируемых сечений.....	19

1. Общая часть

1.1. Назначение и область применения

1.1.1. Инструкция по предотвращению развития и ликвидации нарушений нормального режима электрической части ОЭС Беларуси и ЕЭС России (далее – Инструкция) содержит основные положения по предотвращению развития и ликвидации нарушений нормального режима электрической части ОЭС Беларуси и ЕЭС России (далее – ликвидация нарушений нормального режима), а также порядок взаимоотношений диспетчерского персонала исполнительного аппарата АО «СО ЕЭС», Филиала АО «СО ЕЭС» ОДУ Северо-Запада, Филиала АО «СО ЕЭС» ОДУ Центра с диспетчерским персоналом ГПО «Белэнерго» (далее – ДЦ) в процессе предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима.

1.1.2. Инструкция разработана в соответствии с Соглашением об обеспечении параллельной работы ОЭС Беларуси и ЕЭС России.

1.1.3. Термины, используемые в Инструкции, применены в значении, установленном Положением об организации оперативно-диспетчерского управления параллельной работой ОЭС Беларуси и ЕЭС России (далее – Положение).

1.1.4. Инструкция определяет технические вопросы и не рассматривает правила ведения коммерческой деятельности в процессе ликвидации нарушений нормального режима. Порядок согласования и регистрации корректировок планового почасового графика сальдо перетоков электроэнергии (мощности) между ОЭС Беларуси и ЕЭС России при реализации аварийной взаимопомощи определяется Положением.

1.1.5. Основными задачами диспетчерского персонала ДЦ при ликвидации нарушения нормального режима (в порядке снижения приоритетности) являются:

- обеспечение безопасности персонала объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок потребителей;
- исключение повреждения ЛЭП и оборудования объектов электроэнергетики;
- предотвращение развития и локализация нарушения нормального режима;
- обеспечение допустимых значений параметров электроэнергетического режима;
- восстановление энергоснабжения потребителей;
- создание наиболее надежной послеаварийной схемы синхронной зоны ОЭС Беларуси и ЕЭС России (далее – синхронная зона), отдельных ее частей или объектов электроэнергетики, в том числе с восстановлением параллельной работы энергосистем.

1.1.6. Требования Инструкции должны учитываться при разработке инструкций по предотвращению развития и ликвидации нарушений нормального режима в операционной зоне ДЦ.

1.2. Общие положения по предотвращению развития и ликвидации нарушений нормального режима

1.2.1. Ликвидацией нарушений нормального режима в зависимости от характера и масштаба нарушения нормального режима руководит диспетчерский персонал (далее – диспетчер) одного из ДЦ (АО «СО ЕЭС» (далее – ЦДУ), Филиала АО «СО ЕЭС» ОДУ Северо-Запада, Филиала АО «СО ЕЭС» ОДУ Центра, ГПО «Белэнерго» (далее – ГПО Белэнерго)).

1.2.2. Диспетчер ЦДУ обеспечивает регулирование частоты:

– в нормальном режиме для длительных отклонений в диапазоне $50,0 \pm 0,05$ Гц с допустимым отклонением значений частоты (усредненных на 20-секундном временном интервале) в пределах $50,0 \pm 0,2$ Гц и восстановлением частоты до уровня $50,00 \pm 0,05$ Гц за время, не превышающее 15 минут (далее – нормально допустимый уровень частоты);

– в послеаварийных режимах в диапазоне $50,0 \pm 0,2$ Гц не менее 95 процентов времени суток без выхода за величину $50,0 \pm 0,4$ Гц. Восстановление частоты до указанных значений должно обеспечиваться за время, не превышающее 72 минуты.

1.2.3. Диспетчер ГПО Белэнерго обеспечивает регулирование сальдо перетоков мощности ОЭС Беларуси как алгебраической суммы перетоков мощности по всем межгосударственным линиям электропередачи ОЭС Беларуси с ЕЭС России с коррекцией по частоте. Коэффициент частотной коррекции для ОЭС Беларуси определяется в соответствии с Правилами и рекомендациями по регулированию частоты и перетоков активной мощности, утвержденными решением Электроэнергетического совета СНГ (протокол № 48 от 23 октября 2015 года).

1.2.4. Аварийный небаланс активной мощности в ОЭС Беларуси должен ликвидироваться диспетчером ГПО Белэнерго за время не более 20 минут в соответствии с требованиями статьи 1 Соглашения между Правительством Российской Федерации и Правительством Республики Беларусь о некоторых мерах по обеспечению параллельной работы Единой энергетической системы Российской Федерации и объединенной энергетической системы Республики Беларусь от 15 марта 2011 года в редакции Протокола о внесении изменений от 23.11.2023.

1.2.5. Под нарушением нормального режима в Инструкции понимается:

- недопустимое отклонение частоты электрического тока;
- перегрузка контролируемых сечений, ЛЭП и оборудования;
- недопустимые отклонения напряжения;
- качания активной мощности по межсистемным связям;

– разделение энергосистем (отделение части, одной или нескольких энергосистем ЕЭС России или ОЭС Беларуси на изолированную работу).

1.2.6. Диспетчеры ДЦ при ликвидации нарушения нормального режима обязаны принять все меры для предотвращения нарушения параллельной работы энергосистем.

1.2.7. На время предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима выполнение плановых почасовых графиков сальдо перетоков мощности по сечениям экспорта-импорта не является приоритетным.

1.2.8. Диспетчеры ДЦ, принимающие участие в ликвидации нарушения нормального режима, обязаны самостоятельно в пределах своих функций и ответственности выполнять действия по ликвидации нарушений нормального режима.

Все самостоятельные действия диспетчера не должны приводить к развитию и/или препятствовать ликвидации нарушения нормального режима.

Диспетчеры ДЦ, принимающие участие в ликвидации нарушений нормального режима, о самостоятельных действиях должны докладывать диспетчеру, руководящему ликвидацией нарушения нормального режима, не дожидаясь опроса.

1.2.9. При ликвидации нарушения нормального режима все команды диспетчера, руководящего ликвидацией нарушения, являются приоритетными.

1.2.10. Команды диспетчера, руководящего ликвидацией нарушения нормального режима, не подлежат исполнению, если их исполнение создает угрозу жизни людей, угрозу повреждения оборудования объектов электроэнергетики или приводит к нарушению условий безопасной эксплуатации атомных электростанций.

О своем отказе выполнить команду диспетчер, получивший команду, обязан доложить диспетчеру, отдавшему команду, и своему руководящему административно-техническому персоналу с оформлением записи в оперативном журнале.

1.2.11. При отказе средств связи принимаются все меры к восстановлению связи. При этом используются любые виды связи (в том числе, сеть связи общего пользования, мобильная (сотовая), выделенные и технологические сети связи), а также передача сообщений через другие ДЦ, объекты электроэнергетики.

1.2.12. Приемка и сдача смены непосредственно во время ликвидации нарушения нормального режима не осуществляется. Пришедший на смену персонал используется по усмотрению диспетчера, руководящего ликвидацией нарушения нормального режима.

С учетом текущей и прогнозируемой ситуации в энергосистеме, предполагаемого времени реализации мероприятий по ликвидации нарушения нормального режима, требующих времени, выходящего за продолжительность

текущей дежурной смены, сдача и приемка смены диспетчерами осуществляется только по разрешению диспетчера, руководящего ликвидацией нарушения нормального режима.

1.2.13. Все оперативные переговоры диспетчера при ликвидации нарушения нормального режима должны регистрироваться электронными средствами фиксации переговоров и храниться в течение не менее трех месяцев.

1.2.14. При ликвидации нарушения нормального режима диспетчер должен незамедлительно информировать:

- обо всех изменениях технологического режима и эксплуатационного состояния ЛЭП, оборудования и устройств, связанных с ликвидацией нарушений нормального режима, диспетчера, в диспетчерском управлении или ведении которого они находятся;

- о ходе ликвидации нарушений нормального режима диспетчера, осуществляющего руководство ликвидацией нарушения нормального режима.

1.2.15. При обесточении части синхронной зоны, на территории которой находятся электростанции, необходимо в первую очередь обеспечить восстановление электроснабжения собственных нужд электростанций с крупными энергоблоками посредством подачи напряжения от смежных частей синхронной зоны, если это допустимо по режиму их работы, или от электростанций, выделившихся на изолированную работу действием ЧДА.

1.2.16. В случае недостаточности принятых мер по ликвидации нарушения нормального режима диспетчер, осуществляющий ликвидацию нарушения, может обратиться к диспетчерам ДЦ соседних энергосистем с запросом об оказании помощи в пределах технической возможности оборудования.

1.2.17. При выборе способа ликвидации нарушений нормального режима диспетчерский персонал должен учитывать доступный объем, эффективность и время реализации мероприятий по ликвидации нарушений нормального режима.

1.2.18. В случае необходимости немедленного отключения ЛЭП и/или оборудования (опасность для жизни людей, угроза повреждения оборудования), отключение ЛЭП и/или оборудования выполняется без предварительной подготовки режима, в том числе, с целью исключения срабатывания устройств ПА. Подготовка режима должна осуществляться одновременно с производством переключений, не приводя к их задержке.

2. Предотвращение развития и ликвидация нарушений нормального режима электрической части ЕЭС России и ОЭС Беларуси

2.1. Общие положения по предотвращению и ликвидации недопустимых отклонений частоты электрического тока

2.1.1. Выполняемые диспетчером действия, связанные с регулированием частоты, не должны приводить к недопустимому изменению

перетоков активной мощности в контролируемых сечениях, токовых нагрузок ЛЭП и электросетевого оборудования, уровней напряжения в электрической сети.

В случае отклонения частоты в синхронной зоне на величину более 0,2 Гц диспетчер ГПО Белэнерго должен незамедлительно сообщить диспетчеру ЦДУ величины всех имеющихся резервов активной мощности с учетом ограничений пропускной способности электрической сети (на загрузку при снижении или разгрузку при повышении частоты) в пределах регулировочного диапазона генерирующего оборудования электростанций своей операционной зоны.

2.1.2. При недопустимом по величине и/или длительности уровне частоты диспетчеры ДЦ по команде диспетчера ЦДУ должны использовать имеющиеся резервы активной мощности.

2.2. Предотвращение и ликвидация недопустимого снижения частоты электрического тока

2.2.1. При снижении частоты в синхронной зоне диспетчер ЦДУ совместно с диспетчером ГПО Белэнерго должны определить причины ее снижения, выяснить состояние и режим работы электрической сети ЕЭС России и ОЭС Беларуси, проверить соответствие сальдо перетоков мощности с коррекцией по частоте между ЕЭС России и ОЭС Беларуси согласованным значениям.

2.2.2. При снижении частоты ниже 49,95 Гц (ниже 49,80 Гц во временно выделенных на изолированную работу частях синхронной зоны) диспетчер, ответственный за регулирование частоты в синхронной зоне (части синхронной зоны), должен на основании данных ОИК ДЦ, опроса диспетчерского и оперативного персонала выяснить причины снижения частоты, принять меры по предотвращению развития нарушения нормального режима и восстановлению частоты до нормально допустимого уровня посредством:

- реализации резервов активной мощности генерирующего оборудования электростанций на загрузку;
- использования допустимой аварийной перегрузочной способности генерирующего оборудования электростанций, определяемой на основании данных, предоставленных владельцами объектов электроэнергетики;
- запрета отключения находящегося в работе генерирующего оборудования электростанций;
- дополнительной загрузки генерирующего оборудования электростанций за счет изменения температуры теплосети и/или снижения расхода пара из производственных отборов паровых турбин;
- запрета вывода в ремонт ЛЭП, оборудования, устройств РЗА и средств диспетчерского и технологического управления (далее – СДТУ), отключение которых ограничивает выдачу активной мощности из энергорайонов с избытком мощности;

- ввода в работу ЛЭП, оборудования, устройств РЗА и СДТУ, отключенное состояние которых ограничивает выдачу активной мощности из энергорайонов с избытком мощности;

- изменения сальдо перетоков мощности электроэнергетических систем иностранных государств, работающих параллельно с ЕЭС России;

- перевода нагрузки из синхронной зоны (временно выделенной на изолированную работу части энергосистемы) со сниженной частотой в смежную синхронную зону;

- перевода генерирующего оборудования электростанций в синхронную зону (временно выделенную на изолированную работу часть энергосистемы) со сниженной частотой из смежной синхронной зоны.

2.2.3. При снижении частоты ниже 49,80 Гц дополнительно к мероприятиям по пункту 2.2.2 с учетом их достаточности и времени реализации, диспетчер, ответственный за регулирование частоты в синхронной зоне (части синхронной зоны), отдает диспетчерские команды на ввод графиков временного отключения потребления (нагрузки потребителей) (далее – ГВО), в первую очередь, в энергосистеме, отключение генерирующей мощности в которой привело к снижению частоты.

2.2.4. Если анализ нарушения нормального режима показывает, что использование всех имеющихся резервов и других мероприятий недостаточно для повышения частоты выше 49,80 Гц, диспетчер, ответственный за регулирование частоты в синхронной зоне (части синхронной зоны), вправе ввести в действие ГВО, не дожидаясь окончания выполнения всех мероприятий по восстановлению частоты. При определении требуемого объема ГВО необходимо использовать информацию о крутизне статической частотной характеристики синхронной зоны. При отсутствии иных данных объем ГВО определяется как 1% мощности нагрузки на 0,05 Гц восстанавливаемой частоты.

2.2.5. При работе синхронной зоны (части синхронной зоны) с частотой ниже 49,80 Гц на объектах электроэнергетики ЕЭС России и ОЭС Беларуси не допускается проведение переключений, за исключением переключений, необходимых для ликвидации нарушения нормального режима.

2.2.6. При снижении частоты ниже 49,00 Гц диспетчером должна учитываться разгрузка (отключение) генерирующего оборудования атомных электростанций.

2.2.7. При снижении частоты ниже 48,00 Гц диспетчером должна учитываться возможность выделения электростанций (генерирующего оборудования) на работу со сбалансированной нагрузкой действием ЧДА.

2.2.8. При восстановлении частоты после ее снижения, сопровождавшегося действием АЧР, диспетчерский персонал должен учитывать настройки и объемы ЧАПВ. Для автоматического включения нагрузки потребителей, отключенной от АЧР, частота должна быть повышена

диспетчерским персоналом, ответственным за регулирование частоты, до уровня на $0,10 \pm 0,20$ Гц выше верхней уставки ЧАПВ.

2.2.9. Включение отключенной нагрузки потребителей должно проводиться по согласованию с диспетчером, ответственным за регулирование частоты в синхронной зоне (части синхронной зоны).

2.3. Предотвращение и ликвидация недопустимого повышения частоты электрического тока

2.3.1. При повышении частоты выше 50,05 Гц (выше 50,20 Гц во временно выделенных на изолированную работу частях синхронной зоны) диспетчер, ответственный за регулирование частоты в синхронной зоне (части синхронной зоны), должен на основании данных ОИК ДЦ, опроса диспетчеров выяснить причины повышения частоты, принять меры по предотвращению развития нарушения нормального режима и восстановлению частоты до нормально допустимого уровня посредством реализации в ЕЭС России и ОЭС Беларуси следующих мероприятий:

- реализации резервов активной мощности генерирующего оборудования электростанций на разгрузку;
- запрета вывода в ремонт ЛЭП, оборудования, устройств РЗА и СДТУ, отключение которых приводит к необходимости загрузки или невозможности разгрузки генерирующего оборудования электростанций;
- ввода в работу ЛЭП, оборудования, устройств РЗА и СДТУ, включение которых обеспечивает возможность разгрузки генерирующего оборудования электростанций;
- разгрузки генерирующего оборудования электростанций до технического минимума, в том числе отключением котлов на дубль - блоках, газовых (паровых) турбин в составе парогазовых и газотурбинных установок;
- разгрузку атомных электростанций;
- отключения в резерв генерирующего оборудования, находящегося в работе.

2.3.2. При повышении частоты выше 50,50 Гц диспетчерами должно учитываться действие устройств автоматики ограничения повышения частоты.

2.4. Предотвращение и ликвидация недопустимых снижений напряжения

2.4.1. Критическое напряжение в узле нагрузки ($U_{кр}$) соответствует границе статической устойчивости электродвигательной нагрузки и должно определяться на основании фактических данных, представленных собственником или иным законным владельцем соответствующего оборудования. При отсутствии информации величину критического напряжения в узлах нагрузки 110 кВ и выше следует принимать равной $U_{кр} = 0,7 \cdot U_{ном}$, где $U_{ном}$ - номинальное напряжение электрической сети, кВ.

Величина минимального коэффициента запаса статической устойчивости по напряжению:

- в нормальном режиме: $K_{U, \min} = 0,15$;
- в послеаварийном режиме: $K_{U, \min} = 0,1$.

При этом допустимые уровни напряжения составляют:

- минимально допустимое: $U_{\text{м.д}} = 1,15 \cdot U_{\text{кр}}$;
- аварийно допустимое: $U_{\text{ав.д}} = 1,1 \cdot U_{\text{кр}}$.

2.4.2. При снижении напряжения в контрольных пунктах на объектах электроэнергетики ЕЭС России или ОЭС Беларуси ниже нижней границы графика напряжения диспетчер, осуществляющий регулирование напряжения, на основании данных ОИК ДЦ, опроса диспетчерского и оперативного персонала должен выяснить причины снижения напряжения и принять меры к повышению напряжения посредством:

- разгрузки управляемых шунтирующих реакторов;
- увеличения загрузки по реактивной мощности генерирующего оборудования и средств компенсации реактивной мощности (далее – СКРМ);
- отключения шунтирующих реакторов и СКРМ, работающих только в режиме потребления реактивной мощности;
- включения находящихся в резерве СКРМ, работающих в режиме выдачи реактивной мощности;
- изменения коэффициентов трансформации (авто)трансформаторов, оснащенных устройствами РПН.

Последовательность реализации мероприятий по повышению напряжения определяется диспетчером, осуществляющим регулирование напряжения в контрольном пункте.

2.4.3. При снижении напряжения ниже минимально допустимого дополнительно к мероприятиям по пункту 2.4.2 диспетчер, осуществляющий регулирование напряжения, должен:

- увеличить загрузку генерирующего оборудования и СКРМ по реактивной мощности до уровня разрешенных аварийных перегрузок с реализацией мероприятий, предотвращающих отключение генерирующего оборудования защитами от перегрузки тока ротора и/или статора и отключение СКРМ технологическими защитами;
- снизить перетоки активной мощности по ЛЭП;
- разгрузить генерирующее оборудование по активной мощности и дополнительно загрузить по реактивной мощности.

2.4.4. При использовании перегрузочной способности генерирующего оборудования и СКРМ необходимо учитывать разгрузку оперативным персоналом электростанций (подстанций), генерирующего оборудования и СКРМ до номинальных токов статора и ротора (оборудования) при истечении допустимой длительности перегрузки.

2.4.5. Если проведение мероприятий в соответствии с пунктом 2.4.2 не обеспечило повышение напряжения до минимально допустимого, персоналом,

осуществляющим регулирование напряжения, должны вводиться в действие ГВО.

2.5. Предотвращение и ликвидация недопустимого повышения напряжения

2.5.1. В таблице 1 указаны значения наибольших рабочих напряжений для ЛЭП и электросетевого оборудования в условиях эксплуатации.

Таблица 1

Номинальное напряжение, кВ	Наибольшее рабочее напряжение, кВ
110	126,0
220	252,0
330	363,0
500	525,0
750	787,0

2.5.2. При управлении электроэнергетическим режимом для объектов электроэнергетики ЕЭС России и ОЭС Беларуси напряжением 110-330 кВ необходимо в случае отсутствия данных организации-изготовителя оборудования руководствоваться представленными в таблице 2, а для объектов электроэнергетики напряжением 500 кВ и 750 кВ - представленными в таблице 3, значениями допустимой кратности повышения междуфазного напряжения промышленной частоты по отношению к наибольшему рабочему напряжению и их продолжительности.

Таблица 2 - Допустимые в условиях эксплуатации кратковременные повышения напряжения частотой 50,00 Гц для электрических сетей классов напряжения от 110 кВ до 330 кВ включительно

Номинальное напряжение, кВ	Допустимое повышение напряжения (относительное значение ¹⁾), не более, при длительности:			
	20 мин ²⁾	20 с ³⁾	1 с	0,1 с
110-330	1,10	1,25	1,50	1,58

1) Относительно наибольшего рабочего напряжения.
 2) Количество повышений напряжения длительностью 20 мин не должно быть более 50 в течение одного года.
 3) Количество повышений напряжения длительностью 20 с не должно быть более 100 за срок службы электрооборудования. При этом количество повышений напряжения не должно быть более 15 в течение одного года и более двух в течение суток.

Таблица 3 - Допустимые в условиях эксплуатации кратковременные повышения напряжения частотой 50,00 Гц для электрических

сетей классов напряжения 500 кВ и 750 кВ

Номинальное напряжение, кВ	Допустимое повышение напряжения (относительное значение ¹⁾), не более, при длительности t и количестве повышений в год n									
	t	8 ч	3 ч	1 ч	20 мин	5 мин	1 мин	20 с	1 с	0,1 с
	n	≤200	≤125	≤75	≤50	≤7	≤5	≤4	-	-
500		1,025	1,05	1,075	1,10	1,15	1,20	1,25	1,50	1,58
750		1,025	1,05	1,075	1,10	1,15	1,20	1,25	1,50	1,58

¹⁾Относительно наибольшего рабочего напряжения.

Примечания:
 Указанные допустимые кратности повышения напряжения промышленной по отношению к наибольшему рабочему напряжению и их продолжительности не распространяются на электрооборудование, установленное на объектах электроэнергетики ОЭС Беларуси
 Промежуток времени между двумя повышениями напряжения длительностью 20 с; 1; 5 и 20 мин должен быть не менее 1 ч, длительностью 1, 3 и 8 ч - не менее 12 ч. Если повышение напряжения длительностью 20 мин имело место два раза (с часовым интервалом), то в течение ближайших 24 ч повышение напряжения в третий раз допускается лишь в случае, если это требуется ввиду аварийной ситуации, но не ранее чем через 4 ч.
 Указано количество допускаемых в течение года повышений напряжения (для длительностей 0,1 и 1,0 с количество повышений напряжения не регламентировано).

2.5.3. При повышении напряжения в контрольных пунктах выше верхней границы графика напряжения или на оборудовании объектов электроэнергетики ЕЭС России или ОЭС Беларуси выше наибольшего рабочего напряжения диспетчер, осуществляющий регулирование напряжения, на основании данных ОИК ДЦ, опроса диспетчерского и оперативного персонала, должен выявить причины повышения напряжения и принять меры к снижению напряжения посредством:

- увеличения загрузки управляемых шунтирующих реакторов до номинальной мощности, снижения загрузки по реактивной мощности СКРМ, в том числе с переводом СКРМ, работающих в режиме выдачи реактивной мощности, в режим потребления реактивной мощности;

- снижения загрузки по реактивной мощности генерирующего оборудования, работающего в режиме выдачи реактивной мощности, или увеличения потребления реактивной мощности генерирующего оборудования и СК, работающих в режиме потребления реактивной мощности;

- включения находящихся в резерве шунтирующих реакторов и СКРМ, работающих в режиме потребления реактивной мощности;

- отключения СКРМ, работающих только в режиме выдачи реактивной мощности;

- перевода генерирующего оборудования, работающего в режиме выдачи реактивной мощности, в режим потребления реактивной мощности;

- изменения коэффициентов трансформации (авто)трансформаторов, оснащенных устройствами РПН.

2.5.4. При угрозе превышения допустимой длительности режима работы с напряжением, превышающим наибольшее рабочее значение, диспетчер, осуществляющий регулирование напряжения, обязан принять дополнительные меры (с учетом времени на их реализацию) к снижению напряжения посредством:

- разгрузки генерирующего оборудования по активной мощности и дополнительной разгрузки по реактивной мощности с контролем частоты;
- перераспределения потоков активной мощности по ЛЭП;
- вывода в резерв ЛЭП (только выключателями), отключение которых приводит к наибольшему снижению напряжения, с контролем напряжения.

2.6. Ликвидация режимов синхронных качаний в электрической сети

2.6.1. Ликвидация режима синхронных качаний производится диспетчерским персоналом путем изменения электроэнергетического режима операционной зоны имеющимися устройствами регулирования (в частности, активной, реактивной мощности, напряжения и др.).

2.6.2. При возникновении синхронных качаний в энергосистеме диспетчерский персонал должен принять меры к их устранению посредством одновременного:

- повышения напряжения на шинах объектов электроэнергетики;
- загрузки генерирующего оборудования электростанций в приемной части энергосистемы;
- разгрузки (отключения) генерирующего оборудования электростанций в передающей части энергосистемы.

2.6.3. Для исключения перехода синхронных качаний в асинхронный режим при недостаточности или неэффективности указанных в пункте 2.6.2 мероприятий для ликвидации синхронных качаний используется дистанционное отключение нагрузки.

2.7. Ликвидация асинхронных режимов в электрической сети

2.7.1. Асинхронные режимы могут возникать вследствие:

- перегрузки ЛЭП по условиям статической устойчивости;
- нарушения динамической устойчивости в результате аварийных возмущений, отказа в действии защит, устройств ПА;
- несинхронного включения ЛЭП, генераторов;
- потери возбуждения генераторов.

2.7.2. Основными признаками асинхронного режима являются:

- устойчивые глубокие периодические колебания напряжений, токов и мощностей. Напряжения на объектах электроэнергетики вблизи электрического центра качаний (далее – ЭЦК) могут снижаться до нулевых значений;

- периодическое изменение взаимного угла ЭДС генераторов хотя бы одной электростанции по отношению к ЭДС генераторов любой другой электростанции энергосистемы на угол, больший 360° ;

- возникновение разности частот между частями синхронной зоны ЕЭС России и ОЭС Беларуси при сохранении электрической связи между ними.

В результате снижения напряжения вблизи ЭЦК ниже аварийно допустимых значений возможно нарушение работы механизмов собственных нужд электростанций.

2.7.3. При возникновении асинхронного режима диспетчер должен на основании данных ОИК ДЦ, опроса диспетчерского и оперативного персонала определить характер асинхронного режима из наиболее возможных:

- генератор относительно других генераторов данной станции и синхронной зоны;
 - совокупность станций (генераторов) относительно синхронной зоны;
 - одна часть синхронной зоны ЕЭС России и ОЭС Беларуси относительно другой ее части,
- и в зависимости от характера асинхронного режима принять меры по его ликвидации.

2.7.4. Ликвидация асинхронного режима должна выполняться путем разделения синхронной зоны ЕЭС России и ОЭС Беларуси.

2.7.5. Асинхронный режим нормально должен ликвидироваться устройствами автоматики ликвидации асинхронного режима (далее – АЛАР).

2.7.6. При возникновении непрекращающегося асинхронного режима (в том числе, из-за отказа в работе устройств АЛАР), он должен быть ликвидирован в минимальное время по команде диспетчера путем отключения элементов электрической сети, связывающих несинхронно работающие части синхронной зоны ЕЭС России и ОЭС Беларуси в местах установки устройств АЛАР, при этом, в первую очередь, должны отключаться элементы электрической сети более высокого класса напряжения.

2.8. Восстановление нормального режима после разделения ЕЭС России и ОЭС Беларуси (отделения части синхронной зоны ЕЭС России и ОЭС Беларуси на несинхронную работу)

2.8.1. При разделении синхронной зоны ЕЭС России и ОЭС Беларуси (отделении части синхронной зоны на изолированную работу) в результате аварийных отключений в части синхронной зоны или изолированном районе должен быть определен диспетчер, ответственный за регулирование частоты.

2.8.2. При разделении синхронной зоны ЕЭС России и ОЭС Беларуси диспетчер ГПО Белэнерго обязан обеспечить передачу диспетчеру ЦДУ следующей информации:

- о произошедших отключениях, срабатываниях устройств РЗА;

- о значении частоты;
- о недопустимых уровнях напряжения на объектах электроэнергетики с указанием их величины и длительности;
- о недопустимых перетоках активной мощности в контролируемых сечениях;
- о недопустимой токовой нагрузке ЛЭП и электросетевого оборудования;
- об объеме нагрузки отключенных потребителей.

2.8.3. Диспетчер ЦДУ должен на основании показаний ОИК ДЦ и опроса диспетчеров ДЦ, анализа срабатывания устройств РЗА:

- определить точки разделения синхронной зоны ОЭС Беларуси и ЕЭС России;
- определить уровни частоты и напряжения в отдельно работающих частях;
- определить загрузку контролируемых сечений, ЛЭП и электросетевого оборудования;
- выявить причину разделения синхронной зоны ЕЭС России и ОЭС Беларуси.

2.8.4. Диспетчер, руководящий ликвидацией нарушения нормального режима, поручает регулирование частоты в отделившейся части диспетчеру ДЦ одной из отделившихся энергосистем с указанием требуемого для синхронизации уровня частоты. При регулировании частоты используются мероприятия, указанные в разделах 2.2 и 2.3 Инструкции. При этом необходимо учитывать наличие на территории операционных зон диспетчерских центров отделившихся энергосистем резервов активной мощности.

2.8.5. Для синхронизации после разделения энергосистемы диспетчеры скоординированными действиями обязаны принять меры по:

- ликвидации перегрузки контролируемых сечений, ЛЭП и электросетевого оборудования;
- восстановлению частоты;
- обеспечению допустимых уровней напряжения;
- синхронизации отделившихся во время разделения энергосистемы отдельных единиц генерирующего оборудования и электростанций.

При этом должно быть запрещено:

- отключение ЛЭП, электросетевого и/или генерирующего оборудования, приводящее к задержке восстановления нормального режима;
- производство переключений, при которых отказ коммутационных аппаратов может привести к развитию аварии или к задержке синхронизации.

2.8.6. Синхронизация отделившихся частей синхронной зоны ОЭС Беларуси и ЕЭС России может производиться по ВЛ 750 кВ и ВЛ 330 кВ при разности частот не более $\pm 0,1$ Гц.

2.8.7. Для повышения частоты в отделившейся дефицитной части синхронной зоны ЕЭС России и ОЭС Беларуси должны быть использованы все имеющиеся резервы активной мощности, а при их недостаточности дальнейшее увеличение частоты может осуществляться посредством:

- перевода, с кратковременным перерывом электроснабжения, участка электрической сети с несколькими подстанциями, находящегося в отделившейся дефицитной части синхронной зоны, на электроснабжение от отделившейся избыточной части синхронной зоны;

- отключения от избыточной части отдельных единиц генерирующего оборудования или электростанций и синхронизации их с отделившейся дефицитной частью синхронной зоны;

- ввода в действие ГВО, в первую очередь, в энергосистеме, в которой произошло аварийное возмущение (отключение генерирующего оборудования или ЛЭП).

2.8.8. Включение отключенной в результате разделения синхронной зоны ОЭС Беларуси и ЕЭС России нагрузки потребителей осуществляется при наличии резервов активной мощности, если это не приводит к увеличению времени синхронизации разделившихся частей синхронной зоны ОЭС Беларуси и ЕЭС России.

2.8.9. Напряжение на обесточенные участки электрической сети должно подаваться таким образом, чтобы исключить недопустимое снижение частоты, напряжения и перегрузку контролируемых сечений, ЛЭП и электросетевого оборудования.

2.9. Предотвращение и ликвидация нарушений нормального режима, связанных с отключением линий электропередачи и/или другого оборудования энергосистем

2.9.1. В случае отключения оборудования ликвидацией нарушения нормального режима руководит диспетчер ДЦ, в операционной зоне которого произошло отключение оборудования.

В случае отключения межгосударственной ЛЭП ликвидацией нарушения нормального режима руководит диспетчер, в диспетчерском управлении которого находится указанная ЛЭП.

Распределение ЛЭП, оборудования и устройств РЗА по способу управления определяется в соответствии с Перечнем распределения объектов диспетчеризации по способу диспетчерского управления/ведения (Приложение 2 к Положению).

2.9.2. Отключившееся в результате нарушения нормального режима оборудование включается после анализа срабатывания устройств РЗА.

2.9.3. При аварийном отключении ЛЭП, оборудования определяются причины отключений на основании показаний устройств телесигнализации и телеизмерений, анализа работы устройств РЗА, опроса оперативного персонала, а также:

– устанавливается допустимый режим работы контролируемых сечений (допустимые перетоки мощности для создавшейся схемы, уровни напряжения) и, при необходимости, производятся соответствующие операции по перестройке устройств РЗА;

– принимаются меры по включению нагрузки потребителей, отключенных действием устройств (комплексов) ПА с соблюдением требований пункта 2.10.6.

2.9.4. При отключении ЛЭП действием устройств РЗ ЛЭП, независимо от работы АПВ, отключившуюся ЛЭП необходимо опробовать напряжением, если к моменту опробования не выявлено повреждения ЛЭП или ее оборудования (в том числе, отсутствие срабатывания телесигнализации) в пределах распределительных устройств, к которым она подключена.

2.9.5. Включение отключившейся ЛЭП под напряжение производится со стороны подстанции с нормальной схемой распределительного устройства или электростанции с отключенным генерирующим оборудованием.

Опробование отключившейся ЛЭП со стороны электростанции с включенным в работу генерирующим оборудованием может осуществляться в случаях, когда нет других возможностей опробовать ЛЭП.

Опробование отключившейся ЛЭП со стороны распределительного устройства атомной электростанции (при наличии на данном распределительном устройстве включенного генерирующего оборудования) производится только при условии подтверждения эксплуатирующей организации об отсутствии повреждения на ЛЭП, определенного путем осмотра.

2.9.6. Если отключение ЛЭП привело к:

- отключению нагрузки потребителей;
- перегрузке контролируемых сечений;
- перегрузке ЛЭП, электросетевого оборудования свыше допустимой токовой нагрузки;
- снижению напряжения ниже минимально допустимого;
- угрозе нарушения устойчивой работы атомных электростанций,

и указанные последствия наступили при условии отсутствия признаков работы УРОВ (по данным ОИК ДЦ) или информации от персонала объекта электроэнергетики о повреждении оборудования, препятствующего опробованию, первое ручное опробование ЛЭП должно производиться без осмотра оборудования и выяснения причины отключения путем осмотра панелей РЗ.

2.9.7. Допускается неоднократное ручное опробование отключившейся ЛЭП, если её отключение привело к последствиям, указанным в пункте 2.9.6.

Перед повторными опробованиями ВЛ должны быть:

- уточнено и проанализировано возможное расчетное место повреждения, вид короткого замыкания по информации регистраторов

аварийных событий;

- произведён осмотр панелей РЗА, оборудования и коммутационных аппаратов ЛЭП в пределах распределительных устройств объектов электроэнергетики.

2.9.8. При отсутствии последствий отключения ЛЭП, указанных в пункте 2.9.6:

- первое ручное опробование напряжением ЛЭП должно производиться после выяснения причин ее отключения путем осмотра панелей РЗА, оборудования и коммутационных аппаратов ЛЭП в пределах распределительных устройств объектов электроэнергетики, к которым она подключена;

- решение о повторном ручном опробовании напряжением ЛЭП после неуспешного первого опробования принимается с учетом дополнительной достоверной информации о наличии опасных и неблагоприятных гидрометеорологических явлений по трассе прохождения ЛЭП (сильный ветер, мокрый снег, гололед, грозы, пожары).

2.9.9. Если одностороннее отключение ЛЭП действием РЗ (ЛЭП находится под напряжением) привело к:

- отключению нагрузки потребителей;
- перегрузке контролируемых сечений;
- перегрузке ЛЭП, электросетевого оборудования свыше допустимой токовой нагрузки;
- угрозе нарушения устойчивой работы атомных электростанций;
- снижению напряжения ниже допустимого;
- превышению напряжений выше наибольших рабочих значений, необходимо включить ЛЭП в транзит.

В случае неуспешного включения ЛЭП в транзит, повторного одностороннего отключения действием РЗ, а также одностороннего отключения действием ПА или одностороннего отключения и отсутствии вышеуказанных последствий решение о возможности дальнейшей работы ЛЭП принимается после осмотра отключившегося оборудования, анализа работы устройств РЗА, а также выяснения причин его отключения и принятия мер, исключающих повторное одностороннее отключение ЛЭП.

2.9.10. Диспетчер, в диспетчерском управлении которого находится отключившаяся ЛЭП, на основании анализа срабатывания устройств РЗА, показаний фиксирующих приборов должен определить расчетное место повреждения и участок ЛЭП, подлежащий осмотру. Диспетчер, в операционной зоне которого находится участок межгосударственной ЛЭП, должен сообщить диспетчеру, определяющему расчетное место повреждения на межгосударственной ЛЭП, показания фиксирующих приборов и информацию о работе устройств РЗА. Осмотр расчетного места повреждения ЛЭП должен быть произведен и в случае успешного ее включения под нагрузку (в том числе устройствами АПВ).

2.9.11. В случае необходимости немедленного отключения ЛЭП или оборудования (опасность для жизни людей, угроза повреждения оборудования) отключение ЛЭП и/или оборудования выполняется без предварительной подготовки режима, в том числе, с целью исключения срабатывания устройств ПА. Подготовка режима должна осуществляться одновременно с производством переключений, не приводя к их задержке.

2.10. Ликвидация перегрузки линий электропередачи, оборудования, контролируемых сечений

2.10.1. При управлении электроэнергетическим режимом ЕЭС России и ОЭС Беларуси допускается работа с перетоками активной мощности в контролируемых сечениях не превышающими максимально допустимый переток активной мощности в контролируемом сечении (далее - МДП), увеличенный на величину амплитуды нерегулярных колебаний активной мощности (далее – НК), с токовой нагрузкой ЛЭП и электросетевого оборудования не более допустимых значений.

2.10.2. Продолжительность работы с перетоком активной мощности в контролируемом сечении, превышающим МДП, увеличенного на величину амплитуды НК и возникшим в результате нарушения нормального режима, не должна превышать 20 минут.

2.10.3. При возникновении перегрузки ЛЭП и/или электросетевого оборудования свыше допустимой токовой нагрузки, контролируемого сечения свыше МДП, увеличенного на величину амплитуды НК, диспетчер, осуществляющий регулирование токовой нагрузки ЛЭП и электросетевого оборудования, перетока активной мощности в контролируемом сечении, на основании данных ОИК ДЦ, опроса диспетчерского и оперативного персонала должен выяснить причины возникновения перегрузки и принять меры к ее устранению посредством:

- загрузки генерирующего оборудования электростанций в приемной и разгрузки в передающей части синхронной зоны ЕЭС России и ОЭС Беларуси;
- изменения топологии электрической сети, приводящего к снижению токовой нагрузки ЛЭП и электросетевого оборудования с перегрузкой, приводящего к увеличению МДП в контролируемых сечениях и/или к снижению перетоков активной мощности в контролируемых сечениях с перегрузкой (деление и/или замыкание шунтирующей электрической сети);
- включения аварийно отключившихся или находящихся в ремонте (резерве) ЛЭП, электросетевого и/или генерирующего оборудования, включенное состояние которых приводит к снижению токовой нагрузки ЛЭП и электросетевого оборудования с перегрузкой, увеличению МДП и/или снижению перетоков активной мощности в контролируемых сечениях с перегрузкой;
- использования допустимых аварийных перегрузок генерирующего оборудования электростанций в приемной части синхронной зоны ЕЭС России и ОЭС Беларуси;
- разгрузки генерирующего оборудования электростанций до

технического минимума в передающей части синхронной зоны ЕЭС России и ОЭС Беларуси с последующим его отключением в случае необходимости;

– перевода нагрузки из приемной части синхронной зоны ЕЭС России и ОЭС Беларуси в смежные энергорайоны.

2.10.4. При недостаточности мероприятий, указанных в пункте 2.10.3, для устранения перегрузки ЛЭП и электросетевого оборудования свыше допустимой токовой нагрузки, контролируемых сечений свыше МДП, увеличенного на величину амплитуды НК, должны быть введены в действие ГВО в приемной части синхронной зоны ЕЭС России и ОЭС Беларуси. При этом отключение потребителей производится, в первую очередь, в той части синхронной зоны ЕЭС России или ОЭС Беларуси, в которой произошло отключение генерирующей мощности, вызвавшее перегрузку.

2.10.5. Устранение перегрузки ЛЭП и электросетевого оборудования свыше допустимой токовой нагрузки, контролируемых сечений свыше МДП, увеличенного на величину амплитуды НК, является приоритетной по отношению к регулированию частоты.

2.10.6. При необходимости включения нагрузки потребителей, отключенной действием устройств (комплексов) ПА, для восстановления объема противоаварийного управления и прогнозируемой при этом перегрузке ЛЭП и электросетевого оборудования свыше допустимой токовой нагрузки, перегрузке контролируемых сечений свыше МДП, увеличенного на величину амплитуды НК, их включение выполняется после введения в действие ГВО в необходимом объеме.

2.10.7. Ликвидация перегрузки контролируемого сечения «Центр – Беларусь», обусловленной любыми причинами, выполняется диспетчером ГПО Белэнерго посредством снижения поставок мощности из ЕЭС России в ОЭС Беларуси. Переход от планового сальдо перетоков ОЭС Беларуси до сальдо перетоков ОЭС Беларуси, необходимого для ликвидации перегрузки, вплоть до нулевого сальдо перетоков осуществляется ОЭС Беларуси и должно быть выполнено в течение 20 минут.

В случае отсутствия плановых поставок мощности из ЕЭС России в ОЭС Беларуси ликвидация перегрузки контролируемого сечения «Центр – Беларусь», обусловленная транзитными перетоками активной мощности, осуществляется посредством изменения топологии электрической сети с целью ликвидации транзитных перетоков во взаимодействии диспетчерского персонала ГПО Белэнерго и ЦДУ.

2.10.8. Ликвидация перегрузки контролируемого сечения «АТ САЭС», обусловленной любыми причинами, выполняется диспетчером ЦДУ, в том числе посредством команд на изменение сальдо перетоков ОЭС Беларуси. При этом переход от планового сальдо перетоков ОЭС Беларуси до сальдо перетоков ОЭС Беларуси, необходимого для ликвидации перегрузки, вплоть до нулевого сальдо перетоков осуществляется ОЭС Беларуси и должно быть выполнено в течение 20 минут.